



Procedimientos e incentivos para la generación y venta de energía eléctrica renovable de la agroindustria de palma de aceite en Colombia

Procedimientos e incentivos para la generación y venta de energía eléctrica renovable de la agroindustria de palma de aceite en Colombia

**Publicación de la Federación Nacional de Cultivadores de Palma de Aceite,
Fedepalma**

Cofinanciada por Fedepalma - Fondo de Fomento Palmero

Presidente Ejecutivo

Jens Mesa Dishington

Director de la Unidad de Gestión Comercial Estratégica

Mauricio Posso Vacca

Líder de Promoción de Valor Agregado

Jaime Fernando Valencia Concha

Analista de Promoción de Valor Agregado

Ivonne Cristina Briceño Álvarez

Coordinación Editorial

Yolanda Moreno Muñoz

Esteban Mantilla

Fotografías portada

Ivonne Cristina Briceño Álvarez

Diseño y Diagramación

Fredy Johan Espitia Ballesteros

Impresión

Javegraf

ISBN: 978-958-8616-90-2

Fedepalma

Carrera 10A No. 69A-44

PBX: (57-1) 313 8600

Fax: (57-1) 211 3508

www.fedepalma.org

Bogotá, D.C., Colombia

Mayo de 2017



Contenido

Presentación	6
Introducción	8
Definiciones	12
Modelo Financiero de Generación de Energía Eléctrica	17
Potencial de generación de energía de la agroindustria de la palma de aceite en Colombia	17
Estimación financiera del modelo de negocio	20
Guía práctica para la aplicación de los incentivos tributarios de la Ley 1715 de 2014	24
Fases para el registro de proyectos de generación de energía	24
Marco normativo y autoridades competentes	27
Propósito del marco normativo	28
Incentivos	29
Etapas del proyecto y de aplicación a los incentivos	41
Requisitos y procedimientos de aplicación a incentivos	45
Guía práctica para la conexión y venta de excedentes de energía a la red	53
Estructura del mercado de energía	53
Alternativas para la venta de energía eléctrica de las plantas de beneficio	58
Opciones para comercializar energía	59
Estudio de conexión	60
Contratos de conexión, respaldo y suministro	61
Equipo de medida y frontera comercial	62
Contrato de venta de excedentes	62
Conclusiones	65
Siglas y acrónimos	66

Presentación

La generación de energía renovable de la agroindustria de la palma de aceite en Colombia es una realidad, 31 de las 65 plantas de beneficio en operación (información actualizada a 31 de diciembre de 2016) en las cuatro zonas palmeras del país, generan energía eléctrica para suplir las necesidades de su proceso. En las plantas de beneficio se tienen dos vías para la generación de energía a partir de los subproductos de la extracción de los aceites de palma, la primera es la combustión en calderas de biomasa sólida: fibra, cuesco y tusa, para generar vapor a temperatura y presión elevadas, el paso de este vapor por una turbina transforma la energía interna del vapor en energía mecánica que se transmite a un generador para producir electricidad.

La segunda vía de generación de energía eléctrica del sector, se obtiene a partir de la biomasa líquida o efluentes del proceso, conocida como POME (por sus siglas en inglés *-Palm Oil Mill Effluent-*), esta biomasa líquida se caracteriza por tener altas cargas de materia orgánica que se degrada al interior de lagunas carpadas o biodigestores, mediante un proceso de digestión anaeróbica, produciendo biogás. La combustión de este biogás en motores, turbinas de gas o microturbinas, genera energía eléctrica.

En el año 2016, la entrega de energía renovable de la agroindustria de palma de aceite fue realizada por tres plantas de beneficio, una de ellas ubicada en la Zona Norte y las otras dos en la Zona Oriental, contribuyendo a suplir la demanda energética de las poblaciones cercanas. En el mismo año,

Fedepalma realizó reuniones de acercamiento entre las plantas de beneficio y operadores de red eléctrica, quienes expresaron su interés por la energía eléctrica producida en las plantas de beneficio y aclararon temas técnicos y normativos para la venta de excedentes de energía por parte del sector palmicultor.

Ante la dinámica e interés de las plantas de beneficio para la realización del proyecto de generación de energía renovable y la disposición de los operadores de red (OR) para recibir esta energía (Figura 1), el objetivo de esta publicación es entregar a los empresarios de la agroindustria, la normatividad, requisitos y procedimientos necesarios para la venta de energía eléctrica a la red, así como hacer claridad sobre los procedimientos de aplicación a los incentivos tributarios de la Ley 1715 que promueven la inversión en este proyecto.

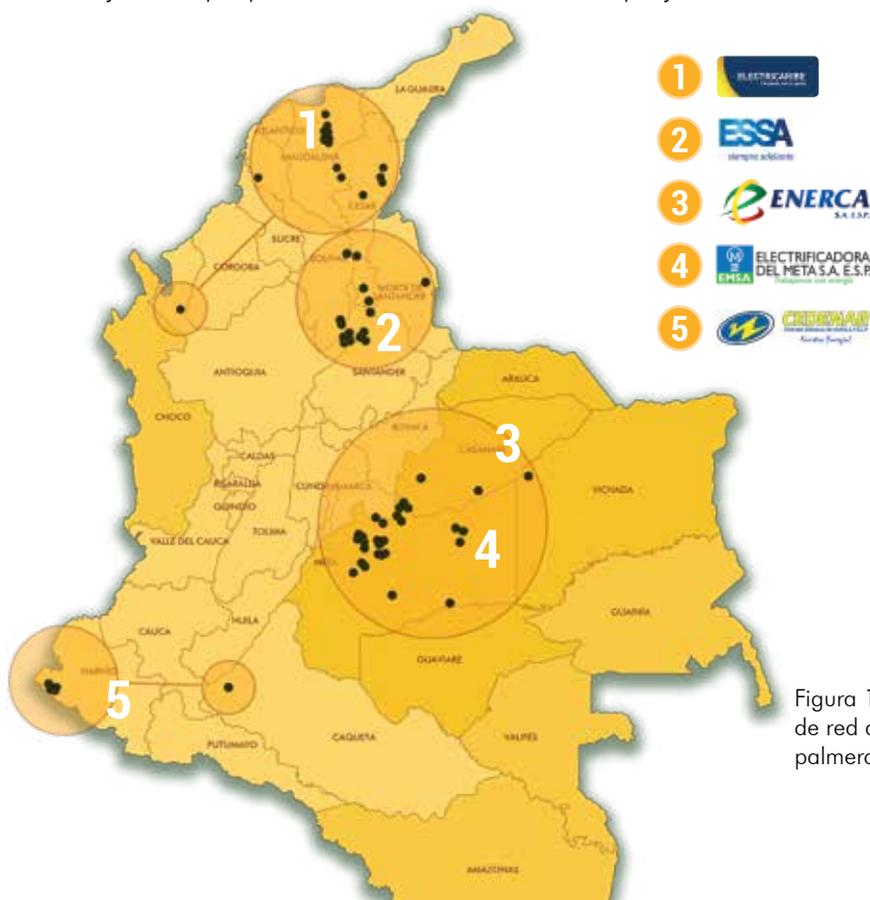


Figura 1. Operadores de red de las zonas palmeras.

Introducción

La ley 1715 de 2014 tiene por objeto promover el desarrollo y la utilización de las Fuentes No Convencionales de Energía, principalmente aquellas de carácter renovable, en el Sistema Energético Nacional, mediante su integración al mercado eléctrico, su participación en las Zonas no Interconectadas y en otros usos energéticos como medio necesario para el desarrollo económico sostenible, la reducción de emisiones de gases de efecto invernadero y la seguridad del abastecimiento energético.

A la fecha, la reglamentación de la Ley ha avanzado en materia de definición de entrega de excedentes de energía e incentivos tributarios como se muestra en la Figura 2.





Figura 2. Avances en la reglamentación de la Ley 1715 a marzo 2017

Esta definición en la reglamentación muestra el camino para materializar el objetivo de la Ley: diversificar la matriz energética del país fomentando la inversión, investigación y desarrollo de tecnologías limpias para producción de energía. En el caso específico de la agroindustria de la palma de aceite, la reglamentación presenta las alternativas para la venta de energía al Sistema Interconectado Nacional y señala la ruta

que se debe seguir para aplicar a los incentivos que promueven la inversión en la generación de energía renovable.

Las etapas globales de desarrollo del proyecto de generación y venta de energía eléctrica a la red son: definir y estructurar el proyecto; registrar el proyecto ante la Unidad de Planeación Minero Energética (UPME) y aplicar a los incentivos de la Ley 1715; finalmente, realizar el debido proceso de conexión y venta de excedentes de energía a la red.

Una vez realizada la definición y estructuración del proyecto, es posible iniciar el registro y el debido proceso de conexión de forma simultánea. El desarrollo de cada etapa lo realiza el promotor del proyecto con diferentes actores; en la primera se adelantan los estudios del proyecto de generación de energía eléctrica en la planta de beneficio con una empresa consultora; en la segunda se realiza el registro del mismo ante la UPME y la solicitud de los incentivos ante instituciones del gobierno: UPME, la Autoridad Nacional de Licencias Ambientales (ANLA) y la Dirección de Impuestos y Aduanas Nacionales (DIAN); en la tercera se trabaja de la mano con una empresa de consultoría en el sector eléctrico, operador de red y comercializador (Figura 3).



Figura 3. Etapas globales del proyecto de generación y venta de energía eléctrica

En 2015, la Federación Nacional de Cultivadores de Palma de Aceite distribuyó la cartilla *Potencial de generación de energía renovable de la agroindustria de palma de aceite en Colombia* en la que expuso el modelo de generación de energía eléctrica en las plantas de beneficio y la estimación financiera del modelo de negocio; esta nueva publicación, presenta la actualización de dicha estimación financiera, ajustada a la realidad económica actual y los resultados de la aplicación de los incentivos de la Ley 1715. Esperando que estos resultados y la explicación de los requisitos y procedimientos para la venta de energía, y la aplicación de los incentivos, sirvan como punto de referencia a los estudios que, en adelante, cada una las empresas palmicultoras debe realizar para desarrollar su propio plan de negocio.



Definiciones

Activos de conexión. Son los activos requeridos por un generador, usuario u otro transportador, para conectarse físicamente al STN, STR o SDL.

Activos de uso. Activos de transmisión de electricidad que son utilizados por más de un usuario, no son activos de conexión y son remunerados mediante cargos por uso al OR.

Autogeneración. Actividad realizada por personas naturales o jurídicas que producen energía eléctrica principalmente, para atender sus propias necesidades y su consumo propio es atendido sin utilizar activos de uso de distribución y/o transmisión. En el evento en que se generen excedentes de energía eléctrica a partir de la actividad de autogeneración, estos podrán entregarse a la red únicamente en la frontera de generación asociada, que deberá corresponder al punto de conexión donde demanda energía.

Autogeneración a gran escala. Autogeneración cuya potencia máxima supera el límite de 1MW establecido por la UPME.

Autogeneración a pequeña escala. Autogeneración con capacidad instalada del sistema de generación máxima de 1 MW.

Autoridad Nacional de Licencias Ambientales (ANLA). Entidad encargada de que los proyectos, obras o actividades sujetos de licenciamiento, permiso o trámite ambiental cumplan con la normativa ambiental. Otorga o niega las licencias, permisos y trámites ambientales de competencia del Ministerio de Ambiente y Desarrollo Sostenible (MADS).



Comercialización. Actividad que consiste en la compra de energía eléctrica y su venta a los usuarios finales, regulados o no regulados.

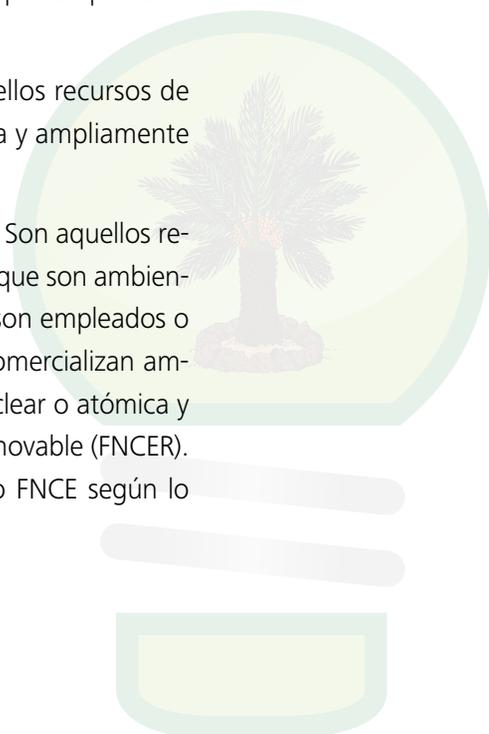
Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG). Regula las actividades de prestación de servicios públicos domiciliarios relacionados con energía eléctrica, gas natural, gas licuado de petróleo y combustibles líquidos, con el fin de lograr que tales servicios se presten al mayor número de personas, al menor costo y equilibrando la compensación para las empresas prestadoras.

Etapas de proyectos de FNCE o gestión eficiente de la energía.

En la aplicación de los incentivos que trata el Decreto 2143 de 2015, se entenderán por etapas del proyecto las siguientes: i) etapa de preinversión (investigación y desarrollo tecnológico o formulación e investigación preliminar); ii) etapa de inversión (estudios técnicos, financieros, económicos y ambientales definitivos, montaje e inicio de operación); y iii) etapa de operación (administración, operación y mantenimiento).

Fuentes convencionales de energía. Son aquellos recursos de energía que son utilizados de forma intensiva y ampliamente comercializados en el país.

Fuentes No Convencionales de Energía (FNCE). Son aquellos recursos de energía disponibles a nivel mundial que son ambientalmente sostenibles, pero que en el país no son empleados o son utilizados de manera marginal y no se comercializan ampliamente. Se consideran FNCE la energía nuclear o atómica y las Fuentes No Convencionales de Energía Renovable (FNCE-ER). Otras fuentes podrán ser consideradas como FNCE según lo determine la UPME.



Fuentes No Convencionales de Energía Renovable (FNCER). Son aquellos recursos de energía renovable disponibles a nivel mundial que son ambientalmente sostenibles, pero que en el país no son empleados o son utilizados de manera marginal y no se comercializan ampliamente. Se consideran FNCER la biomasa, los pequeños aprovechamientos hidroeléctricos, las energías eólica, geotérmica, solar y de los mares. Otras fuentes podrán ser consideradas como FNCER según lo determine la UPME.

Generadores de energía a partir de FNCE. Son todos los contribuyentes declarantes del impuesto sobre la renta y complementarios obligados a llevar contabilidad, que generen energía para venta o autoconsumo a partir de FNCE.

Gestión Eficiente de la Energía (GEE). Eficiencia energética es la relación entre la energía aprovechada y la total utilizada en cualquier proceso de la cadena energética, que busca ser maximizada a través de buenas prácticas de reconversión tecnológica o sustitución de combustibles. A través de la eficiencia energética se busca obtener el mayor provecho de la energía, bien sea a partir del uso de una forma primaria de energía o durante cualquier actividad de producción, transformación, transporte, distribución y consumo de las diferentes formas de energía, dentro del marco del desarrollo sostenible y respetando la normatividad vigente sobre el ambiente y los recursos naturales renovables.

Medición y evaluación de los recursos para la producción y utilización de energía a partir de FNCE. Es el conjunto de actividades para la cuantificación de los potenciales de dichos recursos, su distribución espacial, estacionalidad, entre otros aspectos, basada en mediciones de ciertos parámetros y variables que permiten reducir la incertidumbre sobre la disponibilidad de los recursos.



Nuevas inversiones en proyectos de FNCE. Se consideran nuevas inversiones el aporte y/o erogaciones de recursos financieros que tengan como objetivo el desarrollo de Fuentes No Convencionales de Energía y que se realicen a partir de la vigencia del Decreto 2143 de 2015.

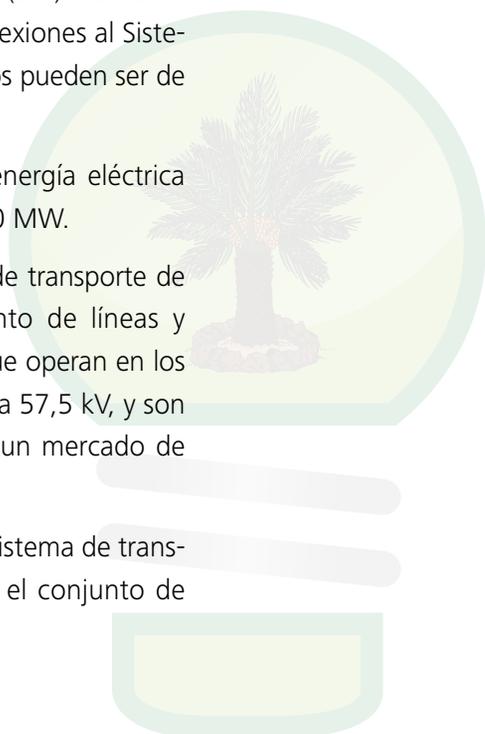
Nuevos proyectos de FNCE. Son aquellas actividades interrelacionadas que se desarrollan de manera coordinada para instalar capacidad de generación de energía eléctrica a partir de FNCE desde la expedición del Decreto 2143 de 2015. Puede incluir actividades como investigación y desarrollo tecnológico o formulación e investigación preliminar, estudios técnicos, financieros, económicos y ambientales definitivos, adquisición de equipos, elementos, maquinaria, y montaje y puesta en operación.

Operador de red (OR). Persona encargada de la planeación, expansión, inversiones, operación y mantenimiento de todo o parte de un Sistema de Transmisión Regional (STR) o Sistema de Distribución Local (SDL), incluidas sus conexiones al Sistema de Transmisión Nacional (STN). Los activos pueden ser de su propiedad o de terceros.

Planta menor. Centrales de generación de energía eléctrica con una capacidad efectiva neta inferior a 20 MW.

Sistema de Distribución Local (SDL). Sistema de transporte de energía eléctrica compuesto por el conjunto de líneas y subestaciones, con sus equipos asociados, que operan en los niveles de tensión nominal menor a 1kV hasta 57,5 kV, y son utilizados para la prestación del servicio en un mercado de comercialización.

Sistema de Transmisión Nacional (STN). Es el sistema de transmisión de energía eléctrica compuesto por el conjunto de



líneas, equipos de compensación y subestaciones que operan a tensiones iguales o superiores a 220 kV.

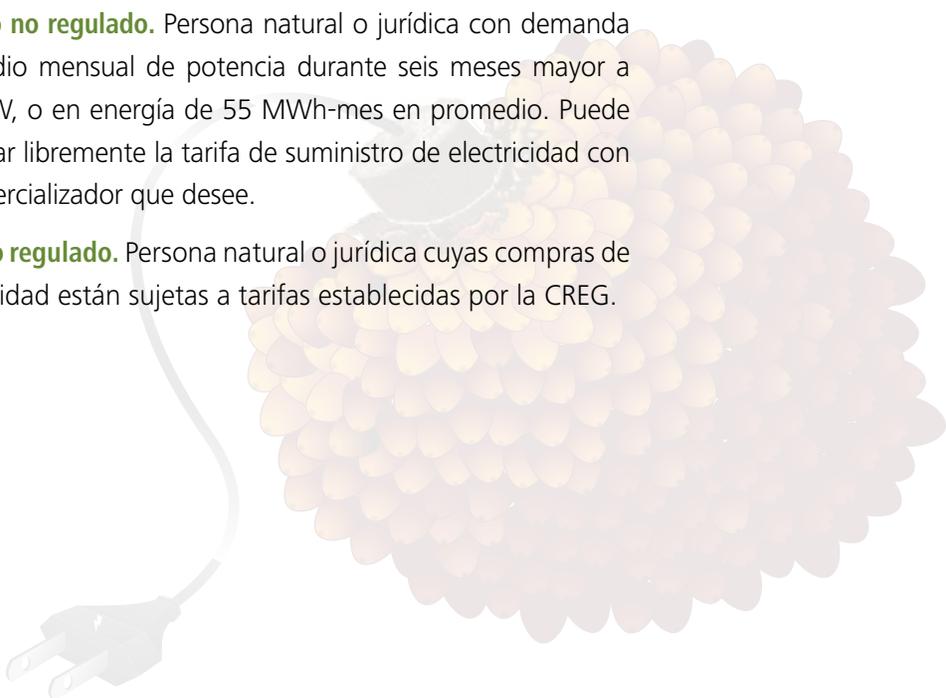
Sistema de Transmisión Regional (STR). Sistema de transporte de energía eléctrica compuesto por los activos de conexión del OR al STN y el conjunto de líneas, equipos y subestaciones, con sus equipos asociados que operan en el nivel de tensión mayor o igual a 57,5 kV y menor a 220 kV.

Sistema Interconectado Nacional (SIN). Es el sistema compuesto por los siguientes elementos conectados entre sí: 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.

Unidad de Planeación Minero Energética (UPME). Realiza la planeación integral del sector minero energético mediante evaluaciones, diagnósticos de la oferta, demanda de los recursos y elaboración de planes indicativos, como apoyo al Ministerio de Minas y Energía (MME) y los decisores de inversión.

Usuario no regulado. Persona natural o jurídica con demanda promedio mensual de potencia durante seis meses mayor a 0,1 MW, o en energía de 55 MWh-mes en promedio. Puede negociar libremente la tarifa de suministro de electricidad con el comercializador que desee.

Usuario regulado. Persona natural o jurídica cuyas compras de electricidad están sujetas a tarifas establecidas por la CREG.

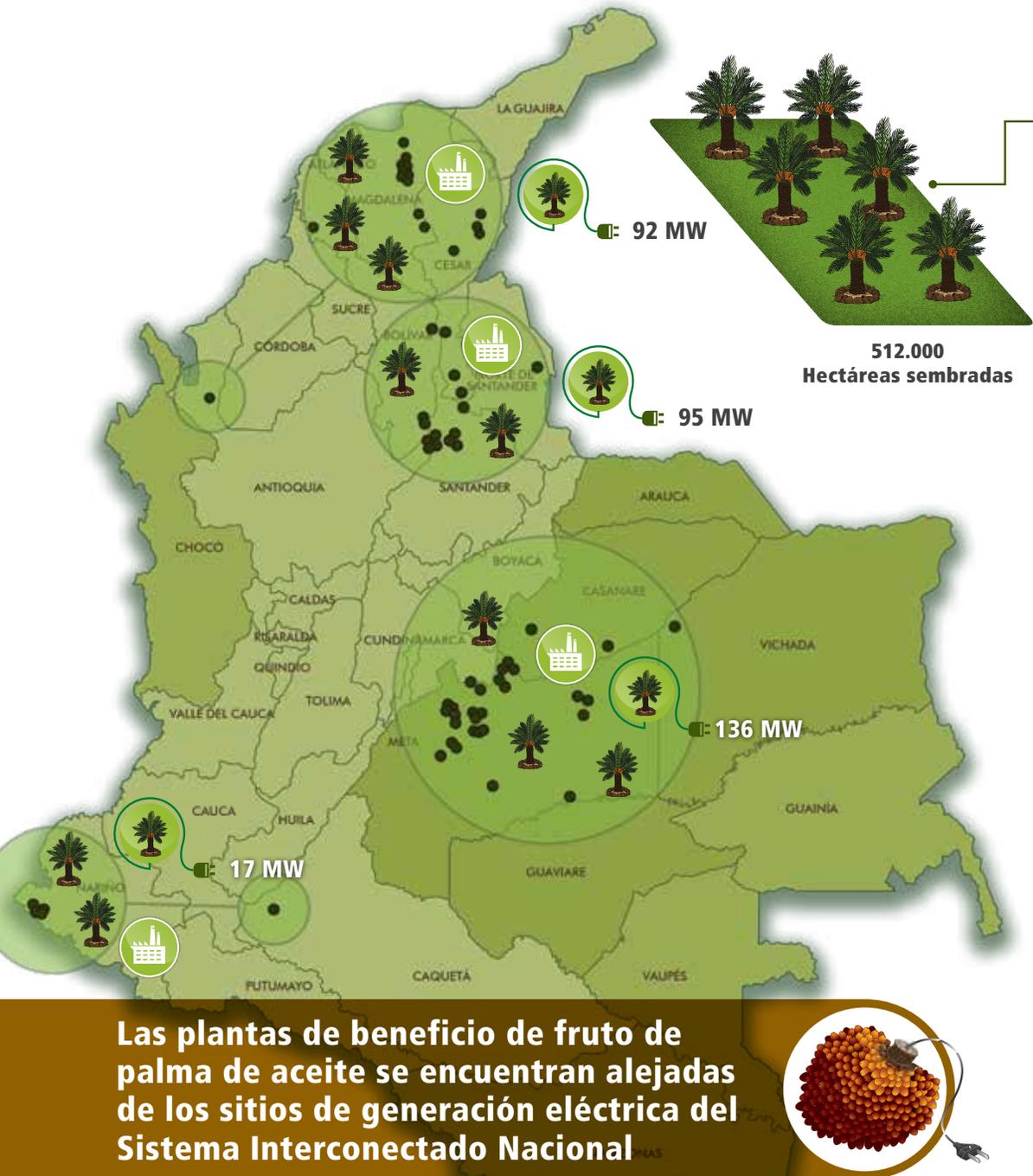


Modelo Financiero de Generación de Energía Eléctrica

Potencial de generación de energía de la agroindustria de la palma de aceite en Colombia

El potencial de generación de energía eléctrica de la agroindustria de la palma de aceite está en función de la disponibilidad de biomasa generada al extraer los aceites de palma de los Racimos de Fruto Fresco (RFF). El potencial se presenta en la Figura 4.





Las plantas de beneficio de fruto de palma de aceite se encuentran alejadas de los sitios de generación eléctrica del Sistema Interconectado Nacional

Figura 4. Potencial de generación de energía del sector palmicultor en Colombia. Capacidad instalada a diciembre de 2016. Fuente: Registro Nacional Palmicultor



5.607.800 t
Racimos de
fruto fresco



65 Plantas extractoras*
1.533 tRFF/h
capacidad instalada

- Aceite de palma
- Aceite de palmiste
- Torta de palmiste

- Usos alimenticios
- Usos no alimenticios



Tusa



Fibra



Cuesco

Reconversión
tecnológica



2.243.120 t
biomasa



Biogás
123.372.000 m³

Ley 1715 de 2014
Autogenerador
Zonas no interconectadas
Incentivos tributarios
Eficiencia energética
Generación distribuida



Nuevo modelo
de negocio

340 MW

Potencial generación
de energía

Ampliación de cobertura
Firmeza SIN
Reducción GEI
Desarrollo económico sostenible
Calidad de vida

Estimación financiera del modelo de negocio

La Figura 5, que se presenta a continuación, indica los supuestos técnicos, económicos y financieros con los que se realizó el modelo. Las inversiones de capital (CAPEX) fueron calculadas a la tasa de cambio de fin de año de 2017 proyectada por Bancolombia en febrero 2017: \$ 3.010. Los ingresos del modelo financiero obedecen a la venta de excedentes de energía a la red y al ahorro causado por dejar de comprar energía durante el 75 % de las horas de operación. Los gastos operacionales (OPEX) obedecen a las siguientes consideraciones:

-  Cargo de respaldo a la red: es el pagado a la electrificadora por tener disponibilidad de capacidad de respaldo de la red con respecto a la energía requerida por la planta en caso de que suspenda la autogeneración.
-  La mano de obra contempla ingeniero eléctrico en dirección de la planta de generación de energía, ayudante para la planta de generación, auxiliar de ingeniería en el área de generación de biogás y ayudante en generación de biogás.
-  El mantenimiento anual de caldera y turbina corresponde al 1 % de la inversión.
-  El mantenimiento del sistema de generación de biogás para los años 5 y 15 corresponde al 25 % del costo de las carpas, en el año 10 corresponde al 50 % de este costo.
-  El mantenimiento anual del motor de biogás corresponde al 5 % de la inversión.

Se aplican los incentivos tributarios de la Ley 1715, lo que implica una reducción en el 17 % del CAPEX respecto a la inversión original. Los resultados del modelo financiero realizado, a nivel de prefactibilidad, se presentan con los indicadores tasa interna de retorno (TIR), valor presente neto (VPN), periodo de retorno de la inversión (*Pay Back Period*) e ingresos anuales promedio. Los resultados obedecen a tres alternativas evaluadas; en la primera el inversionista aporta todo el capital al proyecto, en las otras dos se toman préstamos que obedecen a las condiciones de financiación indicadas, por 30 y 70 % del CAPEX, respectivamente.

Los resultados obtenidos muestran la viabilidad del proyecto al obtener tasas de retorno mayores a la tasa de oportunidad desde el escenario sin financiación; así mismo, se obtiene VPN positivo en todos los escenarios y el retorno de la inversión es de siete años.



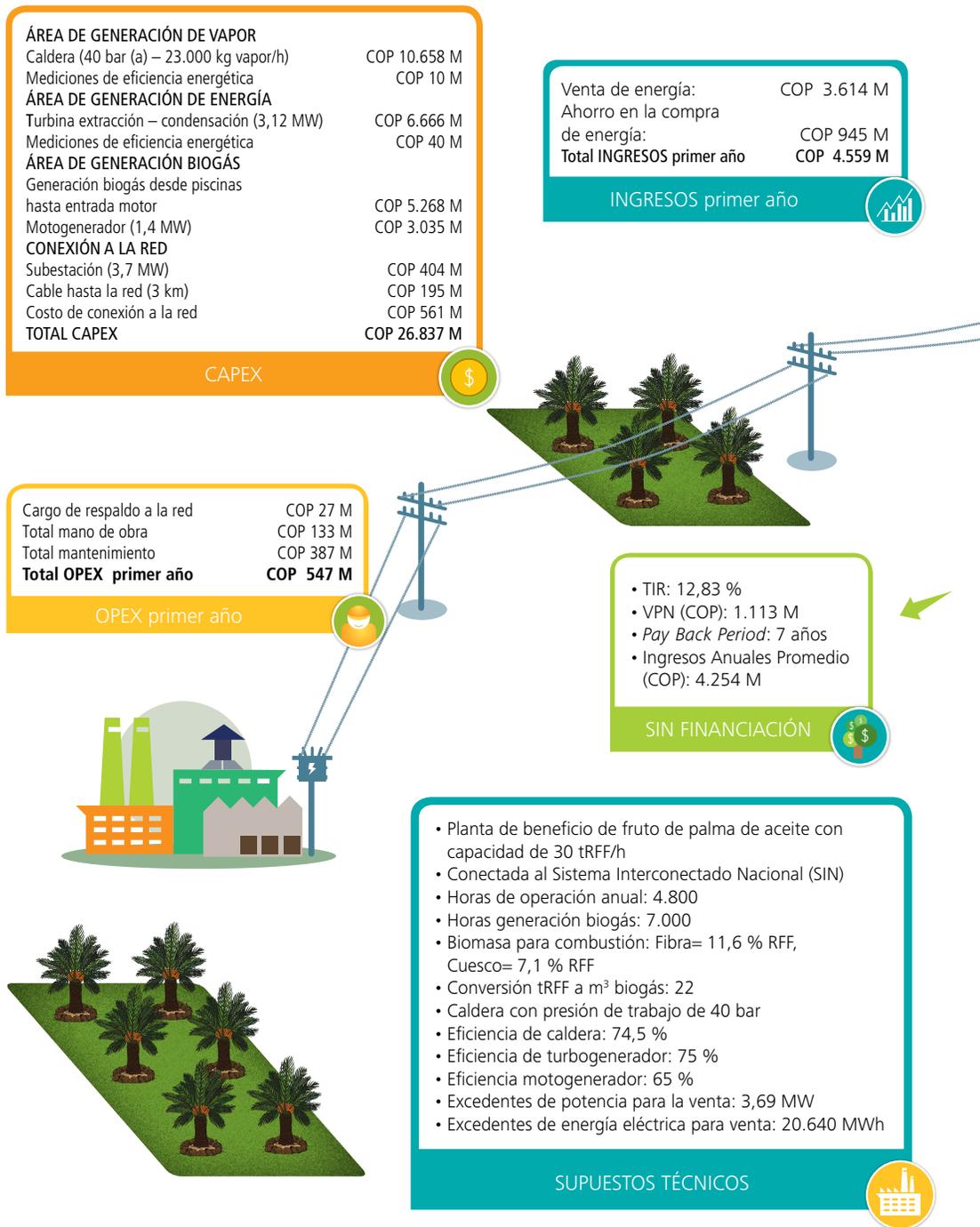


Figura 5. Estimación financiera del nuevo modelo de negocio.

- Flujo de caja incremental
- Vida útil del proyecto: 15 años
- Precio de compra de energía: 340 COP / kWh
- Precio de venta de energía : 170 COP / kWh
- Incremento anual del precio de compra y venta de energía: 3 %
- Tasa de oportunidad inversionista: 12 %
- TRM : 3.010
- Modelo en COP

SUPUESTOS FINANCIEROS



- TIR: 13,96 %
- VPN (COP): 3.408 M
- Pay Back Period: 7 años
- Ingresos Anuales Promedio (COP): 4.448 M

70 % FINANCIACIÓN



- TIR: 13,45 %
- VPN (COP): 2.257 M
- Pay Back Period: 7 años
- Ingresos Anuales Promedio (COP): 4.353 M

30 % FINANCIACIÓN



- Tasa de interés del préstamo: 11,25 % E.A.
- Plazo del préstamo: 10 años
- Tiempo de gracia: 2 años

CONDICIONES DE FINANCIACIÓN



Guía práctica para la aplicación de los incentivos tributarios de la Ley 1715 de 2014

Definición y estructuración del proyecto

Actor: Promotor del proyecto y empresa de consultoría en generación de energía



Fases para el registro de proyectos de generación de energía

La UPME establece que los proyectos de generación de energía eléctrica que operarán en el SIN deben registrarse ante dicha entidad, con el fin de contar con información para su proceso de planeamiento. De otro lado, los interesados en solicitar los incentivos tributarios de la Ley 1715, deberán estar inscritos en el registro de proyectos de generación de energía eléctrica de la UPME. La Resolución UPME 0520 de 2007 establece que los proyectos de generación se pueden registrar en cualquiera de las tres fases que se presentan a continuación, dependiendo del avance del proyecto:

Es un estudio por medio del cual se selecciona, entre diferentes alternativas de un proyecto, la más atractiva de acuerdo a una evaluación preliminar de viabilidad técnica y económica del proyecto. Esto implica el desarrollo de estudios de topografía, geología, hidrología, disponibilidad de combustibles, parámetros técnicos del proyecto, así como análisis ambiental entre otros.

VIGENCIA DEL REGISTRO: dos años.



Estudio de prefactibilidad del proyecto de generación de energía

Es un estudio en donde se define si un proyecto es técnica, económica, financiera y ambientalmente factible y conveniente, y se establece la estructura financiera del mismo. Dichos estudios sirven para la toma de decisión de si se desarrolla o no un proyecto.

VIGENCIA DEL REGISTRO: un año.



Estudio de factibilidad del proyecto de generación de energía

El proyecto cuenta con los diseños definitivos del proyecto de generación. Así mismo, se ha realizado el estudio de conexión con las características técnicas de los equipos a instalar para conectar la generación a la red.

VIGENCIA DEL REGISTRO: un año o hasta el inicio de la construcción si esta ocurre primero.



Diseños definitivos del proyecto de generación de energía

La Resolución UPME 143 de 2016 determina que el Registro tendrá un término de vencimiento, dependiendo de la fase del proyecto. Si pasado ese término el promotor del proyecto no ha solicitado cambio de fase, no ha informado sobre cambios o no ha confirmado que las condiciones de registro inicial se mantienen, el proyecto saldrá automáticamente del registro y cualquier certificación de la UPME carecerá de validez. Igualmente, el proyecto saldrá del registro cuando inicie la construcción.

Los requisitos de inscripción en las fases son los siguientes:



Primera Fase

- Formato fase 1 diligenciado
- Certificado vigente de constitución y gerencia de la entidad promotora ante la Cámara de Comercio
- Constancia finalización estudios de prefactibilidad de la empresa que adelantó los estudios
- Resumen estudio de prefactibilidad
- Copia de la carta con radicado del MADS o Corporación Autónoma Regional (CAR) respectiva, en donde el promotor solicita a dichas entidades el inicio de los trámites para la obtención de la licencia ambiental del proyecto
- Mapa de localización del proyecto



Segunda Fase

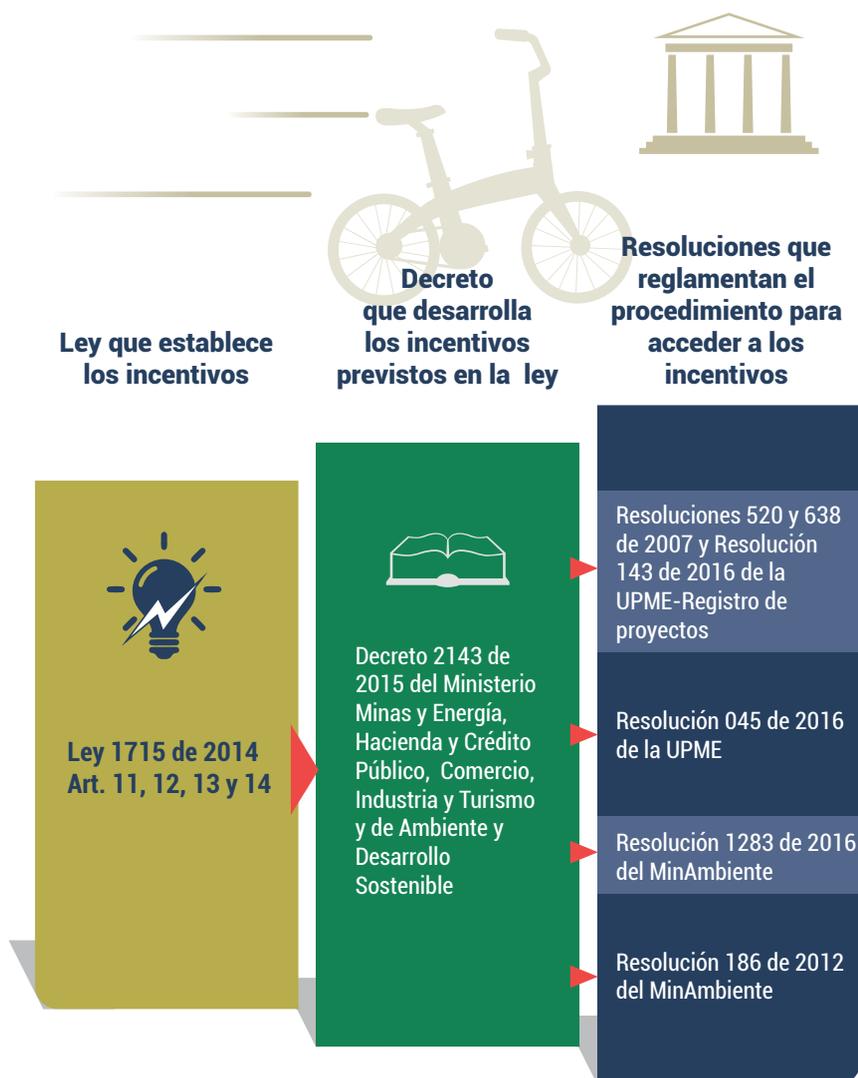
- Formato fase 2 y de características específicas diligenciado
- Certificado vigente de constitución y gerencia de la entidad promotora ante la Cámara de Comercio
- Constancia finalización estudios de factibilidad expedida por la empresa que adelantó los estudios
- Auto o acto administrativo mediante el cual la autoridad ambiental decide sobre la alternativa presentada o establece que el proyecto no requiere licencia ambiental
- Resumen del estudio de factibilidad
- Información respecto a posible esquema financiero
- Información respecto a posible esquema empresarial
- Información respecto a opciones de compra de terrenos
- Esquema y cantidades de compra de combustible
- Diseños en ejecución



Tercera Fase

- Formato fase 3 y de características específicas diligenciado
- Certificado vigente de constitución y gerencia de la entidad promotora ante la Cámara de Comercio
- Licencia Ambiental expedida o certificación de MADS o CAR respectiva, que el proyecto no requiere licencia ambiental
- Cronograma de ejecución del proyecto
- Esquema financiero definitivo
- Esquema empresarial definitivo
- Concepto de aprobación de la conexión a la red, emitido por la UPME
- Constancia de finalización de diseño del proyecto por parte de la empresa de ingeniería

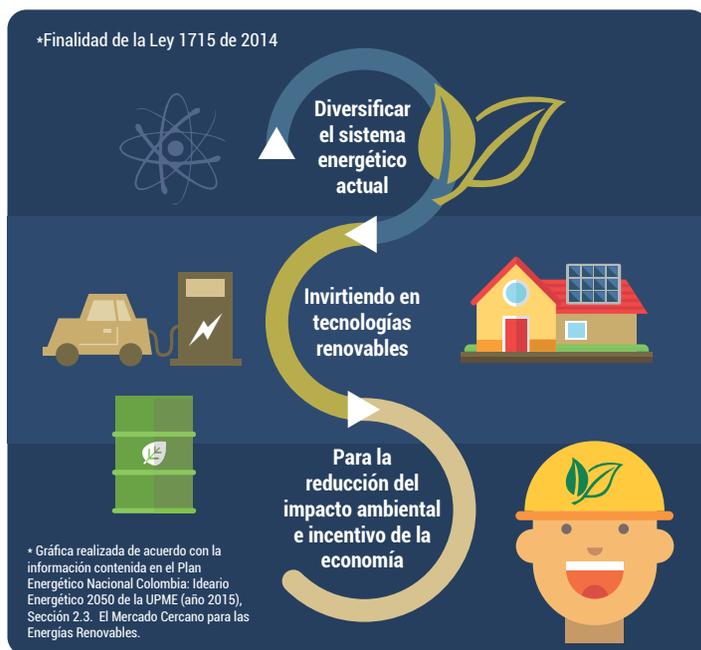
Marco normativo y autoridades competentes*



* La información de la aplicación de los incentivos tributarios de la Ley 1715 se tomó de la cartilla *Invierta y Gane con Energía* publicada por la UPME con la colaboración del MADS y la ANLA, y fue posible imprimirla gracias USAID (Agencia de Estados Unidos para el Desarrollo Internacional) en el año 2016.

Propósito del marco normativo

- a. Orientar las políticas públicas y definir los instrumentos tributarios, arancelarios, contables y de participación en el mercado energético colombiano que garanticen el cumplimiento de los compromisos adquiridos por el Gobierno Nacional.
- b. Incentivar la penetración de las Fuentes No Convencionales de Energía, principalmente aquellas de carácter renovable, en el sistema energético colombiano, la eficiencia energética y la respuesta de la demanda en todos los sectores y actividades, con criterios de sostenibilidad medioambiental, social y económica.
- c. Estimular la inversión, la investigación y el desarrollo para la producción y utilización de energía a partir de Fuentes No Convencionales de Energía, principalmente aquellas de carácter renovable, mediante el establecimiento de incentivos tributarios, arancelarios o contables.



Incentivos



Beneficios

Deducción especial en la determinación del impuesto sobre la renta

Los contribuyentes declarantes del impuesto sobre la renta que realicen directamente nuevas erogaciones en investigación, desarrollo e inversión para la producción y utilización de energía a partir FNCE o gestión eficiente de la energía, tendrán derecho a deducir hasta el 50% del valor de las inversiones.

El valor a deducir anualmente no puede ser superior al 50% de la renta líquida del contribuyente.

- i) Artículo 11 de la Ley 1715 de 2014.
- ii) Artículo 2.2.3.8.2.1. y siguientes del Decreto 2143 de 2015 (incorporado al Decreto 1073 de 2015).

Depreciación acelerada

Gasto que la ley permite que sea deducible al momento de declarar el impuesto sobre la renta, por una proporción del valor del activo que no puede superar el 20% anual.

- Artículo 14 de la Ley 1715 de 2014.
- Artículo 2.2.3.8.5.1. del Decreto 2143 de 2015 (incorporado al Decreto 1073 de 2015).

Exclusión de bienes y servicios de IVA

Por la compra de bienes y servicios, equipos, maquinaria, elementos y/o servicios nacionales o importados.

- Artículo 12 de la Ley 1715 de 2014.
 - Artículo 2.2.3.8.3.1. del Decreto 2143 de 2015 (incorporado al Decreto 1073 de 2015).
- Ley 1715 art. 12, Decreto 2143 artículo 2.2.3.8.3.1.

Exención de gravámenes arancelarios

Exención del pago de los Derechos Arancelarios de Importación de maquinaria, equipos, materiales e insumos destinados exclusivamente para labores de preinversión y de inversión de proyectos con FNCE.

Ley 1715 art. 13, Decreto 2143 de 2015 arts. 2.2.3.8.4.1.

Deducción especial del impuesto sobre la renta

Requisito especial

- Obtención de la certificación expedida por la UPME, en la cual la entidad avalará el proyecto de FNCE o GEE, los equipos elementos y maquinaria, nacionales o importados, o la adquisición de servicios.
- Adicionalmente, los contribuyentes deberán obtener la Certificación de Incentivo Ambiental que expide el Ministerio de Ambiente y Desarrollo Sostenible a través de la ANLA, en los términos del Artículo 158-2 del Estatuto Tributario y demás normas que lo reglamenten. Este artículo hace referencia a la deducción especial por inversiones en control y mejoramiento ambiental, que generan beneficios ambientales.

Alcance del incentivo

- Aplica a las inversiones que se realicen directamente en investigación y desarrollo en el ámbito de la producción y utilización de energía a partir FNCE o gestión eficiente de la energía.
- El valor máximo a deducir en un período no mayor a cinco (5) años, contados a partir del año gravable siguiente a aquel en el que se efectúa la inversión, será del cincuenta por ciento (50%) del valor total de la inversión realizada.
- El valor máximo a deducir por cada año gravable no podrá ser superior al cincuenta por ciento (50%) de la renta líquida del contribuyente, antes de restar la deducción.
- En el año en que se efectúe la inversión, los contribuyentes podrán deducir además el valor por depreciación o amortización que corresponda a la inversión, de acuerdo con el régimen general de deducciones previsto en el Estatuto Tributario o utilizar la depreciación acelerada prevista en el artículo 14 de la Ley 1715 de 2014.

Limitaciones y pérdida del incentivo

- Cuando la inversión se realice mediante un contrato de *leasing*, la deducción procederá cuando se trate de un *leasing* financiero con opción de compra irrevocable, a partir del año siguiente en el que se suscriba el contrato, siempre y cuando el locatario ejerza la opción de compra.

- Si no se ejerce la opción de compra, los valores objeto del incentivo deberán ser declarados como renta líquida por recuperación de deducciones en el año gravable en que se decida no ejercerla, de acuerdo con los artículos 195 y 196 del Estatuto Tributario.
- La deducción no será aplicable cuando la inversión se realiza por medio de contratos de retroarriendo o *leaseback*, o cualquier otra modalidad que no implique la transferencia del dominio de los activos.

Limitaciones y pérdida del incentivo

- Cuando se anulen, resuelvan o rescindan los contratos que hayan dado lugar a la deducción especial, los contribuyentes deberán restituir el incentivo incorporándolo como renta líquida por recuperación de deducciones en los términos de los artículos 195 y 196 del Estatuto Tributario en el año gravable en que se anule, resuelva o rescinda el contrato.
- Si los activos objeto de la inversión son enajenados antes de que finalice su periodo de depreciación o amortización, los beneficiarios de la deducción especial deberán restituir el incentivo incorporándolo como renta líquida por recuperación de deducciones en los términos de los artículos 195 y 196 del Estatuto Tributario, en el año gravable en que se perfeccione la enajenación.
- Tampoco procederá el incentivo respecto de aquellos activos que se enajenen y posteriormente sean readquiridos por el mismo contribuyente.



Depreciación acelerada

Requisito especial

- Obtención de la certificación expedida por la UPME, en la cual la entidad avalará el proyecto de FNCE y los equipos, elementos y maquinaria, nacionales o importados, o la adquisición de servicios. La certificación de la deducción especial en renta, aplica para este beneficio.
- Los contribuyentes deberán obtener la Certificación de Incentivo Ambiental que expide el Ministerio de Ambiente y Desarrollo Sostenible en los términos del artículo 158-2 del Estatuto Tributario y demás normas que lo reglamenten. Este artículo hace referencia a la deducción especial por inversiones en control y mejoramiento ambiental.

Alcance del incentivo

- Aplica a los Generadores de Energía a partir de FNCE que realicen nuevas inversiones en maquinaria, equipos y obras civiles adquiridos y/o construidos con posterioridad a la vigencia de la Ley 1715 de 2014.
- La depreciación acelerada deberá regirse por la técnica contable. La tasa anual global de depreciación no podrá superar el 20%
- El beneficiario definirá una tasa de depreciación igual para cada año gravable, la cual podrá modificar en cualquier año, siempre y cuando le informe a la Dirección Seccional de Impuestos de su jurisdicción, hasta antes de presentar la declaración de renta del año en el que ocurrió el cambio.

Limitaciones y pérdida del incentivo

- El incentivo aplica exclusivamente para las nuevas inversiones en las etapas de preinversión, inversión y operación de proyectos de generación a partir de FNCE., en particular a maquinaria, equipos y obras civiles
- Si los activos objeto de la inversión son enajenados antes de que finalice su periodo de depreciación o amortización, los beneficiarios de la deducción especial deberán restituir el incentivo incorporándolo como renta líquida por recuperación de deducciones en los términos de los artículos 195 y 196 del Estatuto Tributario, en el año gravable en que se perfeccione la enajenación.

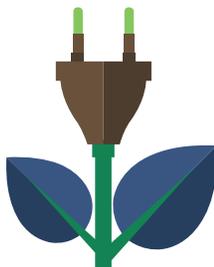


Temas de interés sobre los incentivos en el impuesto sobre la renta



Tenga en cuenta que...

- Es importante definir previamente si el proyecto de inversión corresponde a Gestión Eficiente de Energía (GEE) y/o a una FNCE, para determinar cuáles incentivos son aplicables. En los proyectos de Gestión Eficiente de Energía solamente son aplicables los incentivos en materia del impuesto sobre la renta.
- Los contratos de *Leasing* o arrendamiento operativo no son entendidos como mecanismo de inversión, para efectos de acceder a los incentivos del impuesto sobre la renta que establece la Ley 1715.
- Es necesario establecer si el mecanismo contractual para implementar el proyecto corresponde al concepto de "nueva inversión" en los términos de la ley y sus normas reglamentarias.
- El rol de cada partícipe en el proyecto energético debe estar definido con claridad al momento de su presentación ante la UPME y la ANLA. La actividad que desarrolle (generador, cogenerador, autogenerador o estructurador) determinará si puede acceder o no a los incentivos.
- Debe definirse la vocación de permanencia de la correspondiente inversión, para establecer si puede incurrir en alguna de las causales para la pérdida o limitación de los incentivos en el impuesto sobre la renta.



Exclusión del IVA en la adquisición de bienes y servicios

Requisito especial

- Previa la importación de los bienes o las adquisiciones nacionales, se deberá obtener la certificación expedida por la UPME, en la cual la entidad avalará el proyecto de FNCE y los equipos, elementos y maquinaria, nacionales o importados, o la adquisición de servicios.
- Se deberá obtener la certificación emitida por la Autoridad Nacional de Licencias Ambientales de equipos y servicios excluidos del impuesto, para lo cual se basará en el listado elaborado por la UPME y sus actualizaciones.

Alcance del incentivo

- Aplica a la compra de equipos, elementos y maquinaria, nacionales o importados, o la adquisición de servicios dentro o fuera del territorio nacional que se destinen a nuevas inversiones y preinversiones para la producción y utilización de energía a partir de FNCE, así como aquellos destinados a la medición y evaluación de los potenciales recursos.
- Todo lo anterior de conformidad con la certificación emitida por la Autoridad Nacional de Licencias Ambientales sobre los equipos y servicios excluidos del impuesto, para lo cual se basará en el listado elaborado por la UPME y sus actualizaciones. Este listado se encuentra anexo a la Resolución 045 de 2015 y se puede acceder al mismo por medio del siguiente link:
http://www1.upme.gov.co/sites/default/files/Anexos_Res045_Lista_de_bienes_y_servicios.pdf

Ampliación del listado de bienes y servicios

- Los interesados podrán solicitar ante la UPME la actualización y/o ampliación de la lista de bienes y servicios excluidos de IVA y exentos de gravamen arancelario, para lo cual deberán diligenciar y allegar los documentos previstos en el artículo 4 de la Resolución 045 de 2016. Dicha documentación contendrá una relación de los bienes y servicios que se solicitan incluir, junto con una justificación técnica de su uso dentro de los proyectos FNCE.

Tenga en cuenta que...



- Será necesario definir las características de los bienes y servicios que se requerirán para desarrollar el proyecto con anterioridad a su adquisición o importación, ya que esta información es indispensable para la solicitud de las certificaciones a ser expedidas por la UPME y la ANLA.
- Será necesario analizar en detalle la posibilidad de acceder de manera **concurrente** a los incentivos a los que hace referencia la ley, así como su compatibilidad con los demás incentivos tributarios previstos en la legislación colombiana.

Exclusión del gravamen arancelario

Requisito especial

- Obtener la certificación expedida por la UPME, en la cual la entidad avalará el proyecto de FNCE y la maquinaria, equipos, materiales e insumos relacionados con este y destinados exclusivamente a las etapas de preinversión e inversión.
- Se deberá obtener la certificación de Incentivo Ambiental emitida por la Autoridad Nacional de Licencias Ambientales, ANLA.

Alcance del incentivo

- Exención del pago de los Derechos Arancelarios de Importación de maquinaria, equipos, materiales e insumos destinados exclusivamente para labores de preinversión y de inversión de proyectos con dichas fuentes. Este incentivo recaerá sobre maquinaria, equipos, materiales e insumos que no sean producidos por la industria nacional y su único medio de adquisición esté sujeto a la importación de los mismos.
- La exención se aplicará a proyectos de generación FNCE y deberá ser solicitada a la DIAN en un mínimo de 15 días hábiles antes de la importación, de conformidad con la documentación del proyecto avalada en la certificación emitida por la UPME.
- Una vez expedidas las certificaciones de la UPME y de la ANLA, deberán remitir a la Ventanilla Única de Comercio Exterior – VUCE, la solicitud de licencia previa, anexando la mencionada documentación. El cumplimiento de este registro hace las veces de la solicitud de exención a la DIAN.

Tenga en cuenta que...



- Será necesario definir las características de los bienes y servicios que se requerirán para desarrollar el proyecto con anterioridad a su adquisición o importación, ya que esta información es indispensable para la solicitud de las certificaciones a ser expedidas por la UPME y la ANLA.
- Será necesario analizar en detalle la posibilidad de acceder de manera concurrente a los incentivos a los que hace referencia la ley, así como su compatibilidad con los demás incentivos tributarios previstos en la legislación colombiana.

Lista de bienes excluidos del IVA y exentos de gravamen arancelario para proyectos y sistemas para uso energético de la biomasa

EQUIPO	COMENTARIO / CONDICIONAL
Equipos y componentes para sistemas de biogás	
Biodigestores prefabricados	
Materiales para construcción de digestores, postdigestores y tanques de almacenamiento	
Equipos de medición de producción de biogás y concentración de metano	Con límite por planta o por capacidad
Equipos para desulfurización de biogás (y remoción de impurezas)	Con límite por planta o por capacidad
Equipos para remoción de CO ₂ de biogás (equipos para producción de biometano)	Con límite por planta o por capacidad
Ventiladores/sopladores para flujo de biogás	Con límite por planta o por capacidad
Teas de emergencia	Con límite por planta o por capacidad
Bombas para flujo de sustratos en plantas de biogás	Con límite por planta o por capacidad
Tuberías en plantas de biogás, incluyendo tuberías de polietileno de alta densidad	Con límite por planta o por capacidad
Dispositivos de control y automatización de procesos anaerobios	Con límite por planta o por capacidad
Equipos y componentes para la producción de cultivos energéticos	
Equipos y componentes para la producción de energía de cultivos energéticos	Entre otros, equipos como: torre de maderero, skidder, harvester, brazo cargador, carrito cosechador, winche o cabestrante, astillador de madera, tractores, gruas, grapas, etc. Con límite por planta o por capacidad
Sistemas de riego y drenaje	Equipos para el sistema de riego y drenaje empleados en el establecimiento de cultivos con propósitos energéticos (incluye tuberías de PVC, CPVC, válvulas, tanques, bombas). Con límite por planta o por capacidad

EQUIPO	COMENTARIO / CONDICIONAL
Equipo para mecanización del terreno y extracción de madera	Subsoladores, rastra, caballoneador, taipa, cortamalezas, sembradora. Con límite por planta o por capacidad
Otras tecnologías	
Equipos gasificadores	
Equipos pirolizadores	
Máquinas peletizadoras	
Otros equipos para la transformación de combustibles sólidos densificados	Equipos de torrefacción, máquinas briquetizadoras, etc., con mismo requerimiento que para las máquinas peletizadoras
Generales	
Materiales para la construcción de instalaciones de recibo y acopio de biomasa para ser usada con fines energéticos	Con límite por planta o por capacidad
Materiales para fundación en concreto	
Obra civil planta física	
Secadores de biomasa/Equipos de pretratamiento y post-tratamiento de biomasa	Con límite por planta o por capacidad
Sistemas de generación/cogeneración	
Motores de CI diseñados para operar con biogás o biocombustibles	Que vayan a ser operados exclusivamente o en más de un 50 % de su producción con dicho tipo de combustible
Calderas para operar con biomasa, biogás o sus derivados, así como equipos para adaptación de calderas para uso con biomasa, biogás o sus derivados	Si es necesario que sean calderas para operar con este tipo de combustible
Turbinas de condensación para operar con biogás	Con límite por planta o por capacidad
Turbinas de contrapresión para operar con biogás	Con límite por planta o por capacidad
Incineradores de residuos y sus componentes para la recuperación de calor para la tecnología <i>waste to energy</i>	Con límite por planta o por capacidad
Biorrefinerías para transformación de residuos sólidos urbanos en biocombustibles líquidos	
Generadores	Con límite por planta o por capacidad

EQUIPO	COMENTARIO / CONDICIONAL
Recuperadores de calor	Con límite por planta o por capacidad
Sistemas de pretratamiento de agua	Con límite por planta o por capacidad
Sistemas de tratamiento de gases de chimenea de las calderas	Con límite por planta o por capacidad
Sistemas recuperadores de condensados	Con límite por planta o por capacidad
Sistemas cerrados de refrigeración de auxiliares y turbina	Con límite por planta o por capacidad
Sistema abierto de refrigeración mediante torres de enfriamiento con agua o aerocondensadores	Con límite por planta o por capacidad
Sistemas de calentamiento de agua/recuperación de calor residual	Con límite por planta o por capacidad
Válvulas, reguladores, sistemas de control y otros dispositivos para la generación	Con límite por planta o por capacidad
Sistema de retorno de condensado, precalentamiento y desgasificador	Con límite por planta o por capacidad
Planta de tratamiento de agua	Con límite por planta o por capacidad
Sistema de aire comprimido	Con límite por planta o por capacidad
Sistema eléctrico, transformadores, CCM (centros de control de motores), cabinas (cuadros eléctricos), motores, etc.	Con límite por planta o por capacidad
Red de tierras	Con límite por planta o por capacidad
Sistema de instrumentación y control, elementos primarios y finales de control, DCS (Sistema de control distribuido) y PLC	Con límite por planta o por capacidad
Sistema de combustible de apoyo	Con límite por planta o por capacidad
Edificios de turbina con puente grúa, cuadros eléctricos y de control, sala de operación, oficinas, taller y almacén, laboratorio.	Con límite por planta o por capacidad
Sistema de racks y tuberías	Con límite por planta o por capacidad
Sistemas de drenajes y canalizaciones subterráneas	Con límite por planta o por capacidad
Sistema de estructuras	Con límite por planta o por capacidad
Sistema de pavimentos, acerado y viales	Con límite por planta o por capacidad

EQUIPO	COMENTARIO / CONDICIONAL
Activos de conexión	
Subestación, transformador	Con límite por planta o por capacidad
Reguladores de frecuencia	Con límite por planta o por capacidad
Cables, barraje, apantallamientos, protecciones, pararrayos, contadores, etc.	Con límite por planta o por capacidad
Obra civil centro de control o subestación	Con límite por planta o por capacidad
Otros	A ser sometidos a evaluación por parte de la UPME



Listado de servicios excluidos del IVA y exentos de gravamen arancelario para proyectos y sistemas para uso energético de la biomasa

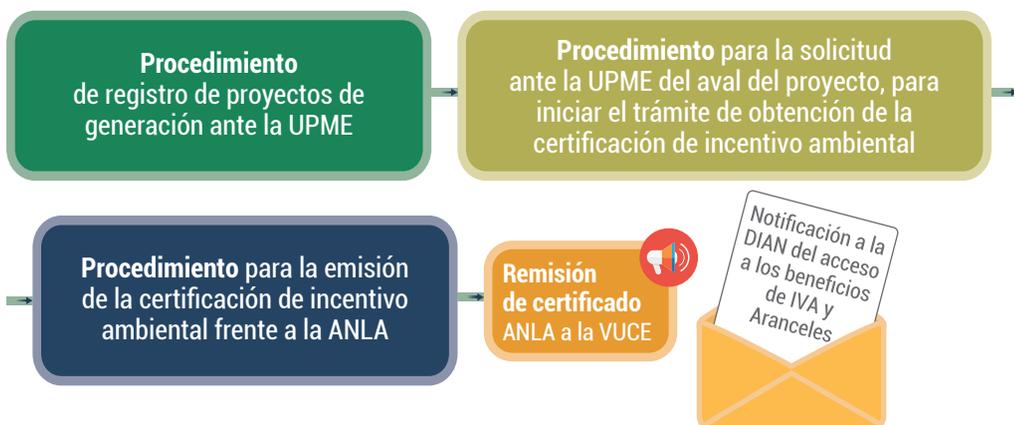
SERVICIO	CONDICIONAL O COMENTARIO
Estudios de valoración de potencial	
Estudios de prefactibilidad producción y uso energético de biogás o producción y uso energético de la biomasa	
Estudios de factibilidad producción y uso energético de biogás o producción y uso energético de la biomasa	
Estudios ambientales	Diagnósticos ambientales de alternativas y estudios de impacto ambiental. Estudios especializados
Estudios de suelos	
Servicios de topografía	
Estudios de conexión, preoperativos y operativos en la red eléctrica	
Asesoría y consultoría especializada	Incluyendo legal, financiera y contable
Fletes, transporte y requerimientos asociados al traslado de componentes al sitio de instalación	
Ingeniería de diseño de sistemas de producción y uso energético de biogás o producción y uso energético de la biomasa, incluyendo <i>software</i> especializado	
Preparación/adaptación del terreno para instalación del sistema	
Construcción de obras civiles para el montaje del sistema	
Construcción de digestores, postdigestores y tanques de almacenamiento	
Construcción de instalaciones de recibo y acopio de biomasa para ser usada con fines energéticos	
Alquiler de maquinaria para vías, y obras civiles anexas a las vías	Pontones, obras hidráulicas, terraplenes, llenos, banqueros, etc.
Otros servicios	A ser sometidos a evaluación por parte de la UPME

Etapas del proyecto y de aplicación a los incentivos

Registro del proyecto y aplicación a los incentivos

Actor: UPME, ANLA y DIAN

La estructuración de la idea, es decir el estudio básico de prefactibilidad, da inicio a las fases del proyecto, a partir de este momento es posible registrarlo ante la UPME y seguir los procedimientos para la aplicación de los incentivos de la Ley 1715. Sin embargo, como se anotó anteriormente, si el proyecto está en fase de factibilidad o ya se tienen los diseños definitivos, también es posible registrarlo en dichas fases y conseguir los incentivos una vez realizado este trámite. Así, las etapas que se deben seguir para acceder a los incentivos una vez realizado el registro del proyecto, se muestran a continuación:



En el inserto a continuación se indican los procedimientos correspondientes para obtener el certificado de registro del proyecto ante la UPME, el certificado UPME (concepto) sobre el aval del proyecto y la certificación ambiental ANLA. Una vez obtenidos dichos certificados se notifica a la DIAN sobre el acceso a los beneficios de IVA y aranceles con la remisión del certificado ANLA a la Ventanilla Única de Comercio Exterior (VUCE).

DIAN

- **IVA:** Se presenta como documento soporte el certificado ANLA para la solicitud de exclusión de compras nacionales de maquinaria, como en la presentación de la declaración de importación en adquisiciones internacionales.
- **ARANCEL:** Con el registro ante la VUCE se entiende notificada la DIAN de la exención. Este registro debe darse al menos 15 días antes de la nacionalización de los bienes importados.
- **RENTA:** Se aplican los incentivos en las declaraciones de renta, teniendo como soporte el certificado ANLA. Puede darse durante o posterior a la ejecución del proyecto.



Inserto

Requisitos y procedimientos de aplicación a incentivos

Procedimiento para la solicitud ante la UPME del aval del proyecto e inicio del trámite de obtención de la Certificación de Incentivo Ambiental

¿Quiénes pueden solicitarla?

- a. Las personas naturales o jurídicas titulares de nuevas inversiones en nuevos proyectos para el desarrollo de FNCE o GEE.
- b. Conjuntamente las personas indicadas en el literal a) y la persona natural o jurídica que realice la importación y/o efectúe la venta de elementos, equipos y/o maquinaria a través de un contrato de mandato.
- c. Conjuntamente las personas indicadas en el literal a) y la persona natural o jurídica que realice la construcción, instalación, montaje y operación y/o preste los servicios para el titular de las nuevas inversiones a través de un contrato de mandato.





Procedimiento de solicitud

1

Radicar información en la ventanilla de correspondencia de la UPME, adjuntando los archivos digitales correspondientes con todos los soportes.

La UPME podrá requerir en un término de quince (15) días calendario, por una sola vez, información adicional que considere necesaria.

2

El peticionario contará con un término de quince (15) días calendario para allegar la información requerida; término que podrá ser prorrogado por la UPME por un término igual, previa solicitud del interesado antes del vencimiento del plazo concedido.

En el evento en que el solicitante no allegue la información en los términos establecidos en el inciso anterior, la UPME rechazará la solicitud, sin perjuicio de que el solicitante pueda presentar de nuevo la solicitud cumpliendo con los requisitos exigidos.

3

Si cumple los requisitos en un término de quince (15) días calendario el comité evaluador de la UPME tomará la decisión sobre la expedición o no de la certificación que avala, la cual se dará mediante carta y/o correo electrónico, exponiendo las razones de aceptación o rechazo de la solicitud, en un término no mayor a cuarenta y cinco (45) días, en caso de aceptación, esta comunicación vendrá acompañada de la respectiva certificación, que tiene una vigencia de 18 meses.

Podrá ser renovada por una sola vez y por un término igual de 18 meses, con una solicitud de renovación que se deberá presentar a más tardar con 2 meses de antelación al vencimiento de la certificación inicial.

Información requerida para obtener la certificación emitida por la UPME que avala el proyecto



Artículo 5 de Resolución 045 de 2016

- 1. Formato de presentación para solicitar la certificación para obtener el incentivo de la exclusión del IVA y/o la exención de gravamen arancelario.
- 2. Formato de especificaciones del elemento, equipo, maquinaria y/o servicios.
- 3. Copia de la cédula de ciudadanía y/o extranjería, si se trata de personas naturales.
- 4. Certificado de existencia y representación legal cuando se trate de personas jurídicas, con fecha de expedición no anterior a un mes de la presentación de la solicitud.
- 5. Descripción del proyecto objeto de la nueva inversión y del que hacen parte los elementos, equipos, maquinaria y/o servicios a adquirir.
- 6. Descripción de la función que cumple cada uno de los elementos, equipos, maquinaria y/o servicios a adquirir.
- 7. Catálogos, planos descriptivos debidamente firmados y/o documentos, que incluyan las especificaciones técnicas de los elementos, equipos, maquinaria y/o servicios objeto de la solicitud.

Los formatos indicados anteriormente serán publicados en la página web de la UPME, y deberán diligenciarse, siguiendo las indicaciones allí establecidas y anexando los respectivos soportes y justificaciones técnicas.

✓ Véase: <http://www1.upme.gov.co/sala-de-prensa/secciones-de-interes/resoluciones/res-045-febrero-2016>

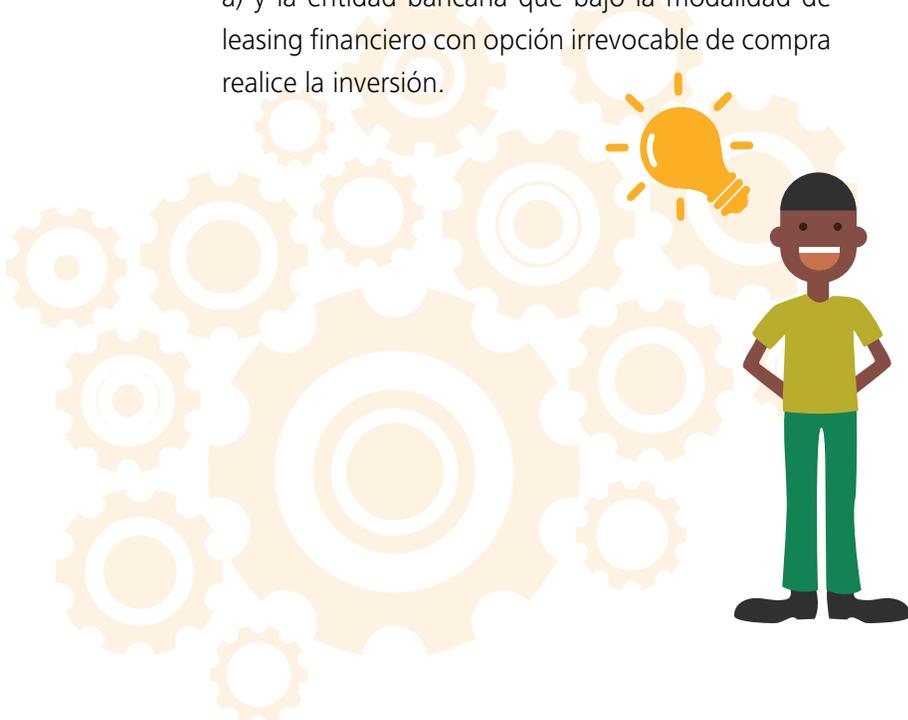


Procedimiento para la emisión de la certificación de Incentivo Ambiental frente a la ANLA

¿Quiénes pueden solicitarla?

Para fines de la exclusión del IVA

- a. La persona natural o jurídica que adquiere y destina para su uso los elementos, equipos y/o maquinaria o que adquiere los servicios necesarios para las nuevas inversiones y preinversiones en proyectos de FNCE.
- b. Conjuntamente, las personas indicadas en el literal a) y quien realice la importación.
- c. Conjuntamente, las personas indicadas en el literal a) y la entidad bancaria que bajo la modalidad de leasing financiero con opción irrevocable de compra realice la inversión.



Para fines de la deducción especial de renta y complementarios

El contribuyente declarante del impuesto sobre la renta y complementarios que realice directamente nuevas erogaciones en investigación, desarrollo e inversión en el ámbito de la producción y utilización de energía a partir de FNCER o Gestión Eficiente de Energía.

Procedimiento de solicitud

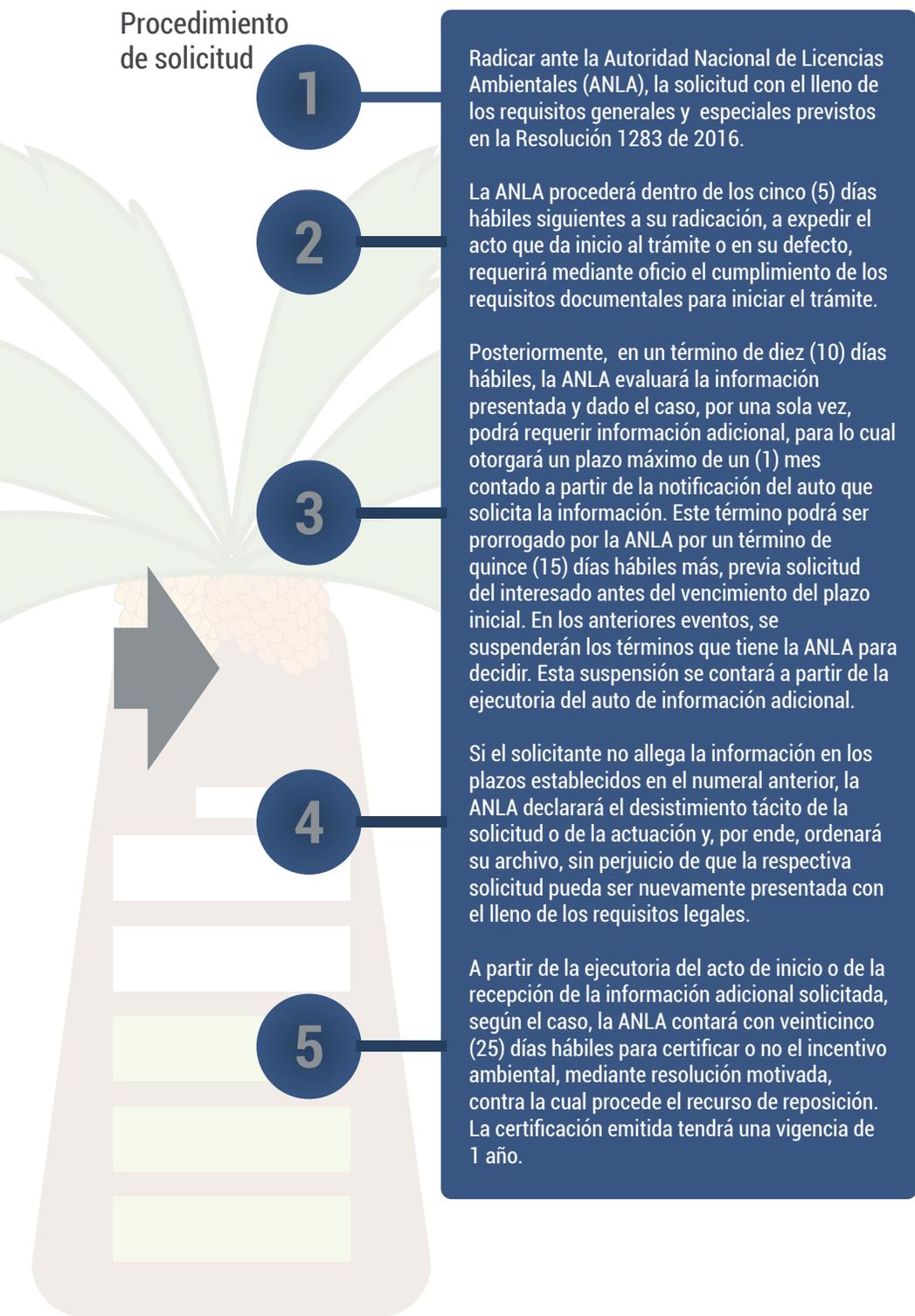


El procedimiento detallado y la documentación requerida puede consultarse en la Resolución 1283 de 2016 incluida en el siguiente link:



<http://www.minambiente.gov.co/images/normativa/app/resoluciones/8b-res%201283%20agost%202016.pdf>

Procedimiento de solicitud



1

Radicar ante la Autoridad Nacional de Licencias Ambientales (ANLA), la solicitud con el lleno de los requisitos generales y especiales previstos en la Resolución 1283 de 2016.

2

La ANLA procederá dentro de los cinco (5) días hábiles siguientes a su radicación, a expedir el acto que da inicio al trámite o en su defecto, requerirá mediante oficio el cumplimiento de los requisitos documentales para iniciar el trámite.

3

Posteriormente, en un término de diez (10) días hábiles, la ANLA evaluará la información presentada y dado el caso, por una sola vez, podrá requerir información adicional, para lo cual otorgará un plazo máximo de un (1) mes contado a partir de la notificación del auto que solicita la información. Este término podrá ser prorrogado por la ANLA por un término de quince (15) días hábiles más, previa solicitud del interesado antes del vencimiento del plazo inicial. En los anteriores eventos, se suspenderán los términos que tiene la ANLA para decidir. Esta suspensión se contará a partir de la ejecutoria del auto de información adicional.

4

Si el solicitante no allega la información en los plazos establecidos en el numeral anterior, la ANLA declarará el desistimiento tácito de la solicitud o de la actuación y, por ende, ordenará su archivo, sin perjuicio de que la respectiva solicitud pueda ser nuevamente presentada con el lleno de los requisitos legales.

5

A partir de la ejecutoria del acto de inicio o de la recepción de la información adicional solicitada, según el caso, la ANLA contará con veinticinco (25) días hábiles para certificar o no el incentivo ambiental, mediante resolución motivada, contra la cual procede el recurso de reposición. La certificación emitida tendrá una vigencia de 1 año.

Checklist: Requisitos generales**Artículo 4 de R. 1283 de 2016**

El solicitante debe radicar ante la Autoridad Nacional de Licencias Ambientales (ANLA), el formato único de solicitud de beneficios tributarios para fuentes no convencionales de energías renovables y gestión eficiente de la energía, firmado por el representante legal o apoderado del solicitante según el caso, y anexar la siguiente información:

- 1. Copia de la cédula de ciudadanía y/o extranjería, si se trata de personas naturales.
- 2. Certificado de existencia y representación legal cuando se trate de personas jurídicas, con fecha de expedición no superior a un mes de la presentación de la solicitud.
- 3. Poder debidamente otorgado cuando se actúe mediante apoderado.
- 4. Descripción y cuantificación detallada de los beneficios ambientales asociados al proyecto objeto de la nueva inversión en cuanto a:

a) Cálculo de la cantidad de energía media generada en kWh/año con el proyecto objeto de la nueva inversión.

b) Valor en kilogramos por año de CO₂eq que se generarían sin la nueva inversión. Para el cálculo de este valor se puede tomar como línea base un escenario hipotético en el que se utilicen fuentes convencionales de energía, para lo cual se deben usar los factores de emisión publicados por la UPME.

c) Valor en kilogramos por año de CO₂eq que se generarían con la nueva inversión.

d) Si se trata de gestión eficiente de la energía, indicar además, la eficiencia en términos de la cantidad de energía y/o combustible utilizado por unidad de producto antes y después de la

implementación del proyecto, la eficiencia del equipo antes y después, el ahorro de energía y/o combustible y el destino final de los equipos, elementos o maquinaria a sustituir, cuando aplique.

Los beneficios ambientales deben estar debidamente soportados, señalando la fuente de información utilizada, documentos de referencia, memorias de cálculo, mediciones y/o estimaciones, entre otros documentos soporte.

- 5. Catálogos, planos descriptivos debidamente firmados por el desarrollador del proyecto y/o documentos que incluyan las especificaciones técnicas de los elementos, equipos y/o maquinaria objeto de la solicitud.
- 6. Descripción detallada de la nueva inversión en proyectos de FNCER o gestión eficiente de la energía, según el caso, la cual debe incluir como mínimo:

a) Objeto y finalidad de la nueva inversión.

b) Descripción de las etapas del proyecto de FNCER o gestión eficiente de la energía, según el caso, de conformidad con lo establecido en el artículo 2.2.3.8.1.1 del Decreto 1073 de 2015 o la norma que lo modifique o sustituya, incluyendo el tiempo de ejecución, las inversiones que contempla cada etapa y el valor de dichas inversiones.

c) Descripción de la función que cumplirá cada uno de los elementos, equipos y/o maquinaria a adquirir.

d) Ubicación geográfica de la nueva inversión, indicando la dirección y coordenadas de acuerdo con el sistema Magna Sirgas.

e) Cuando la solicitud corresponda a la implementación de equipos, elementos o maquinaria para proyectos de generación y autogeneración de energía a partir de FNCER, se debe señalar la fuente no convencional que se utilizará, la capacidad a instalar en KW y describir la tecnología que se utilizará. Cuando la fuente de energía sea biomasa residual se debe indicar el origen, cantidad y uso o forma de disposición actual de la biomasa.

f) Cuando se trate de sistemas de monitoreo destinados a la caracterización de los potenciales de energía provenientes de las FNCER explicar el destino que se le dará a la información obtenida, verificada o procesada, sobre el estado, calidad o comportamiento de los recursos naturales renovables.

g) Cuando la solicitud involucre la sustitución de equipos de uso final de energía, se debe señalar la eficiencia del equipo objeto de la solicitud, la eficiencia del equipo a reemplazar, la demanda de energía en kWh/año antes y después de la optimización y el proceso de desintegración o chatarrización del equipo a reemplazar.

h) Cuando la solicitud corresponda a optimización de procesos de combustión, se debe señalar la cantidad de combustible utilizado por unidad de producto antes y después de la optimización, la eficiencia del equipo antes y después (cuando aplique), el ahorro de combustible y la disminución en la cantidad de emisiones.

i) Cuando la solicitud se enmarque en el subprograma reconversión tecnológica del parque automotor, o en el subprograma modos de transporte, suministrar la siguiente

información: i) Consumo de combustible antes y después de la sustitución de los vehículos. ii) Ahorro de combustible. iii) Disminución en la cantidad de emisiones frente a las ya existentes o frente a las que se generarían en caso de implementar la operación con vehículos convencionales. iv) Dígitos del Número de Identificación Vehicular (VIN) del 4 al v) Adicionalmente, para los sistemas de transporte masivo, se debe señalar a qué sistema o componente del sistema de transporte masivo se vincularán los equipos objeto de la solicitud y presentar el certificado de desintegración acorde con el programa de desintegración del sistema de transporte masivo.



7. Para las nuevas inversiones en los proyectos que se encuentren en las etapas de inversión (en sus fases de montaje e inicio de operación) o de operación, relacionar y aportar copia de las autorizaciones ambientales vigentes expedidas por la autoridad ambiental competente, para el desarrollo del proyecto al que se vincularán los elementos, equipos y/o maquinaria.



8. Para las nuevas inversiones en los proyectos que se encuentren en las etapas de inversión (en sus fases de montaje e inicio de operación) o de operación que no requieran de ninguna autorización ambiental, se debe anexar la comunicación expedida por la Autoridad Ambiental competente en la cual certifique este hecho. En los proyectos que se encuentren en las etapas de preinversión o de inversión (en sus fases de estudios técnicos, financieros, económicos y ambientales definitivos), no se requiere presentar las autorizaciones ambientales.

Guía práctica para la conexión y venta de excedentes de energía a la red

Debido proceso de conexión y venta de excedentes de energía a la red

Actor: Empresa de consultoría en el sector eléctrico, operador de red y comercializador

Estructura del mercado de energía

El mercado de energía en Colombia está organizado como se muestra a continuación:



Figura 6. Estructura del mercado de energía.

Fuente: El mercado de energía mayorista y su administración XM

El Centro Nacional de Despacho (CND) es el encargado de efectuar la planeación, coordinación, supervisión y control de la operación integrada de los recursos de generación y transmisión del Sistema Interconectado Nacional.

El Administrador del Sistema de Intercambios Comerciales (ASIC) es el encargado de administrar el mercado de energía mayorista, mediante el registro de contratos, la liquidación y la facturación de todas las transacciones que se efectúen en este mercado. El CDN y el ASIC son dependencias de la empresa XM.

Las funciones de los agentes del mercado eléctrico se describen a continuación:



Usuarios

- Los usuarios finales de electricidad participan en el Mercado de Energía por medio del Comercializador que los atiende
- Los usuarios pueden ser regulados o no regulados dependiendo de la demanda de energía
- Los usuarios tiene plena libertad para seleccionar el Comercializador que les prestará el servicio
- Los costos competitivos de la energía en el Mercado Mayorista son reflejados en las tarifas de los usuarios



Comercialización

- Actividad consistente en la compra y venta de energía eléctrica en el mercado mayorista y su venta con destino a otras operaciones en dicho mercado o a los usuarios finales
- "Compran" todos los servicios asociados requeridos para entregar la energía al usuario
- Costos de eficiencia reconocidos por la CREG para tarifa regulada
- Actividad de competencia a través de la Bolsa de Energía y los clientes finales



Distribución

- Conducción y entrega de energía eléctrica a los centros de consumo
- Transmisión regional o distribución local
- Niveles de tensión inferiores a 220 kV
- Monopolios regionales con ingresos regulados y señales de eficiencia
- Responsables por la expansión de las redes y el cubrimiento
- Sistemas de transmisión regional



Transmisión

- El Sistema de Transmisión Nacional es el escenario sobre el cual se desarrolla el Mercado de Energía Mayorista
- SIN, STN, STR y SDL
- El STN garantiza el libre acceso a las redes de transmisión
- Viabiliza el desarrollo del mercado a través de la libre competencia
- Asegura la atención de la demanda con niveles adecuados de calidad, seguridad y confiabilidad
- Planeación centralizada



Generación

- Competencia en el mercado de corto plazo a través de las ofertas a la Bolsa de Energía
- En el mercado de contratos se realiza la competencia a través de las convocatorias públicas para el Mercado Regulado y las negociaciones libres para el Mercado no Regulado
- Declaración de disponibilidad en la Bolsa de Energía y despacho centralizado
- Generación menor es autónoma en la programación de generación

Las plantas de beneficio de la agroindustria de la palma de aceite, al entregar energía a la red, participan en el mercado de energía como Generadoras. Para esto se deben registrar contratos y/o participar en la Bolsa o constituirse como una Empresa de Servicios Públicos. Los Generadores, según su capacidad participan en el mercado así:

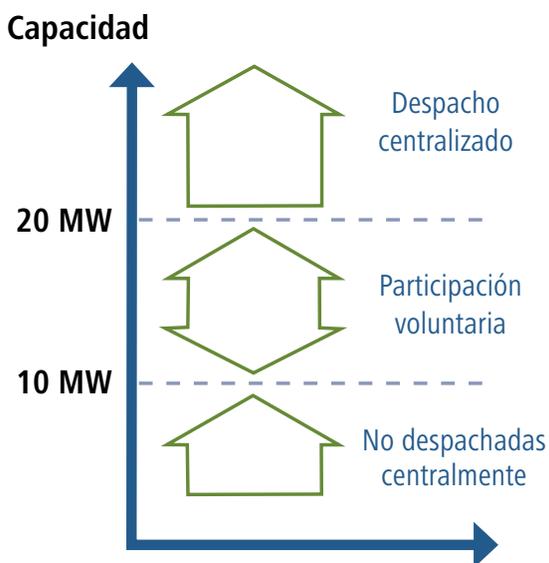


Figura 7. Despacho de Generadores.

Fuente: El mercado de energía mayorista y su administración XM

De esta manera, dado que el potencial de generación de cada planta extractora es menor a 10 MW, estas no serán despachadas centralmente, sino a través de un comercializador o representante en el mercado. Diariamente el administrador del mercado ordena las ofertas de los generadores según el precio del kWh de menor a mayor, hasta cubrir los requerimientos de la demanda, determinando las plantas que atenderán la demanda. Las plantas menores (<20 MW) son las primeras que son llamadas a atender la demanda.

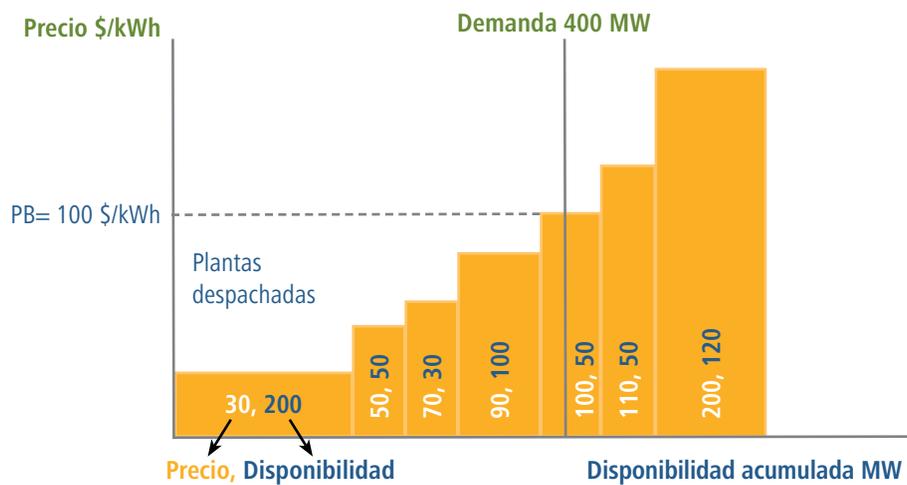


Figura 8. Organización de la oferta de generadores para cubrir la demanda.
Fuente: El mercado de energía mayorista y su administración XM



Alternativas para la venta de energía eléctrica de las plantas de beneficio

Ya que la capacidad de generación de energía de las plantas de beneficio de palma de aceite es menor a 20 MW, dependiendo de la conexión con la que realizará la entrega de energía a la red tienen dos opciones de participación en el mercado de energía mayorista.

Planta menor



Para participar en el mercado de energía como planta menor, debe conectarse a la subestación que indique el OR a través de activos de conexión diferentes a los ya instalados, por los cuales exportará la energía a la red en el punto de conexión indicado por el OR.

Autogenerador



En el caso que la planta de beneficio participe en el mercado como autogenerador, significa que se autoabastece y la energía excedente la entrega al sistema en el punto de conexión a través de activos de conexión, es decir, no utiliza activos de uso para abastecer su demanda ni para exportar los excedentes a la red. Los autogeneradores a gran escala (> 1 MW) deben suscribir contrato de respaldo con el OR.

La Resolución CREG 039 de 2001 establece las opciones que tienen las plantas menores para comercializar la energía, la Resolución CREG 024 de 2015 indica las condiciones para que los autogeneradores a gran escala entreguen excedentes. En

marzo de 2017 el Ministerio de Minas y Energía entregó los lineamientos de política para la entrega de excedentes de autogeneradores a pequeña escala (< 1 MW) en el Decreto 348 de 2017, aún está pendiente la reglamentación por parte de la CREG. A continuación se resaltan aspectos generales de las opciones para la comercialización de energía.

Opciones para comercializar energía



Plantas menores con capacidad efectiva menor a 10 MW

- Estas plantas no tendrán acceso al Despacho Central y por lo tanto participarán en el mercado mayorista de electricidad
- La energía generada puede ser vendida a una comercializadora que atiende mercado regulado, directamente sin convocatoria pública. En este caso, el precio de venta será única y exclusivamente el Precio de la Bolsa Energía en cada una de las horas correspondientes, menos un peso moneda legal por kWh
- La energía generada puede ser ofrecida a una comercializadora que atiende mercado regulado, participando en las convocatorias públicas que abran estas empresas, la adjudicación se efectúa por mérito de precio
- La energía generada puede ser vendida a precios pactados libremente a generadores o comercializadores que destinen dicha energía a la atención exclusiva de Usuarios no Regulados



Autogeneradores a gran escala > 1 MW

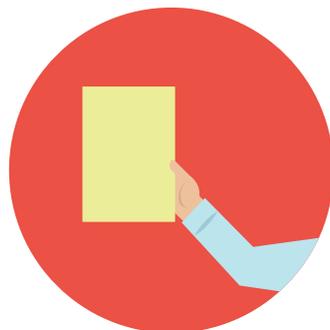
- La energía eléctrica producida por la persona natural o jurídica se entrega para su propio consumo, sin necesidad de utilizar activos de uso del Sistema de Transmisión Nacional y/o sistemas de distribución
- La cantidad de energía sobrante o excedente puede ser superior en cualquier porcentaje al valor de su consumo propio
- El autogenerador deberá someterse a las regulaciones establecidas por la CREG para la entrega de los excedentes de energía a la red. Para lo anterior el autogenerador a gran escala deberá ser representado ante el mercado mayorista por un agente comercializador o por un agente generador

Procedimiento para la venta de energía a la red

Estudio de conexión

El procedimiento para la venta de energía a la red inicia con la contratación de la elaboración del estudio de conexión con una empresa de consultoría en el sector eléctrico. Se trata de un proceso en el cual un futuro generador o autogenerador presenta ante el operador de red (OR), las características técnicas de los equipos a instalar y sus requerimientos en la conexión, con el fin de someterlos a su estudio y aprobación. Los generadores o autogeneradores definirán durante esta fase los esquemas definitivos de su acometida, sus equipos, parámetros y ajustes, y acordarán con el OR los programas de puesta en servicio y condiciones de operación. El estudio de conexión se contrata con una empresa de consultoría en el sector eléctrico y se elabora en coordinación con el OR. La Resolución 106 de 2006 establece los procedimientos para la asignación de puntos de conexión.

Una vez el operador de red apruebe el estudio de conexión, este se envía a la UPME solicitando el concepto de aprobación de la conexión del proyecto a la red. La UPME tiene dos meses calendario para emitir el concepto, contados a partir de la aceptación de la solicitud. Dependiendo de la complejidad de los análisis y revisiones necesarias para emitir el concepto, la UPME podrá extender dicho plazo.



Contratos de conexión, respaldo y suministro

Una vez se cuente con la aprobación del punto de conexión, se debe suscribir el correspondiente Contrato de conexión con el operador de red, la Resolución 024 de 2015 establece que el contrato de conexión entre el transmisor o distribuidor y el autogenerador a gran escala se acordará libremente entre las partes. Se deben cumplir los requisitos del código de redes estipulados en la Resolución CREG 025 de 1995.

Los autogeneradores están obligados a suscribir un contrato de respaldo con el OR o transportador al cual se conecte, acorde con las condiciones de la conexión. La Resolución CREG 097 de 2008 establece los cargos por disponibilidad de capacidad de respaldo de la red. El operador de red deberá otorgar dicha disponibilidad, siempre y cuando tenga la capacidad disponible en su sistema en el punto de conexión.

La Resolución 024 de 2015 indica que para el suministro de energía los precios se acordarán libremente entre las partes. El autogenerador deberá ser representado por un comercializador para consumir energía de la red y podrá celebrar contratos para asegurar el suministro de energía de su demanda.

Equipo de medida y frontera comercial

Es requisito indispensable para acceder al mercado, que el autogenerador a gran escala instale un equipo de medición con capacidad para efectuar telemedida, de modo que permita determinar la energía demandada y entregada hora a hora, de acuerdo con los requisitos establecidos en el código de medida del código de redes y el reglamento de distribución. La Resolución 024 de 2015 establece que la frontera de comercialización y la frontera de generación del autogenerador a gran escala deberán cumplir con lo establecido en el código de medida (Resolución CREG 038 de 2014).

Contrato de venta de excedentes

El autogenerador a gran escala que quiera entregar excedentes a la red deberá ser representado por un generador en el mercado mayorista, en cuyo caso las partes acordarán libremente las condiciones de dicha representación. Se aplicarán las condiciones establecidas para plantas no despachadas centralmente si la potencia máxima declarada es menor a 20 MW, y en caso contrario, las establecidas para las plantas despachadas centralmente.

El Mercado de energía eléctrica se forma por:

Mercado *Spot* (Ocasional o al Contado): mercado en el que la energía se compra o se vende para disponer de ella inmediatamente.

Mercado de contratos bilaterales a término: es el que se concreta a través de la celebración y ejecución de contratos de

compra y venta de energía y potencia por cantidades, precios y condiciones pactadas libremente entre compradores y vendedores. Estos se rigen por las leyes del mercado, teniendo en cuenta que la conveniencia o no del precio pactado es una decisión de las partes.

Los tipos de contratos que se pueden celebrar en el Mercado a término para la venta de excedentes son:



Contratos físicos

- En algunos mercados, la regulación permite que entre dos agentes acuerden contratos físicos. En los cuales se informa al operador del sistema, para que este despache la generación contratada y la atribuya en su balance energético al consumidor
- Este tipo de contratos, por lo general, no se aplican en la región, se aplican mayormente contratos financieros



Contratos financieros

- En todos los marcos regulatorios existen contratos financieros pactados entre un vendedor y un comprador, de medio a largo plazo, cuya firma no implica ningún cambio en el despacho físico de las centrales
- El objeto de la existencia de estos contratos es reducir los riesgos financieros para las empresas, los cuales se deben a la volatilidad de los precios *spot*
- Existen diversas formas de contratos financieros en los mercados eléctricos, entre ellos los contratos *forward*, de opción de compra, de opción de venta, pague lo contratado y pague lo demandado, entre otros

Contratos *forward* (a plazo)

- Un vendedor y un comprador pactan de forma bilateral al precio de mercado del momento, mientras que la transacción y el pago se efectuarán en el futuro. De este modo, ambas partes se cubren para que su beneficio no se vea afectado por una variación del precio

Contratos de opción de compra

- El comprador obtiene el derecho de la opción de comprar (no está obligado), una cantidad de energía hasta cierta potencia, a un precio prefijado de común acuerdo con el vendedor, para ello debe pagar un cargo fijo (prima), compre o no la energía. Este tipo de contratos permite a un comprador protegerse del incremento del precio spot

Contratos de opción de venta

- Es similar al anterior, pero desde la perspectiva del vendedor. Es decir el vendedor adquiere el derecho de opción de venta a un cierto precio

Pague lo Contratado (*Take or Pay*)

- El comprador se compromete a pagar toda la energía contratada, a una determinada tarifa, independiente de que esta se consuma. Si el comprador contrató una cantidad mayor que sus compromisos comerciales, la diferencia la vende en bolsa. Único caso en que un agente comercializador vende energía en bolsa

Pague lo Demandado (*Pay as Demand*)

- Contratos suscritos para cubrir la demanda comercial del agente comercializador. Las cantidades solo se conocen al momento de calcular la demanda total del agente comprador. El vendedor asume el riesgo de cambio en la demanda

Contratos con garantía de suministro

- En la mayor parte de los países de la región, para los contratos de largo plazo, los vendedores no están autorizados a vender una cantidad de energía y potencia superiores a las que puede generar sus propias centrales con una elevada probabilidad. A esa cantidad de energía se suele denominar energía firme o asegurada

Contrato pague lo generado

- El generador recibe un precio fijo por toda la energía entregada durante el periodo de vigencia del contrato, la cual la pagan los comercializadores que atienden demanda regulada. Con esta alternativa se mitiga el riesgo de precio de bolsa y, por otro lado, no hay un compromiso de entrega horaria, lo que se acopla con los perfiles de generación.

Conclusiones

-  La aplicación de los incentivos tributarios de la Ley 1715 reduce 17 % la inversión original.
-  Al aplicar los incentivos tributarios a la estimación financiera del proyecto de generación de energía, se obtienen como resultado tasas de retorno mayores a la tasa de oportunidad, VPN positivos en los tres escenarios de financiación y tiempo de retorno de la inversión en 7 años.
-  Es posible registrar el proyecto de generación de energía ante la UPME en cualquiera de las tres fases en las que este se encuentre.
-  El registro del proyecto ante la UPME es necesario para acceder a los incentivos tributarios de la Ley 1715.
-  Realizar el registro del proyecto desde la fase de prefactibilidad permitirá acceder a los incentivos para actividades de preinversión, como estudios de consultoría, y para actividades de inversión como la compra de los equipos de generación de energía.
-  Las plantas de beneficio pueden constituirse como plantas menores o como autogeneradoras para la venta de energía a la red, dependiendo de la conexión que utilicen para exportar la energía.
-  Es necesario realizar el estudio de conexión de la planta generadora de energía para establecer las condiciones de entrega de excedentes a la red.
-  El establecimiento de las condiciones para la entrega y venta de energía se deben realizar en coordinación con el operador de red.
-  Es posible establecer diferentes tipos de contratos para la venta de energía con un generador o comercializador, de acuerdo a las condiciones de generación de energía de cada planta de beneficio.

Siglas y acrónimos

ANLA	Autoridad Nacional de Licencias Ambientales
ASIC	Administrador del Sistema de Intercambios Comerciales
CAPEX	<i>Capital Expenditures</i> (inversiones en bienes de capitales)
CND	Centro Nacional de Despacho
CAR	Corporación Autónoma Regional
CREG	Comisión de Regulación de Energía y Gas
COP	Peso colombiano
DIAN	Dirección de Impuestos y Aduanas Nacionales
FNCE	Fuentes no convencionales de energía
FNCER	Fuentes No Convencionales de Energía Renovable
GEI	Gases Efecto Invernadero
GEE	Gestión Eficiente de Energía
KV	Kilovoltio
MADS	Ministerio de Ambiente y Desarrollo Sostenible
MME	Ministerio de Minas y Energía
MW	Megavatio
MWh	Megavatio-hora
OR	Operadores de red
OPEX	<i>Operating expense</i> (gastos operacionales)
PLC	<i>Programmable Logic Controller</i> (controlador lógico programable)
tRFF/h	Tonelada de racimos de fruto fresco por hora
SEN	Sistema Energético Nacional
SIN	Sistema Interconectado Nacional
SDL	Sistema de Distribución Local
STN	Sistema de Transmisión Nacional
STR	Sistema de Transmisión Regional
TIR	Tasa Interna de Retorno
TRM	Tasa representativa del mercado
UPME	Unidad de Planificación Minero Energética
UCE	Ventanilla Única de Comercio Exterior
VPN	Valor presente neto

Esta publicación es propiedad de la Federación Nacional de Cultivadores de Palma de Aceite, Fedepalma, por tanto, ninguna parte del material ni su contenido, ni ninguna copia del mismo puede ser alterada en forma alguna, transmitida, copiada o distribuida a terceros sin el consentimiento expreso de la Federación. Al realizar la presente publicación, la Federación ha confiado en la información proveniente de fuentes públicas o fuentes debidamente publicadas. Contiene recomendaciones o sugerencias que profesionalmente resultan adecuadas e idóneas con base en el estado actual de la técnica, los estudios científicos, así como las investigaciones propias adelantadas. A menos que esté expresamente indicado, no se ha utilizado en esta publicación información sujeta a confidencialidad ni información privilegiada o aquella que pueda significar incumplimiento a la legislación sobre derechos de autor. La información contenida en esta publicación es de carácter estrictamente referencial y así debe ser tomada y está ajustada a las normas nacionales de competencia, Código de Ética y Buen Gobierno de la Federación, respetando en todo momento la libre participación de las empresas en el mercado, el bienestar de los consumidores y la eficiencia económica.



Federación Nacional de Cultivadores de Palma de Aceite - Fedepalma
Carrera 10 A No. 69 A-44
Bogotá D.C., Colombia
www.fedepalma.org