

# Integración de las energías renovables no convencionales en Colombia

**RESUMEN EJECUTIVO**

Con el financiamiento no reembolsable del Fondo para el Medio Ambiente Mundial - FMAM a través del Banco Interamericano de Desarrollo - BID como agencia implementadora de la cooperación técnica en Inversiones catalizadoras para energía geotérmica: Componente I

## Equipo de trabajo

### Coordinador general

Camilo Táutica Mancera

### Unidad de gestión

Andrés Felipe Cardona Rodríguez  
Alejandra Corredor Ruiz  
Erika Johanna Flórez Chala  
Javier Eduardo Rodríguez Bonilla

### Colaboradores UPME

Omar Alfredo Báez Daza  
Roberto Leonel Briceño Corredor  
Ángela Inés Cadena Monroy  
Marco Antonio Caro Camargo  
Oliver Javier Díaz Diglesias  
Andrea Paola Galindo Vargas  
Iván Darío Gómez Reyes  
Olga Victoria González González  
Álvaro José Pumarejo Mejía  
Luis Andrés Téllez Ávila  
Daniel Roberto Vesga Alfaro  
Henry Josué Zapata Lesmes

### Consultores especializados

Eduardo Afanador Iriarte  
Luis Ignacio Betancur  
Carlos Andrés Cañón  
Pablo Hernán Corredor Avella  
Fernando Lecaros Gómez  
Nora Palomo García  
Wilson Rickerson  
Arcenio Torres Arias

### Firmas consultoras

ABITS Colombia SAS  
HOMER Energy LLC  
The Carbon Trust  
Universidad de los Andes  
Universidad Industrial de Santander  
Universidad Nacional de Colombia

### Banco Interamericano de Desarrollo (Cooperación técnica)

José Luis Alba Perilla  
José Ramón Gómez Guerrero  
Juan Roberto Paredes  
Jorge Luis Rodríguez Sanabria

### Conservación Internacional Colombia

(Unidad de gestión financiero administrativa)  
Fabio Alberto Arjona Hincapie  
María Rocío Arjona Duque  
Felipe Cabrales Bechara  
Magda Luz Corredor Guevara  
Blanca Dorelly Estepa  
Omar Gerardo Martínez Cuervo

### Corrección y revisión de textos

Margarita Rosa Londoño M.

### Diseño e impresión

La Imprenta Editores S.A.  
William Cruz Corredor

ISBN No. 978-958-8363-26-4

Bogotá 2015

## ¿Por qué promover la integración de las FNCER al Sistema energético nacional?

En un contexto mundial en el que el 81% del total de la energía consumida proviene de fuentes fósiles y tan solo un 19% de fuentes renovables, durante los últimos 30 y 40 años se ha venido desarrollando una etapa de transición hacia el aprovechamiento de estas últimas con el fin de reducir la dependencia en la importación de energéticos fósiles de precios ampliamente volátiles, disminuir las emisiones de efecto invernadero producidas por el sector energético y contribuir así a la mitigación del cambio climático. El desarrollo de tecnologías para la transformación y uso de la energía hidráulica, eólica, solar, geotérmica y de las biomásas por parte de países como China, Dinamarca, Alemania, Estados Unidos y Brasil, entre otros, sumado a la disponibilidad de al menos una de tales fuentes en prácticamente cualquier posición geográfica del planeta, y la abundancia relativa de algunas de estas fuentes en un país como Colombia, se presentan como oportunidades para diversificar la canasta energética nacional y paulatinamente transformar su sector energético hacia un modelo cada vez más competitivo y sostenible.

Colombia es un país que goza de una matriz energética relativamente rica tanto en combustibles fósiles como en recursos renovables, pero dado que su consumo está basado en un 78% de recursos primarios de origen fósil, debe tenerse en cuenta que dicha demanda está prevista para ser cubierta por la oferta doméstica tan solo por el orden de 7 años más para el caso del petróleo y 15 años más para el caso del gas natural (UPME, 2014). En el caso de este último energético, adicionalmente debe tenerse en cuenta que se pronostica la necesidad de iniciar importaciones a partir del año 2017 o 2018, momento en el que la demanda superará la oferta interna. Entre tanto, la dependencia de la matriz eléctrica del país en el recurso hidroenergético, que representa un 70% de la capacidad instalada a diciembre de 2014 y un 70% a 80% de la generación eléctrica anual, conduce a considerar la necesidad de integrar otras fuentes y tecnologías renovables a esta canasta, como es el caso de la energía eólica, la solar, la generación geotérmica y la cogeneración moderna a partir de la biomasa, con el fin de reducir la dependencia en las fuentes convencionales, tanto hidroeléctricas a gran escala como fósiles, que en el caso de las primeras se ven afectadas a raíz de fenómenos como El Niño y el cambio climático, y en el segundo caso están sujetas a una amplia volatilidad en precios, siendo necesario reconocer adicionalmente que eventualmente tenderán a su agotamiento tanto a nivel doméstico como a nivel mundial (aun cuando esto pueda tomar décadas y siglos).

Las tendencias de los precios de la electricidad, cuyos promedios mensuales alcanzaron el nivel de los 380 COP/kWh frente al riesgo de un fenómeno del

## Disclaimer

Los planteamientos y propuestas presentados en este documento corresponden a los resultados del análisis y a la elaboración de los consultores y firmas contratados bajo el Convenio financiado con recursos del Fondo para el Medio Ambiente Mundial –FMAM– a través del Banco Interamericano de Desarrollo –BID–. Estos planteamientos y propuestas, si bien han sido aceptados como aportes constructivos por parte de la Unidad de Planeación Minero Energética –UPME–, no representan ni comprometen en ningún momento la posición y planteamientos de la Unidad como entidad oficial.

Niño en 2014, y los decrecientes costos que se vienen obteniendo en tecnologías como la eólica según lo evidenciado en subastas realizadas en años recientes para el caso de esta fuente en países latinoamericanos como Brasil, Perú y Uruguay (por debajo de los 165 COP/kWh en todos los casos), y su característica de complementariedad con el recurso hídrico permiten considerar que la inclusión de una fuente como esta formaría un mercado mayorista más competitivo, en el que el riesgo de incrementos sostenidos de precios se vea mitigado. Al mismo tiempo, la participación de dichas nuevas fuentes reducirá paulatinamente el consumo de las fuentes fósiles utilizadas en el sector eléctrico como son principalmente el gas natural y el carbón.

#### ¿Cuáles son los nichos de oportunidad más promisorios con que cuenta Colombia para aprovechar sus FNCER con fines energéticos?

Los recursos disponibles a nivel nacional, como son una irradiación solar promedio de 194 W/m<sup>2</sup> para el territorio nacional, vientos localizados de velocidades medias en el orden de 9 m/s (a 80 m de altura) para el caso particular del departamento de La Guajira, y potenciales energéticos del orden de 450.000 TJ por año en residuos de biomasa, representan potenciales atractivos comparados con los de países ubicados en otras latitudes del planeta.

Los análisis y el trabajo técnico desarrollado en el marco del presente proyecto se centran en cinco nichos de oportunidad en materia de FNCER para Colombia, los cuales han sido identificados como áreas de potencial que el país puede desarrollar si así se lo propone:

- El desarrollo de proyectos eólicos en zonas de alto potencial, empezando por el departamento de La Guajira.
- El desarrollo masivo de sistemas distribuidos de autogeneración solar FV a pequeña y mediana escala.
- El desarrollo de proyectos de cogeneración a partir del aprovechamiento de la biomasa con fines energéticos.
- El desarrollo de proyectos geotérmicos en zonas de alto potencial como el área del macizo volcánico del Ruiz.
- El despliegue de proyectos con FNCER, especialmente a través de esquemas híbridos de generación, como solución energética en ZNI.

Estos nichos fueron definidos con base en diferentes criterios como el potencial del recurso, la disminución de costos lograda gracias a los desarrollos tecnológicos de los últimos años y décadas, el interés por parte de actores locales en desarrollar proyectos, y la oportunidad para llevar soluciones sostenibles y más económicas que el diésel a zonas que son de especial interés para el Gobierno Nacional para extender la cobertura de la prestación del servicio de energía eléctrica.

Las razones que llevan a considerar el desarrollo de proyectos eólicos en áreas de alto potencial como La Guajira son, por un lado, el valor asociado al uso del recurso eólico de La Guajira (valor que hoy en día no es significativamente aprovechado y de cierta manera desperdiciado diariamente), el cual está en capacidad de reducir la necesidad de despachar plantas de generación de alto costo (operación y mantenimiento) como son las plantas térmicas que operan con gas y líquidos en la región Caribe, costos que además de ser relativamente elevados, están sujetos a la volatilidad del mercado internacional. Otro beneficio ligado al anterior consiste en la reducción en los costos asociados al problema de restricciones del sistema, no solo porque despachan energía más barata, sino porque aumentan la capacidad de generación en la región Caribe. Igualmente, el desplazamiento de generación térmica con fuentes fósiles por energía eólica renovable representaría un beneficio ambiental medido en términos de ahorros en emisiones de efecto invernadero.

En el caso de la energía solar que corresponde con la segunda fuente moderna de energía renovable de mayor penetración en el mundo, después de la eólica, se consideran hechos como el que los costos de producción y los precios de la tecnología solar FV han decrecido de manera considerable en los últimos 10 años y más drásticamente en los últimos 4 años, y el que el país cuenta con una irradiación promedio de 4,5 kWh/m<sup>2</sup>/d (UPME, IDEAM, 2005), la cual supera el promedio mundial de 3,9 kWh/m<sup>2</sup>/d, y está muy por encima del promedio recibido en otras latitudes (por ejemplo, Alemania cuenta con un recurso de 3,0 kWh/m<sup>2</sup>/d- ArticSun, SF). En adición al buen recurso promedio disponible, se considera que se cuenta con regiones particulares del país como son La Guajira, una buena parte de la Costa Atlántica y otras regiones específicas en los departamentos de Arauca, Casanare, Vichada y Meta, entre otros, que presentan niveles de radiación por encima del promedio nacional pudiendo llegar al orden de los 6,0 kWh/m<sup>2</sup>/d, comparable con algunas de las regiones con mejor recurso en el mundo como es el caso del desierto de Atacama en Chile o los estados de Arizona y Nuevo México en Estados Unidos (NREL, 2008).

Se procura entonces el desarrollo de sistemas distribuidos de generación solar FV que impulsen un mercado con gran perspectiva a futuro, que permitan al mismo tiempo crear una transición hacia la democratización del mercado de energía eléctrica, en la medida en que los usuarios entren a participar de este con la posibilidad de convertirse en productores y, eventualmente, en vendedores de excedentes a su comercializador o a terceros interesados en su consumo. Igualmente, la implementación de sistemas de este tipo permitiría reemplazar (aunque sea en una fracción marginal) el consumo de otras fuentes y la necesidad de tender líneas de transmisión a través de largas distancias hasta los centros de demanda, con todas las implicaciones a nivel ambiental y social.

La biomasa es aún hoy en día la fuente tradicional de energía renovable de mayor participación en la canasta energética mundial, siendo protagonista especialmente en países subdesarrollados y en vía de desarrollo, a través del uso de la leña como energético comúnmente utilizado por poblaciones rurales y de escasos recursos, para labores como la cocción de alimentos y la ilu-

minación. La biomasa combinada con tecnologías modernas permite tanto la producción de electricidad como la producción de calor y su uso para fines de transporte. Siendo esta la FNCER más desarrollada en Colombia, específicamente a partir del uso energético de bagazo de la caña de azúcar, también se resalta que el potencial para aprovechamiento energético de las biomasa en Colombia es alto, especialmente a partir de residuos que ascienden al orden de 450 PJ/año, y que corresponden a aproximadamente el 41% de la demanda nacional de energía, pudiendo ser usados tanto con fines eléctricos como térmicos.

En cuanto al recurso geotérmico, si bien Colombia no es uno de los países con mayor potencial para su aprovechamiento, el país sí cuenta con zonas específicas como la zona volcánica del Nevado del Ruiz y la región de influencia de los volcanes Chiles, Cerro Negro y Azufral en la frontera con Ecuador, en donde el recurso puede ser aprovechado para la generación de decenas de MW a muy bajos costos de producción y operación. Desde finales de la década de los 70 se vienen adelantando en Colombia estudios para identificar las zonas de alto potencial para el desarrollo de este tipo de proyectos, y hoy en día dos de las grandes empresas generadoras nacionales tienen firmes proyectos en etapas de licenciamiento y pronto inicio de exploración (con perforación) del recurso.

Finalmente, en el caso de las ZNI, en las que las soluciones convencionales para la provisión de energía eléctrica se basan primordialmente en el uso de grupos electrógenos diésel, las FNCER como pequeños aprovechamientos hidroeléctricos, sistemas solar FV, pequeños aerogeneradores y modernos aprovechamientos energéticos de la biomasa, representan soluciones costo efectivas que resultan competitivas con esa tecnología convencional dados los altos costos asociados principalmente con el transporte y consumo del diésel. Dada esta oportunidad de competitividad en costos, las ZNI representan el nicho de oportunidad más directo para el despliegue de estas tecnologías, y una alta prioridad del Gobierno Nacional en materia de energías renovables.

#### **¿Cuáles son las barreras que enfrentan estos nichos de oportunidad para su natural desarrollo?**

La primera etapa de desarrollo de este proyecto comprendió un análisis de las barreras que en Colombia impiden o han impedido hasta el momento un despliegue representativo de las FNCER dentro de la canasta energética nacional.

Este tipo de barreras fueron identificadas y priorizadas conforme criterios de su impacto sobre el desarrollo de cada nicho de oportunidad, facilidad de implementación de soluciones para su remoción, rol que juega el Estado en tal remoción, beneficios a ser obtenidos y costos asociados, de lo cual se obtuvo que las principales barreras enfrentadas por cada nicho de oportunidad abordado corresponden a las presentadas a continuación.

Para el caso de grandes proyectos de energía eólica en zonas de alto poten-

cial, se encontraron como barreras más relevantes aquellas asociadas con los procesos de licenciamiento (y consultas previas), ausencia de requerimientos técnicos específicos para su interconexión y operación, y necesidades en materia de desarrollo de infraestructura (principalmente en líneas de conexión).

La primera de estas barreras, manifiesta por algunos agentes que exploran la posibilidad de desarrollar este tipo de proyectos, radica en la dificultad de organizar adecuadamente los procesos de consulta previa y negociación con las comunidades, de una manera que le dé certeza al inversionista sobre las comunidades con derechos legítimos sobre las áreas de influencia y el dimensionamiento de los costos a ser incurridos en estos procesos de involucramiento, concesiones, procura de beneficios y negociación con dichas comunidades.

La ausencia de un reglamento técnico y operativo que guíe y dé certeza a los agentes desarrolladores sobre los requerimientos específicos a ser cumplidos desde el diseño mismo de sus proyectos para poder ser interconectados al SIN, representa una barrera que podría ser superada mediante la adopción o producción de reglamentos específicos en tal sentido.

Entre tanto, la inexistencia de redes de transmisión cercanas a las áreas con mayor potencial del recurso eólico (Alta Guajira), para interconectar estos proyectos al SIN de una manera económicamente viable para el inversionista representa una barrera crucial para el desarrollo de este nicho de oportunidad. En el caso de la instalación de sistemas solar FV de autogeneración a pequeña escala, las principales barreras identificadas (con anterioridad a la expedición de la Ley 1715), las representan la inhabilidad para entregar excedentes de energía a la red por parte de estos sistemas, la ausencia de una política energética definida con relación al aprovechamiento de esta fuente, y la inexistencia de requerimientos técnicos específicos para efectos de la conexión de estos sistemas.

Para el inconveniente de entregar excedentes a la red, la Ley 1715 de 2014 introdujo la posibilidad de realizarla, con el incentivo de acceder a un esquema de créditos que regirá para autogeneradores de pequeña escala con FNCER, el cual deberá ser reglamentado por la autoridad regulatoria.

La ley 1715 de 2014 también viene a cubrir la identificada ausencia de una política energética que cobijará la promoción y desarrollo de la generación a partir del recurso solar, entre otras FNCER.

Por otra parte, la ausencia de requerimientos técnicos debidamente definidos e incluidos en la regulación, tanto para la selección o aceptación de componentes y equipos en materia de seguridad y calidad, como en lo que se refiere a los requisitos a ser cumplidos para conectar estos sistemas al SIN, representan elementos a ser atendidos a través de la reglamentación de la Ley 1715.

En el caso de proyectos de cogeneración a partir de biomasa, especialmente en el caso de la agroindustria, las principales barreras identificadas correspon-

den a los requisitos técnicos y definiciones actualmente relacionadas con la figura de cogenerador y la asignación de ENFICC para este tipo de proyectos.

Particularmente, la existencia de un requisito técnico de mínima eficiencia eléctrica como el REE para acceder a la figura de cogenerador impide que algunos sistemas de cogeneración, entendidos como aquellos en los que es posible aprovechar procesos de conversión energética para producir y utilizar tanto electricidad como calor útil, sean desarrollados en los casos de biomásas diferentes a la caña de azúcar.

La definición de cogenerador, conforme lo establecen la Ley y su regulación,<sup>1</sup> corresponde a la de aquella persona natural o jurídica que cumple, entre otros, con tener un proceso de producción combinada de energía eléctrica y energía térmica como parte integrante de su actividad productiva. Como tal, la regulación vigente a 2014 exige adicionalmente que el proceso de cogeneración sea de quien realiza tal actividad productiva, dificultando así la participación en esta actividad tanto de terceros, como de agentes no industriales como son hoteles u hospitales que no cuentan con procesos productivos pero sí pudieran hacer uso tanto del calor como de la electricidad obtenidos de un proceso de transformación energética a partir de la quema de combustibles renovables o convencionales.

El acceso a obligaciones de energía firme (OEF) a través de las subastas de CxC, si bien no representa un impacto sobre el desarrollo general de pequeños proyectos de cogeneración con biomasa, constituye un factor de interés ante todo para el sector azucarero, en el caso de grandes proyectos por ser desarrollados, que superan el umbral de las plantas menores (capacidad menor a 20 MW).

En el caso de la energía geotérmica, para el desarrollo de proyectos de mediana escala (del orden de 50 MW), las principales barreras identificadas corresponden a vacíos reglamentarios y falta de claridad respecto a los procesos de licenciamiento ambiental y concesión para uso del recurso, el tratamiento de la inflexibilidad y posibles desviaciones asociadas a este tipo de plantas ante su participación en el mercado y el alto factor de riesgo inherentemente asociado con este tipo de desarrollos.

La incertidumbre existente sobre la posibilidad de obtener licencias ambientales para exploración que posteriormente puedan ser modificadas para el uso o explotación de yacimientos geotérmicos, de manera similar a como está reglamentado para el sector de hidrocarburos, representa un factor de riesgo normativo que hace difícil la toma de decisiones por parte de desarrolladores e inversionistas.

La naturaleza del recurso geotérmico y los costos asociados con su exploración y uso para la generación de energía eléctrica hacen que su desarrollo se

justifique normalmente para plantas mayores a 20 MW, las cuales, ante las reglas actuales de mercado deben participar con ofertas diarias, acogerse a las reglas del despacho central y ser objeto de penalizaciones en el caso de presentar desviaciones respecto a su declaración de energía. Dada la inflexibilidad de esta fuente para cesar operaciones en caso de no ser despachada bajo las condiciones del mercado, o su necesidad de reducir su generación ante el flujo natural del yacimiento, estas plantas, al igual que sucede con otras FNCER, deberían ser despachadas en la base y declaradas inflexibles sin ser penalizadas por sus desviaciones, siempre y cuando sus precios marginales reflejen el bajo costo de su operación.

Por su parte, el riesgo asociado con la etapa exploratoria del recurso, el cual puede ser traducido en altos costos de inversión, y la posibilidad de no lograr la realización de un proyecto tras la finalización de esta etapa, representan una barrera que en otros países ha sido mitigada en parte a través de la participación del Estado en la actividad exploratoria (como puede suceder con la exploración petrolera), la implementación de líneas especiales de financiación, el compartimento del riesgo (y de las eventuales utilidades) entre diferentes agentes, o la adquisición de pólizas de riesgo.

Por último, para el caso del nicho de oportunidad asociado con la utilización de diferentes FNCER en ZNI, las principales barreras identificadas corresponden a una política de subsidios que favorece el consumo de diésel, el difícil acceso a información de proyectos desarrollados con FNCER a fin de capitalizar experiencias y la ausencia de recurso humano local calificado.

En la actualidad, aun cuando los subsidios para la prestación del servicio de energía eléctrica en las ZNI son asignados en función de los kWh consumidos, estos dependen principalmente de la cantidad de galones de combustible requeridos que son remunerados a una alta tarifa, bajo un esquema en el que no se promueve el uso de otras tecnologías y energéticos o la reducción de su consumo mismo a través de la eficiencia energética, ya que esto simplemente le representaría una reducción en sus ingresos a las empresas que prestan al servicio (señal perversa). Sin embargo, esto está por cambiar con el nuevo esquema de remuneración que se espera la CREG expida en firme en el año 2015.

Además, no existe una base de información que divulgue ampliamente las experiencias que se han desarrollado a través de los diferentes y múltiples proyectos energéticos implementados en las ZNI. Por tanto, se desconocen sus costos reales de inversión y operación, su éxito o fracaso, los problemas que han tenido que enfrentar y las soluciones que se han encontrado. De la misma manera, no se cuenta con información clara y precisa de la participación de las FNCER en términos de la capacidad instalada y la energía generada.

Por último, no se cuenta con el personal técnico calificado suficiente, especialmente con presencia local, para apoyar y atender el alto número de locaciones en ZNI donde se implementan soluciones energéticas. Por ende, en muchos

<sup>1</sup> Leyes 142 y 143 de 1994, más la Ley 1215 de 2008 y la resolución CREG 005 de 2010.

casos no se presta un adecuado mantenimiento de los sistemas y eventualmente se pueden presentar fallas que nunca son solucionadas llevando al abandono de los equipos, especialmente en el caso de sistemas que operan con FNCER. Esto va en detrimento de la seguridad, la confiabilidad y la prestación misma del servicio y al fracaso de muchas inversiones.

#### ¿Qué instrumentos pueden ser usados para promover la integración de las FNCER a las canastas energéticas?

Entre los instrumentos utilizados a nivel mundial para la promoción de las FNCER se tienen tanto mecanismos indirectos orientados a la obtención de beneficios ambientales, como instrumentos directos de política energética dirigidos a facilitar la integración de estas fuentes alternativas en el mercado eléctrico, y mecanismos fiscales y de financiamiento que sirven como señales de mercado y sientan las condiciones propicias para generar una dinámica de desarrollo de estas fuentes.

En el caso de los instrumentos para la reducción de emisiones, se tienen los impuestos al carbono y los topes de emisiones. En el caso de los primeros, que generalmente no son bien recibidos por su efecto sobre los precios de la electricidad y porque se considera pueden atentar contra la competitividad de un país, pensando especialmente en los costos que afectan a la industria, estos han sido aplicados principalmente en el caso de países desarrollados como Finlandia, Suecia, Gran Bretaña, Japón, etc., y más recientemente en países como México y Chile. Mientras que en el caso de Suecia el impuesto corresponde con el más alto conocido, estando en el orden de 150 USD/ton, México lo ha establecido en tan solo 1 USD/ton (prácticamente simbólico). El segundo caso corresponde a un enfoque que se diferencia del impuesto en el sentido de establecer un tope máximo de emisiones permitidas y dejar que sea el mercado el que fije un precio para las mismas, dando lugar a los llamados “Cap and Trade” de carbono adoptados principalmente en países de la Unión Europea.

Bajo la categoría de instrumentos de mercado para propiciar la participación de las renovables se tiene posiblemente como el más utilizado y conocido el mecanismo de Feed-In Tariffs (FIT) o tarifas garantizadas, instrumento que consiste en establecer precios fijos de compra de la energía renovable por contratos generalmente de 20 años, en muchos casos diferenciados por la tecnología y escala de su procedencia, los cuales son remunerados a los productores de energía renovable, y recuperados vía subsidios o tarifa al usuario. Este tipo de tarifas viene siendo implementado desde hace más de 30 años en países como Estados Unidos, teniéndose el caso de Alemania probablemente como el más claro ejemplo del éxito que este instrumento puede tener si de incrementar la participación de las energías renovables se trata.

Por otra parte, se tienen los mecanismos de cuotas consistentes en establecer por parte del Gobierno cuotas a modo de mandatos para la participación de energía renovable, ya sea en términos relativos o como metas específicas de capacidad instalada, como lo han hecho algunos estados de los Estados

Unidos o en el caso de Chile a través de los llamados RPS (Renewable Portfolio Standards) o portafolios estándar de energías renovables. Para lograr el cumplimiento de esas cuotas o metas fijadas, se han desarrollado básicamente dos tipos de mecanismos que son: los métodos basados en subastas y los certificados de energía renovable o RECs (Renewable Energy Certificates).

El mecanismo de subastas, bajo el que se establece una meta cuantitativa en términos de capacidades instaladas de energía renovable a ser desarrolladas, se basa en la apertura de licitaciones, y la escogencia de proyectos por mérito de costo hasta sumar la meta fijada. Este tipo de mecanismo ha sido implementado por países como el Reino Unido, y especialmente por países latinoamericanos como Brasil, Uruguay, Argentina, México, Perú y otros.

El mecanismo de RECs por su parte, consiste en otorgar certificados a los productores de energía renovable por cada kWh producido, los cuales pueden ser comercializados a fin de que cada generador pueda cumplir con sus obligaciones de energía renovable bien sea a través de su producción o compra de certificados. Se trata de mecanismos desarrollados inicialmente en los Estados Unidos a finales de la década de los 90 para cumplir con los RPS establecidos por diferentes estados (Rader & Norgaard, 1996).

Paralelamente se tiene la opción de los llamados contratos por diferencias (CFD) (Contract for Difference), que consisten en instrumentos que permiten a los agentes participar en el mercado mayorista, para finalmente obtener un precio de ejercicio fijo por su electricidad, para lo que reciben el pago de una prima que cubre la brecha entre el precio de ejercicio (si este está por encima del mercado) y el precio del mercado mayorista. Holanda, Suiza y Alemania han sido algunos de los países en elegir los Contratos por diferencia para alcanzar sus objetivos de energía renovable, mientras que el Reino Unido está planeando una transición mayor a tal modelo, probablemente a partir de 2015 (Department of Energy & Climate Change, 2013).

También están los incentivos por encima del precio de mercado que pueden ser otorgados de diferentes maneras, como por ejemplo a través de pagos en efectivo o créditos fiscales por kWh producido, como montos fijos o como un porcentaje del precio del mercado mayorista, y por un período predeterminado de tiempo. Este tipo de mecanismo ha sido implementado por diversos estados de los Estados Unidos, a través de programas de créditos fiscales basados en la producción, al igual que por otros países como Argentina y España.

Un mecanismo especialmente orientado a promover la participación de tecnologías de generación distribuida desde el lado de la demanda, lo conforman los esquemas de medición bidireccional, que permiten cuantificar y remunerar los excedentes de energía que los usuarios generadores (también conocidos como autogeneradores, o según las últimas tendencias como prosumidores) entregan a la red. Dichos excedentes son acreditados o remunerados con base en una tarifa preestablecida bajo un modelo que puede ser de medición neta o facturación neta. Mientras que en el caso de la medición neta (conforme se

utiliza la terminología en este documento), la tarifa de remuneración para dichos excedentes coincide con la tarifa de consumo al usuario, en el caso de la facturación neta la tarifa de remuneración de los excedentes puede diferir de la tarifa de consumo, siendo generalmente menor. Al año 2014, más de 40 países alrededor del mundo han implementado este tipo de instrumento, entre los que se incluyen Canadá, Chile, Japón, India, Estados Unidos, México, Brasil, Italia y el Reino Unido por nombrar algunos (REN21, 2014),

Otro tipo de instrumentos, utilizados normalmente en combinación con otros de los anteriormente tratados consiste en asegurar la prioridad en el despacho de las FNCER, lo cual provee seguridad a los inversionistas en cuanto a sus posibilidades de la efectiva entrega y remuneración de su energía. Sin embargo, el bajo costo marginal de estas fuentes generalmente garantizará su despacho sin necesidad de contar con una prioridad explícita, a no ser que se provoque una distorsión en los precios marginales inducida por parte de los generadores oferentes, lo cual sería una práctica penalizable.

Por otro lado, en adición a instrumentos regulatorios de mercado como los presentados anteriormente, en la práctica internacional se ha difundido igualmente el uso de incentivos fiscales y financieros, como suelen ser las exenciones o reducciones a los impuestos de renta, IVA y aranceles, la aplicación de créditos fiscales, o el uso de subsidios, préstamos o inversiones directas del Estado. Este tipo de instrumentos en diferentes y diversas combinaciones han sido y son aplicados hoy en día por más de 90 países alrededor del mundo (REN21, 2014).

De otra parte, se pueden tener mecanismos como son las subastas por CxC que en el caso colombiano pudiesen ser adaptados para incorporar la valoración de la complementariedad entre recursos como la eólica y la biomasa con el recurso hídrico, o mecanismos de mercado como lo serían la adaptación del proceso de despacho central y de ajuste diario del mercado, para dar cabida a un despacho y un mercado intradiario que permitan manejar las flexibilidades requeridas por estos recursos de naturaleza intermitente. Esto, sumado a la introducción de requisitos y reglamentos técnicos específicos por tecnología, lo mismo que a la producción de procedimientos y requisitos de reporte a los generadores para el manejo centralizado de la información y pronósticos del recurso, especialmente en el caso eólico, que permita al planeador del sector eléctrico y al operador del sistema lograr la mayor eficiencia posible tanto en la planeación como en la operación misma del sistema y su despacho.

Mecanismos complementarios que deben soportar el desarrollo de las FNCER son los de financiación que pueden abarcar instrumentos como el Fondo de energías no convencionales y gestión eficiente de la energía –FENOGE–, pero también otros fondos estatales existentes como es el caso del FAZNI (Fondo de apoyo financiero para la energización de las zonas no interconectadas), el SGR (Sistema general de regalías), el FAER (Fondo de apoyo financiero para la energización de las zonas rurales interconectadas), o los programas de entidades nacionales como Findeter, Bancoldex, Finagro, Colciencias, y otras

entidades internacionales como son el banco KfW y sus filiales, o entidades de cooperación internacional como la GIZ, USAID, el JCF y entidades multilaterales como la IAF, el BID, el FOMIN, el Banco Mundial, la CAF y el PNUD, entre otras posibles.

### ¿Qué costos y qué beneficios representa para Colombia promover el desarrollo de las FNCER?

Con base en una herramienta de cálculo diseñada y desarrollada para realizar evaluaciones financieras y económicas de proyectos enmarcados en los cinco nichos de oportunidad considerados, se buscó determinar en especial el efecto que los incentivos propuestos por la Ley 1715 de 2014 (deducción de renta, depreciación acelerada, exención de aranceles y exclusión de IVA) pueden generar sobre la rentabilidad de proyectos típicos de FNCER en Colombia, y los costos y beneficios que estos, sumados a las externalidades asociadas, brindarían a la sociedad a partir de su fomento y desarrollo.

Además de supuestos técnicos basados en las tecnologías propiamente consideradas, se utilizaron costos en algunos casos reportados por desarrolladores de proyectos y proveedores de equipos locales, o costos de la literatura internacional en el caso en el que los primeros no se tuvieran disponibles. De igual manera, se utilizaron supuestos financieros, proyecciones de largo plazo de precios de la energía eléctrica y otros planteamientos importantes en la interpretación de resultados, los cuales permiten concluir en términos generales sobre la necesidad de contar con los incentivos dispuestos por la Ley 1715 para lograr o aproximar el cierre financiero de los proyectos en el caso de todas las tecnologías analizadas.

Entre las externalidades consideradas se incluyen como externalidades positivas la complementariedad energética con las plantas hidroeléctricas, beneficios ambientales y sociales en materia de ahorro en el consumo de combustibles fósiles y reducción en las emisiones de efecto invernadero, lo mismo que la reducción de impactos sobre la salud y la afectación de la biodiversidad. Como beneficios económicos adicionales se tienen en cuenta el desarrollo económico a ser generado por el desarrollo, operación y mantenimiento del tipo de proyectos considerados y la creación de empleo asociada.

Por otro lado, en el caso de las externalidades negativas se contemplan principalmente los costos ocasionados por las necesidades de conexión, balance y refuerzo de la red eléctrica como consecuencia de la distancia de algunos de los recursos renovables a las redes y centros de consumo, así como de la variabilidad de recursos intermitentes como son el viento y la irradiación solar. Con base en esto, se consideran costos estimados de reserva, costos de conexión a la red, costos de balance y de refuerzo y extensión de la red.

Como resultado de los análisis realizados, para el caso de grandes proyectos de energía eólica en La Guajira, se encuentra que los incentivos de la Ley 1715 son suficientes para que el proyecto base llegue a tener una TIR al mismo nivel

de un WACC de 7,9% (asumido para todos los casos), alcanzando un punto de equilibrio, siendo necesario notar la alta sensibilidad que tienen los indicadores sobre el cálculo de la velocidad del viento (que en este caso se tomó como un promedio de 9,4 m/s) y el costo de conexión, que fue asumido como 120 millones de USD, por lo que se puede afirmar que facilitar la conexión de estos proyectos al STN redundaría positivamente en su cierre financiero.

En el caso de sistemas solares de pequeña escala en el sector residencial (del orden de 3 kWp), los análisis permiten concluir sobre la conveniencia de contar con un esquema de medición neta, que reduciría los tiempos de retorno de la inversión al orden de entre 9 y 14 años (dependiendo de la aplicabilidad del incentivo de deducción de renta). Entre tanto, en el caso del usuario comercial, si bien los tiempos de retorno obtenidos ascienden al orden de 18 años, se obtiene una TIR de 12,8% que haría viable este tipo de proyectos. Por otro lado, se comprueba que en el caso de proyectos de gran escala no sería posible alcanzar márgenes de rentabilidad aun contando con la aplicación de los incentivos a la inversión, teniendo en cuenta que el costo nivelado de la tecnología solar FV a tal escala, que se ubica alrededor de los 190 USD/kWh, aún no puede competir con el precio mayorista del mercado, entre otros factores por los costos nacionales de instalación que pueden estar en el rango de 2.000 a 3.800 USD/Wp instalado y los factores de planta alcanzados con el recurso disponible en el país que pueden estar en promedio alrededor de un 16%.

Para el caso de proyectos de cogeneración o generación exclusiva eléctrica a partir de biomásas sólidas o procedentes de efluentes, se obtiene que si bien los proyectos en los casos específicos de bagazo de caña de azúcar y biogás procedente de los efluentes producidos de la extracción del aceite de palma pasan a ser rentables a partir de la aplicación de los incentivos a la inversión, con TIRs que superan el WACC propuesto para el análisis, adicionalmente se observa que los costos de instalación constituyen un factor de alta relevancia en el caso de la biomasa, dado el amplio rango en el que estos pueden variar ante la utilización de diferentes alternativas tecnológicas posibles, y el uso de otras biomásas. En estos casos se observa igualmente que al aumentar los costos de la inversión, estos se reflejan principalmente en la viabilidad de este tipo de proyectos, haciendo que no resulten rentables aun con la aplicación de incentivos, a partir de costos de inversión de orden de 2.000 USD/kW. Por otro lado, teniendo en cuenta que en los casos analizados, los esquemas de negocio de los potenciales inversionistas no permiten contemplar beneficios económicos en términos de la generación y uso del calor, bien sea a raíz de su línea base anterior al proyecto, en la que ya cuentan con dicho beneficio, o porque sus esquemas actualmente no contemplan tal aprovechamiento, se observa que de llegarse a incorporar dicha utilización y valoración del recurso, la TIR de los proyectos podría mejorar representativamente.

Para el caso de proyectos geotérmicos de mediana escala (50 MW) como los que se planea desarrollar en zonas de alto potencial como el macizo volcánico del Ruiz, se observa que el largo período de exploración y confirmación que acarrearán sostenidas inversiones, tiempo durante el cual no se reciben ingresos,

hace difícil que los proyectos puedan ser rentables sin apoyo público en las fases iniciales. Es de tener en cuenta que el riesgo inherente a la exploración del recurso incrementa los costos de inversión, y también que el costo de interconexión en algunos casos pudiese llegar a ser una barrera. Sin embargo, se observa también que en el caso de proyectos de esta índole desarrollados por grandes empresas con flujos de caja representativos, bajo el modelo de financiamiento corporativo, la aplicación de los incentivos dispuestos por la Ley 1715, especialmente en lo que respecta a la deducción de renta podría servir como una estrategia de reducción de impuestos que apalanca estas inversiones dando el apoyo público mencionado para esas etapas de inversión intensiva requerida.

Finalmente, al valorar las externalidades que por principio no son incorporadas por los inversionistas en la evaluación financiera de proyectos de FNCER, pero que sí deben ser tenidas en cuenta en la evaluación económica para la sociedad, se obtienen relaciones costo beneficio que justifican la promoción de este tipo de proyectos a partir de incentivos e instrumentos como los dispuestos por la Ley 1715. A partir de los análisis realizados y con base en las proyecciones de penetración de proyectos realizadas en el marco de la formulación de una estrategia para el desarrollo de proyectos con FNCER interconectados al SIN, hasta el año 2030, se obtiene un agregado de la valoración económica total en términos de incentivos fiscales que en principio el Estado deja de recibir (bajo la hipótesis de que estos proyectos pudieran llegar a ser realizados sin la aplicación de los incentivos) y el balance de las externalidades obtenidas a raíz del desarrollo de tales proyectos. Los resultados de este cálculo arrojan un costo total descontado de los incentivos para el Estado colombiano de 554 millones de USD, contra un beneficio total de las externalidades de 775 millones de USD, con lo cual se plantea un beneficio neto para el país, y una inversión rentable del Estado a través de la Ley 1715 de 2014.

#### **¿Cuál puede ser la estrategia de Colombia para promover la integración de las FNCER a su Sistema energético?**

La estrategia propuesta a partir del trabajo realizado para procurar la integración de las FNCER al Sistema energético nacional colombiano, se considera debe fundamentarse en el marco legal establecido por las Leyes 142 y 143 de 1994 (Ley de servicios públicos domiciliarios y ley de energía eléctrica), la Ley 1665 de 2013 (aprobación del estatuto de la Agencia Internacional de Energía Renovable –IRENA–) y la Ley 1715 de 2014.

En línea con lo anterior, su objeto se extiende a través del propósito formulado, a lograr la diversificación de la canasta energética nacional, reducir las externalidades negativas del sector, minimizar la emisión futura de GEI, y lograr un desarrollo sostenible de los sectores energético y productivo del país, a través del aprovechamiento económico de potenciales debidamente identificados en materia de FNCER.

La estrategia pretende entonces influir de manera positiva en las acciones y decisiones que en adelante serán ejecutadas por el gobierno, agentes, empre-

sas y personas del común para apoyar, promover y gestionar proyectos con FNCER, a través de dos ramas principales que cobijan: i) la integración de proyectos de generación y cogeneración para la entrega de energía eléctrica proveniente de los nichos de oportunidad identificados, conectados al SIN y ii) la utilización de estas fuentes en soluciones energéticas a ser desarrolladas y optimizadas en las ZNI. Por otra parte, en lo que se refiere a fomentar la participación de las FNCER en otros usos energéticos no eléctricos, que desplacen el consumo de combustibles fósiles, la estrategia formulada propone igualmente acciones complementarias orientadas en tal dirección, las cuales son presentadas en el Anexo 1 del documento.

A fin de determinar indicadores objetivos que puedan medir los efectos de las acciones que conforman la estrategia planteada, en lugar de formularse metas determinísticas que pudiesen llegar a ser establecidas pero que no responderían al espíritu de las Leyes anteriormente citadas, se opta por proponer prospectos para el desarrollo de nuevos proyectos para el aprovechamiento de las fuentes de interés en el caso del SIN, conforme se presenta en la figura 1. Tales prospectos están basados sobre las expectativas manifiestas por una muestra representativa de agentes de los sectores energético e industrial, las cuales asumen un escenario de reglamentación de la Ley 1715 que responda a su espíritu y propósito.

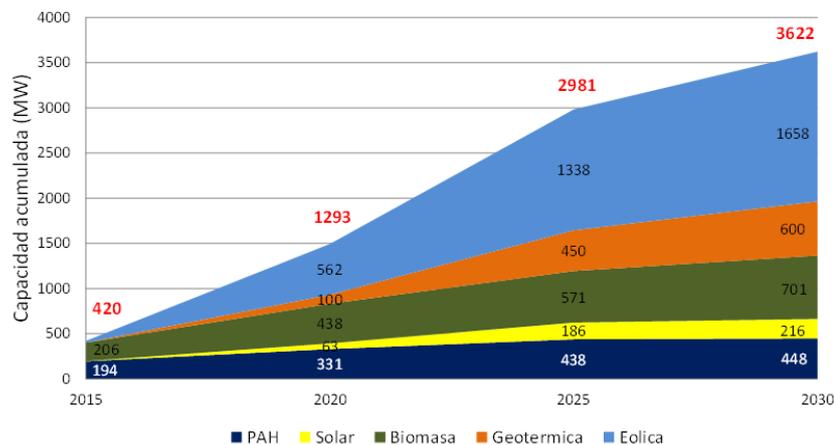


Figura 1. Capacidad acumulada con base en expectativas bajo el escenario 2.

Fuente: Elaboración propia.

Para lograr la materialización de estas expectativas y eventualmente superarlas si el mercado competitivo y la evaluación periódica de esta estrategia lo permiten y determinan técnica y económicamente conveniente, se formulan entonces lo que se refieren como subestrategias para cada uno de los nichos de oportunidad trabajados y líneas de acción que se derivan de las mismas, conforme se presenta en tabla 1.

Tabla 1. Subestrategias y líneas de acción propuestas por nicho de oportunidad.

Transversales para el SIN	
Subestrategia	Líneas de acción
<ol style="list-style-type: none"> <li>Introducción de mecanismos de mercado y despacho para facilitar la participación y competencia de fuentes intermitentes</li> <li>Diseño y adopción de esquemas que faciliten el desarrollo de proyectos de pequeña escala con FNCER</li> <li>Aplicación de incentivos fiscales de renta, IVA, arancel y depreciación acelerada, para inversiones en proyectos con FNCE, conforme lo dispuesto por la Ley 1715</li> </ol>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Implementación de un mercado intradiario</li> <li>Articulación de mercados</li> <li>Definición de procedimientos simplificados (conexión, operación y comercialización)</li> <li>Adopción de un esquema de medición neta</li> <li>Procedimientos prácticos y accesibles</li> <li>Clara definición de requerimientos</li> <li>Procura de tiempos de respuesta razonables</li> <li>Evaluación de resultados en el tiempo</li> </ul>
Energía eólica	
Subestrategia	Líneas de acción
Estructuración de un Plan integral para el aprovechamiento del potencial eólico de La Guajira en el mediano y largo plazo, sumado a la evaluación de alternativas costo-efectivas para el financiamiento de la infraestructura de interconexión necesaria para llevar esta energía al SIN. Lo anterior, complementado con las estrategias transversales 1 y 3	<ul style="list-style-type: none"> <li>Formulación y adopción del Plan integral</li> <li>Incorporación de línea de interconexión en próximo plan de expansión</li> <li>Valoración de la complementariedad con el recurso hídrico</li> <li>Incorporación del mercado intradiario</li> <li>Administración de información sobre el recurso eólico</li> <li>Adopción de requerimientos técnicos</li> </ul>

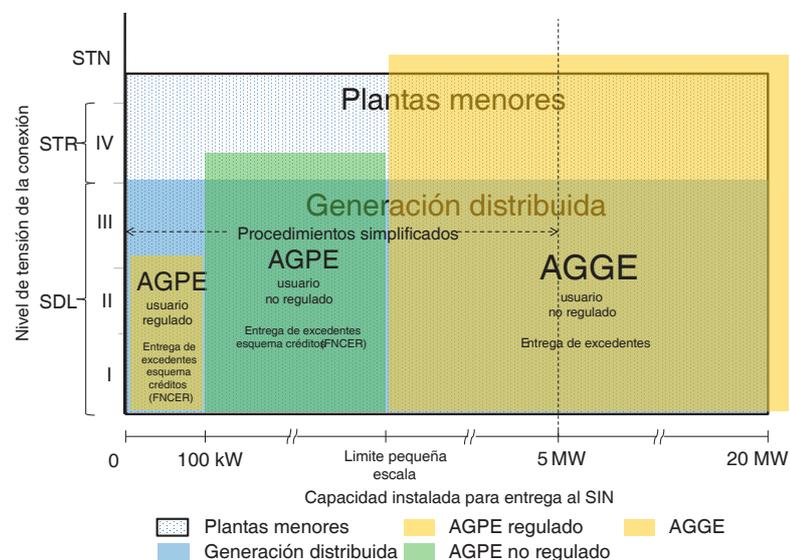
Energía solar FV	
Subestrategia	Líneas de acción
Disposición de un esquema de medición bidireccional que logre una valoración adecuada de los créditos de energía excedente de sistemas de autogeneración a pequeña escala con tecnología solar FV. Esto, sumado a la disposición de procedimientos y requerimientos de conexión que, cuidando la seguridad del sistema, no impidan el fácil acceso de los usuarios a entregar sus excedentes a la red, lo mismo que procedimientos de fácil acceso a los incentivos de Ley y la promoción de esta tecnología a través de acciones ejemplarizantes desde el Gobierno Nacional y entidades públicas	<ul style="list-style-type: none"> <li>Adopción de esquema de medición neta</li> <li>Facilidades de conexión para sistemas solar FV</li> <li>Acceso a incentivos tributarios de la Ley 1715</li> <li>Adopción de mínimos estándares de calidad en los sistemas a ser promocionados</li> <li>Garantía de calidad y políticas de incentivos de energía renovables</li> <li>Programas ejemplarizantes</li> <li>Consideración de programas en vivienda de interés social o vivienda prioritaria</li> </ul>
Cogeneración con biomasa	
Subestrategia	Líneas de acción
Desarrollo de mecanismos dispuestos por la Ley 1715 para el aprovechamiento energético de biomasa, combinado con la procura de facilidades financieras para el desarrollo de este tipo de proyectos, con énfasis en industrias del sector agropecuario con potenciales para este efecto (posible línea de apoyo del FENOGÉ). Lo anterior, acompañado de la armonización y diferenciación de las figuras de cogenerador, autogenerador, generador y productor marginal, sumado al acceso a incentivos a la inversión y facilidades de conexión, en línea con las estrategias transversales 2 y 3	<ul style="list-style-type: none"> <li>Coordinación interinstitucional (política integral sobre el uso de la biomasa)</li> <li>Líneas de crédito o programas de financiación y priorización de proyectos</li> <li>Revisión / reconsideración de la exigencia de un mínimo REE para la cogeneración</li> <li>Armonización y diferenciación de las figuras del cogenerador, autogenerador, generador y productor marginal</li> <li>Acceso a incentivos y procedimientos simplificados de conexión</li> </ul>

Energía geotérmica	
Subestrategia	Líneas de acción
Partiendo del artículo 21 de la Ley 1715, consolidación de un marco normativo y regulatorio que ofrezca claridad y certeza a los agentes interesados en hacer uso de este recurso, utilizando como insumo el aprendizaje de otros países que han desarrollado esta fuente de energía. Esto, complementado con el apoyo y acompañamiento de las autoridades ambiental y energética para el desarrollo de los primeros proyectos que se están gestando en áreas de alto potencial y la aplicación de la estrategia transversal 3.	<ul style="list-style-type: none"> <li>Mesa interinstitucional</li> <li>Consolidación de un marco regulatorio específico</li> <li>Reducción de riesgo de carácter normativo</li> <li>Definición requerimientos específicos de carácter técnico-ambiental</li> <li>Alianzas conjuntas o <i>joint ventures</i> para compartir riesgo</li> </ul>
Zonas no interconectadas	
Subestrategia	Líneas de acción
Desarrollo e implementación de planes integrales con énfasis en la creación de nuevas áreas de servicio exclusivo y esquemas empresariales novedosos, involucramiento de grandes agentes, I+D+i, integración con PERS, opciones de financiamiento y utilización de instrumentos como el nuevo esquema de remuneración propuesto por la CREG y herramientas para el análisis, diseño y optimización de soluciones híbridas.	<ul style="list-style-type: none"> <li>Elaboración de plan integral y subplanes regionales</li> <li>Integración de PERS</li> <li>Esquemas empresariales novedosos</li> <li>Integración de investigación, desarrollo e innovación</li> <li>Financiación</li> <li>Esquema de remuneración competitivo con diesel</li> <li>Uso de herramientas de evaluación y optimización técnico-económica</li> <li>Consolidación de información</li> <li>Capitalización de experiencias</li> </ul>

Fuente: Elaboración propia.

Como elemento complementario ilustrativo en el marco de esta estrategia, la figura 2 presenta el espectro de agentes generadores en el rango de potencia menor a 20 MW (plantas menores) que se plantea entrarán a participar del mercado, partiendo de la base de las figuras a las que hace referencia la Ley

1715 de 2014, y las condiciones especiales que esta determina para el caso de autogeneradores de pequeña escala con FNCER y generadores distribuidos.



**Figura 2.** Autogeneración, generación distribuida y plantas menores.  
AGPE: autogenerador de pequeña escala; AGGE: autogenerador de gran escala.  
**Fuente:** Elaboración propia.

Por otra parte, en lo que a las estrategias para el SIN se refiere, se plantea lograr los desarrollos regulatorio, normativo y de planeación establecidos, en el transcurso de los 3 años siguientes (a cumplirse en 2018), al tiempo que se avanza en un proceso de aprendizaje por parte de los agentes e implantación de algunas decisiones de política (por ejemplo el plan integral propuesto para la explotación del potencial eólico de La Guajira), etapa que se planea culminar para el año 2020.

También se cobija un período de estabilización en el proceso gradual de incorporación de las FNCER en la medida en que los costos de las tecnologías, unidos a los incentivos, afiancen sus nichos de competencia; etapa que cobija un horizonte de largo plazo de 10 años (a cumplirse en 2025), y adicionalmente se propone realizar una evaluación y ajuste de esta estrategia cada 5 años.

Para el caso de ZNI, se propone la estructuración de los planes integrales bajo el enfoque de áreas exclusivas u otros esquemas empresariales regionales, en simultaneidad con la entrada en vigencia del nuevo esquema de remuneración de la prestación del servicio de energía eléctrica, orientado a la sustitución de la generación con diésel por fuentes más competitivas como son las FNCE para finalizarse en el año 2016, en tanto que se avanza en la estructuración de convocatorias públicas para asignar nuevas áreas exclusivas o similares a inversionistas estratégicos del sector, con base en concurso, lo cual se estima

puede tomar hasta el año 2017. Estas etapas se prevé deberán ser seguidas por el diseño y ejecución de proyectos piloto o demostrativos a partir de la estructuración de los planes integrales previamente desarrollados, que pueden tomar entre dos y cinco años, previendo un horizonte a 2019-2022 para poder proceder con la evaluación de sus resultados.

**¿Cuáles son las principales recomendaciones surgidas de este trabajo desarrollado por la UPME con el apoyo del BID y el FMAM?**

Como recomendaciones fundamentales para lograr la integración de las FNCER al Sistema energético nacional a través del desarrollo de los nichos de oportunidad identificados, se plantean las siguientes:

Reglamentar los incentivos dispuestos por la Ley 1715 a través de un trabajo conjunto interinstitucional en el que participen el MME, el MADS, el MHCP, el MCIT y entidades como la UPME, la ANLA y la DIAN; expedir procedimientos sencillos, ágiles, claros y con los debidos controles, que resulten asequibles tanto a pequeños como a grandes inversionistas, y que reciban una buena difusión para su efectivo uso. También se propone llevar registros que puedan ser manejados con transparencia, haciéndolos visibles al público para evidenciar los efectos obtenidos de la aplicación de la Ley, y de igual manera se propone hacer explícita la aplicabilidad de los incentivos a proyectos tanto de generación eléctrica como térmica con FNCE.

Elaborar un plan integral para el aprovechamiento del recurso eólico de La Guajira, que considere la potencial fuente de empleo e ingresos que este tipo de proyectos pueden representar para la comunidad y el desarrollo sostenible de la región, previendo beneficios sociales para cuya obtención el Estado debe ejercer y trabajar mancomunadamente con la empresa privada, a través del planeamiento estratégico en programas de capacitación, suministro de servicios básicos y adelanto de obras públicas que complementen los procesos a ser emprendidos por los desarrolladores de los proyectos.

Incorporar a la nueva metodología de cálculo de la ENFICC para fuentes eólicas, la propuesta elaborada en este estudio para asignar ENFICCs estacionales (verano/invierno) o mensuales en las nuevas subastas de CxC a realizarse a futuro.

Estudiar, diseñar y planificar la adopción de un esquema de mercado intradiario con el fin de permitir o facilitar la participación de fuentes intermitentes como la eólica y la solar en el mercado de energía mayorista lo mismo que su participación en el despacho central.

Implementar un esquema de medición neta bajo el cual cada kWh de excedentes entregado a la red por parte de autogeneradores a pequeña escala con FNCER sea reconocido por el comercializador y el operador de red como un crédito de energía valorado a la misma tarifa que el usuario autogenerador paga por cada kWh consumido de la red, o a una tarifa cercana a tal valor.

Eliminar el mínimo REE como un requisito para acceder a la figura del cogenerador, y en su lugar establecer un requerimiento que cubra tan solo la producción y utilización de energía térmica como eléctrica bajo un mismo proceso, estableciendo un indicador que combine eficiencias eléctrica y térmica como índice de eficiencia que pudiese ser usado para la aplicación de incentivos en dichos procesos. Lo anterior, para evitar que los cogeneradores que no cumplan con el requisito de mínimo REE utilicen la figura de autogenerador para entregar sus excedentes.

Establecer mecanismos de financiamiento basados en créditos con garantías del Estado, u otro tipo de créditos a bajas tasas de interés, que puedan ser accedidos por aquellos proyectos energéticos basados en el aprovechamiento energético de las biomásas, que por ser desarrollados en el ámbito rural demuestren ofrecer beneficios sociales directos e indirectos a comunidades rurales y campesinas y el asocio de estos proyectos con actividades productivas que hagan partícipes a dichas comunidades.

Por otra parte, se propone establecer una mesa conjunta con el MADS, el MME, la ANLA, el SGC, la UPME y la CREG, que tienen alguna competencia sobre el aprovechamiento energético de los recursos geotérmicos, con el fin de elaborar un marco reglamentario y regulatorio debidamente articulado y soportado principalmente en el Código de recursos naturales correspondiente con el Decreto Ley 2811 de 1974, la Ley 99 de 1993, las Leyes 142 y 143 de 1994, la Ley 697 de 2001 y la Ley 1715 de 2014.

A fin de apoyar especialmente el desarrollo de proyectos de energía renovable, y específicamente el de proyectos de generación distribuida con estas fuentes, y en línea con lo establecido por la Ley 1715 de 2014, se propone incorporar un margen de valoración y remuneración por encima del precio de bolsa para aquella energía proveniente de tales fuentes que sea comercializada a través del mercado mayorista de energía, margen que puede ser valorado con base en las pérdidas de transmisión y distribución evitadas, la capacidad de generación evitada con otras fuentes, lo mismo que las inversiones evitadas en nueva infraestructura de T&D, entre otros factores.

En línea con el trabajo que ya vienen adelantando el IPSE y el MME en la política de ZNI, se propone la elaboración de un plan maestro acompañado de subplanes regionales a fin de lograr poner al servicio de futuras soluciones el aprendizaje obtenido de experiencias previas, aprovechar los recursos locales en materia de FNCE para proveer soluciones energéticas competitivas con la generación eléctrica a partir de diésel, y agregar condiciones y características regionales junto con otros criterios de diversa índole para determinar el mejor tipo de soluciones a ser promovidas en diferentes locaciones.

Para el caso de proyectos a ser financiados o viabilizados con recursos públicos como los del FAZNI y el FENOGGE, a fin de lograr un uso eficiente y efectivo de estos se recomienda realizar evaluaciones y análisis de optimización de los proyectos a través del uso de herramientas diseñadas para tal propósito.

