**Nota Técnica Sector Energía Colombia**

**Préstamo Programático Basado en Políticas**

**Apoyo al Programa Nacional para Asegurar un Suministro de Energía Sostenible y Eficiente**

1. **Objetivo Nota Técnica**

Con base en el Plan Nacional de Desarrollo 2014-2018 de Colombia (PND), la estrategia país del Banco Interamericano de Desarrollo (BID) y la participación del mismo, en el desarrollo y apoyo al Sector Eléctrico Colombiano (SEC) durante los últimos 10 años, se presenta esta Nota Técnica con el objeto de soportar el programa estructurado bajo la modalidad de Préstamo Programático Basado en Políticas (PBP), “Apoyo al Programa Nacional para Asegurar un Suministro de Energía Sostenible y Eficiente”. El programa consta de una serie de dos (2) préstamos, cuyos objetivos específicos son: (i) asegurar un contexto macroeconómico congruente con los objetivos del programa según lo establecido en la Matriz de Políticas, (ii) contribuir a garantizar el abastecimiento de energía mediante la diversificación de la matriz energética con Fuentes No Convencionales de Energía Renovable (FNCER) y el incremento de los intercambios energía a nivel internacional, (iii) fortalecer el Mercado de Energía Mayorista (MEM) con medidas que permitan aumentar y garantizar la oferta de gas natural (GN) y administrar la demanda, (iv) promover el acceso a la energía en las Zonas No Interconectadas (ZNI) mediante el uso de FNCER y (v) fortalecer las instituciones del Sector.

Para el logro de los objetivos antes señalados, el Gobierno de Colombia (GdC) ha venido avanzando en diferentes acciones en el SEC para asegurar el suministro de energía sostenible y confiable, las cuales son base para el desarrollo del PBP propuesto.

1. **Sector Eléctrico Colombia (SEC)**

Colombia cuenta hoy con un sector eléctrico moderno, eficiente y competitivo, pero enfrenta riesgos y desafíos en la calidad, cantidad y confiabilidad de su oferta energética, lo mismo que en la cobertura del servicio y en su nivel de emisiones de Gases Efecto Invernadero (GEI). Por tanto, se plantean en este PBP, áreas de reforma para contribuir a asegurar un suministro de energía sostenible y eficiente.

* 1. **Desarrollo y Crecimiento Colombia 2010-2016. Perspectivas 2017-2018**
* Entre 2010 y 2014, el país se logró consolidar. El crecimiento económico promedio en lo corrido de la segunda década de este siglo, 4,8%, fue mayor que el promedio observado en las décadas de los años 1980 (3,5%), 1990 (2,8%) y 2000 (4,0%). La inversión como proporción del PIB alcanzó niveles históricamente altos, superiores al 30%. La inflación de 2013, 1,94% fue la más baja de los últimos 58 años y en este periodo se generaron 2,5 millones de empleos, con una importante reducción de la informalidad y de la tasa de desempleo. A partir del año 2014 la inflación ha aumentado, aunque en el año 2016 disminuyó (5,75%).

El buen desempeño del mercado laboral y las políticas sociales de los últimos gobiernos han reducido la pobreza en cerca de 10%. La desigualdad, aunque más lentamente, también ha empezado a ceder, lo mismo que los principales indicadores de violencia, como los homicidios y los secuestros, han disminuido. Dados estos logros, el país está en camino de consolidar el rumbo hacia el desarrollo económico, social y ambiental[[1]](#footnote-1).

* El 2015 fue, un año complejo para la economía colombiana en el que se presentaron factores positivos y negativos. Como factores favorables está el inicio de la ejecución de los proyectos de infraestructura 4G, los avances en el proceso de paz, el desarrollo de proyectos de inversión productiva que mantuvo la tasa de inversión alrededor del 30% del PIB, el reconocimiento de inversionistas nacionales e internacionales a Colombia como un país con potencial lo que le permitió conservar el grado de inversión, la discusión de reformas estructurales como las desarrolladas en el marco de la misión rural y la comisión de expertos para la equidad y competitividad tributaria. En lo negativo, el impacto que ha tenido el desplome de los precios del petróleo, el fenómeno de El Niño, el cierre de la frontera con Venezuela, el endurecimiento en las condiciones de exportación hacia Ecuador y la desaceleración en la economía mundial[[2]](#footnote-2).
* Aunque el crecimiento de la economía colombiana en 2015 (3,1%) fue uno de los más sobresalientes a nivel regional, considerando las dificultades que enmarcaron el entorno macroeconómico, el panorama para 2016, ha sido más complejo y de allí que el mercado haya venido incorporando previsiones a la baja sobre la dinámica de la actividad productiva. Se estima que la actividad productiva estará creciendo cerca de 2,0% en 2016 y 2,5% en 2017. Los nuevos escenarios macroeconómicos incorporan previsiones más conservadoras en la dinámica de crecimiento de Estados Unidos, Europa y en general a nivel mundial, así como en materia de precios y producción de petróleo y carbón, lo mismo que en el consumo privado.
* Para el año 2017 se presentarán movidas políticas tan o más importantes que las presentadas en 2016, que tendrán impacto en Colombia.

Internamente este año se considera fundamental para el cumplimiento de la meta de inflación y ajustes para aumentar el crecimiento, teniendo en cuenta que entra en vigencia la reforma tributaria aprobada el año anterior, es un año prelectoral y el inicio de la implementación de acuerdos del proceso de paz y avances en el postconflicto[[3]](#footnote-3).

Los riesgos continúan asociados a un menor crecimiento de la economía mundial, a una mayor volatilidad del tipo de cambio, a una mayor estrechez fiscal y con ello, a una menor inversión y aumento del desempleo. Estos factores, sumados a una eventual recuperación del consumo privado, aunque menos dinámico que el esperado por cuenta de unas condiciones monetarias que podrían tornarse más restrictivas, continúan insertando un sesgo bajista en las previsiones de corto y mediano plazo.

Se considera que los próximos dos años no serán años fáciles. De los avances del proceso de paz y en materia de competitividad, que pasan por la celeridad con que se ejecuten los programas de infraestructura, de la asertividad de las políticas monetarias y fiscales, estas últimas asociadas con la aprobación de la reforma tributaria a finales del año 2016 y del diseño de una política económica que propenda por la recomposición sectorial, dependerá que la economía pueda retornar a sus sendas de crecimiento potencial en los próximos años[[4]](#footnote-4).

* 1. **Estrategia para el SEC**

Se basa en el Plan Nacional de Desarrollo (PND) que establece el gobierno de turno para el periodo correspondiente de 4 años y para el SEC, con base en el Plan Energético Nacional (PEN), que establece lineamientos de largo plazo.

**2.2.1 Plan Nacional de Desarrollo 2014-2018 (PND)[[5]](#footnote-5)**

Colombia ha presentado cambios importantes desde la Constitución de 1991. Hoy es un país de ingreso medio alto, cuando antes era de ingreso bajo. La solidez y credibilidad de nuestras políticas fiscal y monetaria son ejemplo en América Latina. En la actualidad, se cuenta con una cobertura casi universal en nuestro sistema de salud y hemos hecho grandes avances en la cobertura de educación. Además, se ha avanzado en el fortalecimiento del Estado y la democracia.

El propósito del PND, “Todos por un Nuevo País”, es construir una Colombia en paz, equitativa y educada, que es coherente con la estrategia país del BID y en el caso de energía con su marco sectorial. Soportado sobre los pilares de la paz, la equidad y la educación, este Plan se espera se refleje en bienestar para las regiones y ciudadanos que las habitan. Esto, porque las condiciones institucionales, geográficas y de violencia, han dificultado que los avances sociales, económicos y ambientales logrados por el país se distribuyan de manera homogénea a nivel territorial.

**2.2.2 Plan Energético Nacional (PEN): Ideario 2014-2050[[6]](#footnote-6)**

Con base en las tendencias internacionales en materia energética, los cambios técnicos y de negocios que se han venido presentando para garantizar la seguridad del suministro con una canasta diversificada y precios competitivos, aumentar la cobertura y reducir la pobreza energética, aportar al crecimiento de las economías y desarrollo de poblaciones y regiones, facilitar la introducción de las nuevas fuentes y tecnologías energéticas, minimizar los impactos negativos al ambiente con la construcción de un sistema sostenible hasta donde sea posible y teniendo en cuenta la actual coyuntura económica internacional y la colombiana, la situación actual y perspectivas del mercado de los hidrocarburos, entre otros, en un nuevo entorno económico caracterizado por la reactivación y fortalecimiento de la economía de Estados Unidos, la desaceleración de los mercados emergentes, el aumento de la percepción de riesgo de Latinoamérica, y la apreciación del dólar en los mercados financieros, se propone en el PEN una senda de crecimiento y la recomposición de la estructura productiva para el país, con una visión de largo plazo, planteando los objetivos propuestos para una política energética al 2050, con el propósito de lograr el abastecimiento interno y externo de energía de manera eficiente, con el mínimo impacto ambiental y generando valor para las regiones y poblaciones.

En el PEN se proponen cinco objetivos específicos focalizados a contar con una oferta energética diversa y confiable y con una demanda con precios eficientes y metas de eficiencia energética (EE), con una prestación universal de servicios, una mayor integración energética regional y mundial y con opciones de generación de valor alrededor del sector energético. De igual forma se formulan dos objetivos transversales, necesarios para contar con la información, conocimiento y recurso humano, así como para desarrollar y armonizar el marco institucional y de esta forma, facilitar la implementación de la política energética nacional.

El nuevo escenario de precios del petróleo debe ser una oportunidad para corregir las distorsiones y fallas que aún subsisten y preparar el camino para una transición hacia un sistema que apoye el crecimiento verde, que sea más sostenible y permita entrar a formar parte de los países con sistemas energéticos más competitivos, economías más productivas y sociedades más igualitarias.

* 1. **Organización y Marco Normativo**

La organización industrial y la operación del mercado eléctrico en Colombia se basa en la separación vertical de las actividades de la cadena (producción/generación, transmisión/transporte, distribución y comercialización), desarrolladas por empresas de capital público, privado y/o mixto y se basa en:

* El marco normativo dado por las Leyes 142 (Ley de Servicios Públicos) y la Ley 143 (Ley de Electricidad) de 1994. De acuerdo con este marco, el Ministerio de Minas y Energía (MME), el Departamento Nacional de Planeación (DNP) y la Unidad de Planificación Minero Energética (UPME) están encargadas de la definición de las políticas del sector y de su planeación indicativa. La Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG) y la Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios (SSPD), se ocupan de las funciones de regulación, supervisión y control, respectivamente.
* La Ley 697 de 2001 establece que el MME es la entidad responsable de promover, organizar y asegurar el desarrollo y el seguimiento de los programas de uso racional y eficiente de la energía.
* La Ley 1715 de 2014 tiene por objeto promover el desarrollo y la utilización de las fuentes no convencionales de energía (FNCE), principalmente aquellas de carácter renovable, en el sistema energético nacional (FNCER), mediante su integración al mercado eléctrico, su participación en las ZNI y en otros usos energéticos corno medio necesario para el desarrolle económico sostenible, la reducción de emisiones de GEI y la seguridad del abastecimiento energético. Igualmente, se busca promover la gestión eficiente de la energía, que comprende tanto la EE como respuesta de la demanda.
* Las Leyes anteriores, así como el marco institucional vigente, establecen la solidez política y regulatoria para la promoción de las inversiones públicas y privadas en el SEC. Es importante señalar que el marco normativo del SEC ha tenido ajustes y actualizaciones para su adecuación a las condiciones del mercado desde su expedición, manteniendo los principios establecidos en las Leyes.
* De acuerdo con su esquema de operación, el SEC se encuentra dividido en dos zonas de servicio: (i) El Sistema Interconectado Nacional (SIN), que corresponde a un mercado liberalizado para la comercialización de la energía eléctrica, implementada mediante transacciones de corto plazo a través del mecanismo de bolsa de energía y transacciones de mediano y largo plazo por medio de contratos financieros. En el SIN, la energía generada se comercializa desde 1995, en el Mercado de Energía Mayorista (MEM), operado por el Centro Nacional de Despacho (CND) y (ii) las ZNI, que son áreas que no cuentan con servicio eléctrico conectado al SIN. Se caracterizan por su distancia de los centros urbanos y de consumo, alto índice de necesidades básicas insatisfechas y reducida capacidad de pago de la población, alto costo del servicio de electricidad, principalmente por el uso de combustibles líquidos fósiles, con costos elevados de transporte a las zonas y nivel de pérdidas eléctricas técnicas.

El número de agentes que participan en el MEM según actividad se presenta en el cuadro siguiente[[7]](#footnote-7):



Las ZNI corresponden al 52% del territorio nacional en 16 departamentos, pero solo abarcan el 2% de los usuarios de energía eléctrica del país. Actualmente se encuentran instalados 215 MW de capacidad de generación en las ZNI, de los cuales solamente el 8% es generado con FNCER y 92% corresponde a generación con plantas diésel.

El Estado hace presencia en estas zonas, principalmente, a través del Instituto de Planificación y Promoción de Soluciones Energéticas (IPSE), responsable del servicio que suministran 92 prestadores, de los cuales 46 son municipios, 34 empresas de servicios públicos, una gobernación y otras 11 organizaciones comunitarias y cooperativas.

* 1. **Situación Actual**

De acuerdo con los objetivos planteados para el PBP, a continuación, se presenta la situación actual teniendo en cuenta que para las diferentes actividades, se han considerado las herramientas de planeación y análisis indicadas en el Anexo 2[[8]](#footnote-8):

**2.4.1 Contribuir a garantizar el abastecimiento de energía mediante la diversificación de la matriz energética con FNCER y el incremento de los intercambios energía a nivel internacional**

* Para el año 2015, Colombia contaba con una capacidad instalada de generación eléctrica de 16.420 MW[[9]](#footnote-9), de la cual aproximadamente el 67% corresponde a generación hidráulica, lo que hace el suministro de energía altamente vulnerable a las más frecuentes e impredecibles variaciones climáticas como el fenómeno El Niño. La generación térmica representa del orden del 28% del total instalado, 9,4% con gas natural (GN), 11,3% con combustibles líquidos y 8,5% con carbón. Las FNCER representan menos del 0,6% de la oferta eléctrica, la cual se complementa con la interconexión eléctrica Colombia–Ecuador, con líneas de transmisión a 138 kV y 230 kV con capacidad disponible de 525 MW, permitiendo la exportación o importación de energía.

En el caso del servicio público de energía eléctrica, el país cuenta con la energía suficiente para atender la demanda los próximos cinco años con los proyectos existentes y los que van a entrar en operación en ese período, aún en períodos de hidrologías críticas. El 40% de la energía firme del sistema se encuentra respaldada por plantas de generación térmica, las cuales han tenido que utilizar combustibles líquidos, al no disponer de GN, que son más costosos que otras alternativas. Es así como para el año 2015[[10]](#footnote-10), el precio promedio ponderado en la bolsa ($/kWh) fue de 378,31, lo que representó un crecimiento del 67,8% frente al registrado en 2014, 225,51.

A su vez, en el año 2015, se realizaron intercambios de energía con Ecuador y Venezuela, exportándose hacia Ecuador un total de 457,2 GWh, valor inferior al registrado en el 2014, 824 GWh, y a Venezuela 3,4 GWh disminuyendo en 21,6 GWh con respecto al año 2014, 25 GWh. Por su parte, Colombia importó desde Ecuador 45,2 GWh valor también inferior al registrado en 2014, 46,9 GWh. Desde la implementación en el año 2003 de las Transacciones Internacionales de Electricidad (TIE) con Ecuador, se han exportado al vecino país alrededor de 12.927 GWh por un valor cercano a USD 1.125.637,6 miles.

Adicionalmente, la actividad regulatoria en el SEC se concentró principalmente en la adopción de medidas en el MEM con ocasión de la presencia del fenómeno de El Niño, la definición y modificación de las reglas para la participación en el mercado de los autogeneradores, cogeneradores y plantas menores, la aprobación del costo base de comercialización, el riesgo de cartera para usuarios tradicionales y para usuarios en áreas especiales de los mercados de comercialización y la definición de la respuesta a la demanda en condiciones críticas.

* En cuanto a la oferta de proyectos de generación[[11]](#footnote-11), desde diciembre de 2011 se han registrado 431 proyectos de generación, de los cuales 234 cuentan con registro vigente y suman una capacidad instalada estimada de 8.424 MW. En el cuadro siguiente se discriminan por tecnología, predominando las FNCER:



De acuerdo con lo indicado y considerando el marco normativo vigente en el SEC y las herramientas disponibles como el registro de proyectos, el plan de expansión indicativo generación-transmisión, el Plan Transitorio de Abastecimiento de Gas Natural, las reformas al marco regulatorio para el MEM, entre otras, se considera que se tienen las bases para el logro de este objetivo específico del PBP a mediano y largo plazo.

**2.4.2 Fortalecer el MEM con medidas, entre otras, que permitan aumentar y garantizar la oferta de GN y gestionar la demanda**

* Aunque los avances logrados han permitido que el país cuente con energía suficiente para atender la demanda los próximos años, aun en períodos de hidrologías críticas el país ha enfrentado varias fases de crisis en el suministro eléctrico, mostrando vulnerabilidades que arriesgan la capacidad de lograr los objetivos propuestos para asegurar un suministro de energía sostenible y eficiente requerido para el crecimiento del país.
* En el SIN estas vulnerabilidades se evidenciaron en eventos durante 2015-2016, destacándose: (i) El Niño 2015–2016 que en Colombia se manifestó con fuertes sequías, redujo la disponibilidad del recurso hídrico para generación eléctrica, dejando al sistema dependiente de la generación térmica, (ii) el 40% de la energía firme del sistema se encuentra respaldada por plantas de generación térmica, limitadas a utilizar combustibles líquidos al no disponer de GN, (iii) los altos precios internos de combustible líquidos reflejados en los costos de generación respectivos y dada la obligación de cumplir con los contratos de generación establecidos por las termoeléctricas, frente al techo en su precio de venta, precio de escasez, afectaron su situación financiera al reducir su margen operacional, (iv) un incendio sacó de operación la hidroeléctrica Guatapé (560 MW) y las plantas aguas abajo (San Carlos 1240 MW y Las Playas 200 MW), exponiendo al sistema al riesgo de racionamiento y (v) la falta de suministro de GN para la generación y el fuerte incremento en su precio. Adicional a las medidas tomadas por el gobierno y los entes de regulación y control para la operación de los recursos disponibles y de esta forma evitar un racionamiento, se implementó el programa de ahorro voluntario “Apagar paga”[[12]](#footnote-12), el cual se basó en un sistema de incentivo y castigo por el ahorro o malgasto de energía y cuyos resultados plantean la importancia de los programas de uso racional de energía y gestión de demanda en forma permanente. A su vez, se encuentra en análisis para aprobación el Plan Transitorio de Abastecimiento de Gas Natural.

**2.4.3 Promover el acceso a la energía en las ZNI mediante el uso de FNCER**

* El índice de cobertura del servicio a nivel nacional, pasó de 94,9% en el año 2009 a 97% en el año 2015[[13]](#footnote-13), presentando un incremento de alrededor de 250.000 nuevos en este periodo y un mejoramiento de las condiciones en 30 de las 39 cabeceras municipales de las ZNI y apartadas del país que hoy cuentan con ese servicio durante las 24 horas del día.
* En la desagregación urbana y rural la cobertura alcanzó 99,72% y 87,83% en 2015, respectivamente, con un déficit de 425.212 viviendas sin servicio de energía eléctrica a nivel nacional. Para suministrar acceso universal del servicio, se estima que 52% de los usuarios no cubiertos pueden ser conectados al SIN, 39% mediante soluciones aisladas con FNCER y 9% con diésel[[14]](#footnote-14).
* No obstante, dada la dispersión de las viviendas que todavía no cuentan con el servicio, se estima que los recursos necesarios para lograr la universalización del servicio en los próximos cinco años ascienden a $5 billones, con un costo de aproximadamente $10 millones por nuevo usuario atendido considerando principalmente soluciones tradicionales como son extensión de redes y soluciones aisladas en menor escala. Los subsidios que buscan facilitar el acceso al servicio de energía eléctrica son financiados a través de la contribución de los usuarios de mayores ingresos de los estratos 5, 6 y sector comercial y transferencias directas del Presupuesto General de la Nación. Los recursos aportados por el Estado crecieron significativamente en los últimos años y hoy representan el 63% del total de los subsidios, al pasar de $436.505 millones en 2010 a $1.360.509 millones en 2014, como consecuencia principalmente de la eliminación de la contribución del 20% del valor facturado a los usuarios industriales, según lo establecido por la Ley 1430 de 2010.
* La disponibilidad del PIEC, la conformación de las PERS y la Ley 1715 de 2014 son la base para la mejora en la cobertura y calidad del servicio en las ZNI con base en la utilización de FNCER.

Aunque Colombia cuenta hoy con un sector eléctrico moderno, eficiente y competitivo, enfrenta riesgos y desafíos en la calidad, cantidad y confiabilidad de su oferta energética, lo mismo que en la cobertura del servicio y en su nivel de emisiones de Gases Efecto Invernadero (GEI), por tanto se plantean en este PBP, áreas de reforma para asegurar un suministro de energía sostenible y eficiente, enfocadas principalmente a: (i) la diversificación de la matriz energética con FNCER, (ii) el incremento de los intercambios energía a nivel internacional, (iii) fortalecer el MEM con medidas, entre otras, que permitan aumentar y garantizar la oferta de GN y gestionar la demanda, (iv) mejorar la cobertura y disponibilidad de la energía en las ZNI mediante el uso de FNCER y (v) el fortalecimiento de las instituciones del Sector requerido para el logro de los objetivos antes señalados.

1. **Participación del BID en el desarrollo del SEC**

A continuación, se presentan los resultados de la participación del BID en el desarrollo del SEC, considerando el marco sectorial y la estrategia país establecida por el Banco.

* 1. **Marco Sectorial Energía y Estrategia país Colombia**

El objetivo del BID en el sector de la energía es ayudar a ampliar en un modo diversificado y seguro el acceso de los países de América Latina y el Caribe a energía eficiente, sostenible, confiable y asequible, contribuyendo al mismo tiempo a reducir la pobreza, promover una mejor calidad de vida, fomentar la competitividad e impulsar el desarrollo y el crecimiento económico.

Estas consideraciones se presentan de acuerdo a las siguientes líneas temáticas, las cuales se han determinado a partir de los desafíos del sector en la región, están relacionadas entre sí y varían en importancia para cada país:

* Acceso a la energía – cobertura, calidad, fiabilidad y asequibilidad.
* Sostenibilidad energética – eficiencia energética, energía renovable y adaptación al cambio climático.
* Seguridad energética – infraestructura de energía e integración energética regional.
* Gobernanza energética – instituciones, reglamentación, políticas e información.

El Documento de Marco Sectorial de Energía[[15]](#footnote-15), elaborado de conformidad con el documento “Estrategias, Políticas, Marcos Sectoriales y Lineamientos en el BID” (GN-2670-1), establece el objetivo del Banco y orienta su labor en la generación de conocimiento, el diálogo de país y el diseño y la ejecución de operaciones, incluidos los préstamos y la cooperación técnica en el sector energético. Para los fines de este documento, se entiende el sector energético como las actividades económicas relacionadas con el uso de recursos renovables y no renovables para la producción, suministro y consumo de energía en sus diversas formas como electricidad, calor o combustibles para procesamiento posterior, así como la optimización del uso de la energía mediante la conservación y la EE.

Las acciones del Banco tendrán por finalidad fortalecer el sector energético de la región y favorecer su operación eficiente, accesible, incluyente, sostenible y segura. Las acciones del BID en el sector de la energía promoverán la reducción de la pobreza, una mejor calidad de vida para la población de la región, el desarrollo económico y la integración regional.

A su vez, en el documento “Colombia, Hacia un país de altos ingresos con movilidad social”[[16]](#footnote-16), se presenta la estrategia del BID que tiene por objetivo apoyar las áreas de política que contribuyan en el corto y mediano plazo a lograr la visión estratégica de llevar a Colombia a ser un país de altos ingresos con movilidad social en dos décadas.

Para ello, se requiere enfrentar las vulnerabilidades del país con el ­objetivo de crecer de manera sostenida, mejorar sus niveles de productividad, sus instituciones y lograr mayor movilidad social.

* 1. **Proyectos y Programas desarrollados por el BID**

El BID cuenta con amplia experiencia y conocimiento en el SEC, producto del apoyo a iniciativas en acceso a energía, redes inteligentes (RI), medidas de EE, proyectos hidroeléctricos y de energía geotérmica y apoyo a iniciativas de interconexión eléctrica regional (SINEA, SIEPAC), entre otros.

**3.2.1 En el SEC 2006-2016[[17]](#footnote-17)**

El BID ha venido apoyando diferentes proyectos y programas en el SEC en Colombia, que han sido de importancia para el desarrollo y crecimiento del país. En el Anexo 1, se describen los diferentes proyectos y programas en que ha participado el BID en los últimos 10 años en este sector.

De los diferentes proyectos y programas presentados es importante señalar que son base para el desarrollo de los objetivos propuestos para este PBP y que se han ejecutado considerando un horizonte de largo plazo para el SEC.

**3.2.2 La Interconexión Energética Andina**

|  |
| --- |
| La integración física es considerada uno de los mecanismos clave para el alcance de los objetivos de integración enunciados en el Acuerdo de Cartagena, instrumento jurídico fundacional de la Comunidad Andina de Naciones (CAN). En particular, la integración energética cumple un rol muy significativo en el desarrollo económico, social y ambiental de los países de la CAN al promover el uso racional y eficiente de los recursos naturales, optimizar los costos de la generación de energía y garantizar su suministro.Con la reformulación de una nueva visión de la CAN para el siglo XXI y la puesta en marcha de la [Agenda Estratégica Andina](http://www.iadb.org/intal/intalcdi/PE/CM%202013/12637.pdf) de 2010, se ampliaron las prioridades fijadas en el campo de la integración energética y se establecieron los siguientes lineamientos: * Promover la cooperación hidrocarburífera, minera e hidroeléctrica en el marco del respeto y protección del medio ambiente.
* Fortalecer el Consejo de Ministros de Energía, Electricidad, Hidrocarburos y Minas de la Comunidad Andina y el Comité Andino de Organismos Normativos y Reguladores de Electricidad (CANREL).
* Evaluar la importancia de promover el cambio de la matriz energética.
* Fomentar energías renovables.
* Facilitar procesos de integración energética.
* Evaluar las transacciones internacionales de energía eléctrica y los escenarios de abastecimiento y planeamiento estratégico a largo plazo.
* Fortalecer la definición de acciones a seguir en materia de alternativas de interconexión eléctrica.

En la misma dirección integracionista y con miras a mejorar el comercio de energía eléctrica entre los países andinos, en abril de 2011, se constituyó el [Sistema de Interconexión Eléctrica Andina](http://www.iadb.org/intal/intalcdi/PE/2012/10366.pdf) (SINEA). Los Ministros de Relaciones Exteriores y funcionarios del sector eléctrico de Colombia, Chile (como país asociado a la CAN), Ecuador, Perú y Bolivia (este último en calidad de observador) emitieron la [Declaración de Galápagos](http://www.energia.gob.ec/ecuador-asume-liderazgo-del-proceso-de-integracion-electrica-de-la-region-andina/), la cual prevé el desarrollo de un Corredor Eléctrico Andino. Se acordó que el Consejo de Ministros del SINEA es la máxima instancia de decisión de esta iniciativa y se conformaron grupos de trabajo de planificación y regulación. El BID, a través de la Cooperación Técnica (CT) "[Apoyo a los Estudios de Interconexión Eléctrica Andina](http://www.iadb.org/es/proyectos/project-information-page%2C1303.html?id=RG-T2056)", apoyó al SINEA para lograr tres objetivos: * Establecer los principios y lineamientos necesarios para la armonización regulatoria de los países partícipes de la iniciativa.
* Identificar y evaluar las posibles alternativas sostenibles de interconexión eléctrica andina.
* Analizar las opciones de interconexión eléctrica andina en términos de costos, cronogramas y requerimientos socio-ambientales.

 El programa de apoyo incluye compromisos, cronograma de actividades y definición de responsabilidades para la creación de una Hoja de Ruta de la Integración, estudios de armonización regulatoria y de planeación regional para la infraestructura eléctrica, así como tareas de coordinación de la iniciativa regional. **3.2.3 SIEPAC**El BID apoyó el proyecto Sistema de Interconexión Eléctrica de los Países de América Central (SIEPAC), que es uno de los proyectos regionales más importante que el BID ha acompañado técnica y financieramente. Su implementación ha implicado no solo el diseño, ingeniería y construcción de una línea de transmisión de 1.800 Km a lo largo de seis países, sino el acuerdo y compromiso político por desarrollar una institucionalidad regional y el marco normativo correspondiente para poner en operación un mercado eléctrico regional (MER) que hoy presenta un índice creciente de transacciones.Las autoridades de energía mesoamericanas se comprometieron a continuar impulsando la integración energética regional mediante acciones que permitan: i) el fortalecimiento de la infraestructura del SIEPAC mediante el desarrollo de las obras y medidas adicionales así como la instalación del segundo circuito del SIEPAC, que garantice las capacidades de transferencia de potencia diseñadas en el proyecto, ii) la dinamización del MER mediante la promoción del marco regulatorio que permita contar con contratos firmes de largo plazo y con inversión privada en proyectos de generación regional y iii) el apoyo a la implementación de las mejores opciones técnico-económicas para la introducción del GN en la región centroamericana.El BID continuará apoyando las iniciativas de integración regional, en particular las interconexiones México-Guatemala y Panamá-Colombia y avanzar, en la consolidación y fortalecimiento del SIEPAC.La red eléctrica regional ha tenido un costo total del orden de USD 507,7 millones, de los cuales USD 253,5 millones han sido aportados por el BID y el resto por el Banco Centroamericano de Integración Económica (BCIE), el Banco Nacional de Comercio Exterior de México (BANCOMEXT) y la CAF-Banco de Desarrollo de América Latina. La línea es operada por la Empresa Propietaria de la Red (EPR), cuyos socios en partes iguales, son las empresas estatales de transmisión de cada uno de los países centroamericanos, más los tres socios extra-regionales ISA de Colombia, CFE de México y Endesa de España. |

1. **El PBP Apoyo al Programa Nacional para Asegurar un Suministro de Energía Sostenible y Eficiente y su relevancia para el SEC**

Como resultado de las reformas y políticas sectoriales implementadas en las dos últimas décadas, Colombia cuenta hoy con un sector eléctrico moderno, eficiente y competitivo, el cual en 2015 fue catalogado por el Consejo Mundial de la Energía (WEC) en el puesto 18 del escalafón del índice de política energética sostenible4 a nivel mundial. A pesar de los logros y avances obtenidos, Colombia aún enfrenta riesgos y desafíos en la calidad, cantidad y confiabilidad de su oferta energética y en su nivel de GEI: (i) baja participación de FNCER en su matriz energética; (ii) cerca de 4% de la población sin acceso a electricidad, (iii) ineficiencias en la gestión y uso de energía, (iv) condiciones de riesgo de desabastecimiento ocasionadas por situaciones de baja hidrología, como los fenómenos de El Niño[[18]](#footnote-18) y (v) debilidades tanto en la operatividad del MEM y las ZNI, como en la institucionalidad requerida para el funcionamiento del SEC.

Entre las áreas que presentan reformas significativas en las que el país ha avanzado recientemente, incluyen entre otras: (i) para la incorporación de FNCER, la implementación de un marco legal y regulatorio en el SIN y su uso para atender la cobertura en las ZNI y la definición de lineamientos de política para la promoción de la gestión eficiente de energía, tanto por EE, como por mecanismos de respuesta de la demanda, (ii) para enfrentar situaciones de desabastecimiento en el MEM, el establecimiento de un marco regulatorio promoviendo mayor participación de fuentes de energía conducentes a sustitución de los combustibles líquidos y medidas para que se establezca y opere un mercado de gas natural (GN), que garantice su abastecimiento y se promuevan los proceso de integración regional con los países vecinos.

Las áreas planteadas anteriormente requieren continuar el esfuerzo para profundizar las reformas y precisar las políticas adicionales que complementen el proceso de adquisición de la capacidad que el país requiere para el suministro de energía sostenible y eficiente, con la calidad, la cobertura y la confiabilidad necesarias. Asimismo, es necesario complementar la agenda de reformas con medidas identificadas como conducentes al logro de estos objetivos, entre las cuales se incluyen: (i) el funcionamiento de un mercado eléctrico fluido y su capacidad de respuesta ante situaciones de crisis y estrés, (ii) la coordinación y funcionamiento de las instituciones del sector y la correcta ejecución y cumplimiento de las distintas responsabilidades institucionales, incluyendo la oportuna definición de políticas, claros criterios técnicos y mecanismos de expansión del sector eléctrico y la validez y oportunidad de los mecanismos de supervisión y control, entre otros.

Los diferentes estudios, investigaciones y procesos de discusión que se están llevando en la actualidad por parte del GdC, muchos de los cuales han tenido el apoyo y participación del BID[[19]](#footnote-19), han suministrado los diagnósticos y recomendaciones específicas respecto a las reformas y ajustes de política en estas áreas, las cuales se soportarán con base en diferentes herramientas y análisis disponibles en el SEC[[20]](#footnote-20).

Para apoyar al gobierno a enfrentar los desafíos planteados, se ha identificado que el PBP constituye el instrumento del BID más apropiado para apoyar la profundización de los avances del GdC hacia la gestión sostenible y eficiente del SEC.

La estructura del PBP proporciona la flexibilidad en la consecución de objetivos de largo plazo mediante la implementación de medidas secuenciales de corto y mediano plazo (CS-3633-1). El programa busca impulsar reformas de política conducentes a:

* La adopción de políticas para promover la incorporación de FNCER, la energización de las ZNI y la gestión eficiente de energía, tanto en la EE, como en la respuesta a la demanda.
* La adopción de políticas energéticas para atender situaciones de desabastecimiento y garantizar un abastecimiento suficiente de electricidad con participación de diferentes fuentes, incluyendo el GN y promover la ampliación del mercado internacional y la integración regional.
* La adopción de reformas y políticas para el fortalecimiento del MEM y las instituciones del sector.

A su vez este PBP, coherente con la estrategia sectorial del país, es muy relevante y pertinente para Colombia en este momento a fin de fortalecer la capacidad del sector de hacer frente a los efectos del cambio climático y ampliar la cobertura del servicio en todo el país.

La operación acompaña los esfuerzos que ya se iniciaron desde el GdC para mejorar la política energética en el país, establecida en el PEN: Ideario Energético 2050. El objetivo de esta estrategia es lograr el abastecimiento interno y externo de energía de manera eficiente, con el mínimo impacto ambiental y generando valor para las regiones y poblaciones. Con este objetivo, el gobierno busca mejorar tanto la seguridad, como la equidad energética, incorporando criterios de sostenibilidad ambiental. Para ello se han definido cinco objetivos específicos: (i) alcanzar un suministro confiable y diversificar la canasta de energéticos, (ii) promover la gestión eficiente de la demanda en todos los sectores de la demanda e incorporar tecnologías de transporte limpio, (iii) mejorar la equidad energética del país, garantizando el acceso al servicio con esquemas de energización que simultáneamente tengan un bajo impacto ambiental y sean financieramente asequibles para los consumidores, iv) estimular las inversiones en interconexiones internacionales y en infraestructura para la comercialización de recursos estratégicos y (v) viabilizar la generación de valor en el sector energético para el desarrollo de regiones y poblaciones.

Con base en los objetivos de la política energética, para atender los desafíos actuales, el país ha avanzado en su agenda de reforma en las áreas más críticas, condición reflejada en los compromisos programáticos de la primera operación del PBP y los mecanismos activadores de la segunda operación de la serie, así como en la Matriz de Políticas del programa, resaltando esfuerzos en: (i) promover la diversificación de la matriz energética por medio de un marco legal que facilita la incorporación de las FNCER al MEM y promover procesos de integración eléctrica regional con los países vecinos, en especial con Panamá y Ecuador, (ii) ajustar el funcionamiento del MEM para mejorar la capacidad de respuesta ante situaciones de crisis y estrés como El Niño 2015-2016, (iii) definir lineamientos de política para la promoción de la gestión eficiente de la demanda de energía y respuesta de la misma, (iii) implementar medidas para mejorar la operación y liquidez en el mercado de GN y (iv) promover el uso de las FNCER para ampliar la cobertura en las ZNI y definir mecanismos para entregar en operación estas zonas.

**ANEXO 1**

**Participación del BID en el SEC 2006-2016[[21]](#footnote-21)**

En este Anexo se presentan los diferentes proyectos y programas en los que ha participado el BID apoyando y participando en el desarrollo del SEC, los cuales suministran información y análisis para soportar el desarrollo del PBP Apoyo al Programa Nacional para Asegurar un Suministro de Energía Sostenible y Eficiente.

* **CO-T1071: Refuerzo Prestación Servicio Energía Eléctrica ZNI**

El objetivo general del proyecto fue promover la competitividad y sostenibilidad del SEC, así como la inclusión de las poblaciones más necesitadas, por medio del fortalecimiento de la prestación del servicio en ZNI, incrementando la participación del sector privado mediante un proceso competitivo para la implementación de esquemas de gestión, a fin de reducir los costos del servicio a los usuarios y minimizar las transferencias del Presupuesto General de la Nación a través de subsidios.

Subsector: Energía-Electrificación Rural.

Correspondió a una CT No Reembolsable, Fondo Japonés de Consultoría, que fue aprobada en diciembre 2007 y finalizada en diciembre de 2011, por un monto total de USD 1.200.000, contrapartida de USD 240.000 y financiación BID de USD 0.96.

* **CO-T1118: Expansión de la Innovación, Ciencia y Tecnología en Materia de Bioenergía**

El objetivo de esta CT fue establecer el diálogo con el gobierno para explorar la posibilidad de un crédito que desarrolle la innovación, la investigación y el desarrollo de energía sostenible y de los biocombustibles.

Subsector: Energía.

Como resultado se tiene que la industria de Biocombustibles puede producir externalidades positivas como: energía, créditos de carbono, comida para animales, empleo en áreas rurales. También puede brindar nuevas oportunidades para las regiones que actualmente sufren del flagelo de producción de bienes ilícitos y de actividad guerrillera. Todas estas áreas presentan importantes oportunidades que deben ser estudiadas científica y técnicamente para proveer de una adecuada asistencia técnica al gobierno, empresarios, inversores etc.

Correspondió a una CT No Reembolsable, Fondo Coreano para Tecnología e Innovación, que fue aprobada en enero 2008 y finalizada en enero de 2013, por un monto total de USD 500.000 y financiación BID de USD 0.5.

* **CO-T1059: Expansión de la Innovación, Ciencia y Tecnología en Materia de Bioenergía**

Los componentes y hallazgos de esta CT abrieron el diálogo con el gobierno para explorar la posibilidad de un crédito que desarrolle la innovación, la investigación y el desarrollo de energía sostenible y de los biocombustibles.

Subsector: Energía.

Como resultado se tiene que la industria de Biocombustibles puede producir externalidades positivas como: Energía, créditos de carbono, comida para animales, empleo en áreas rurales. También puede brindar nuevas oportunidades para las regiones que actualmente sufren del flagelo de producción de bienes ilícitos y de actividad guerrillera. Todas estas áreas presentan importantes oportunidades que deben ser estudiadas científica y técnicamente para proveer de una adecuada asistencia técnica al gobierno, empresarios, inversores etc.

Correspondió a una CT, capital ordinario, que fue aprobada en enero 2008 y finalizada en enero de 2013, por un monto total de USD 680.000 y contrapartida USD 350.000.

* **CO-T1052: Estrategias de Energía Sostenible y Biocombustibles para Colombia**

El objetivo de esta CT fue suministrar al GdC un marco sólido e información que permitan invertir en proyectos, planes y programas de energía sostenible y biocombustibles a través de un conjunto de herramientas, estudios y fortalecimiento institucional en materia de energía sostenible y biocombustibles.

Subsector: Energía-Eficiencia Energética y Energía Renovable en Usos Finales.

La CT tuvo un costo de USD 1.895.000 con una contrapartida de USD 379.000 y cofinanciamiento de USD 1.516.000.

* **CO-T1137: Viabilidad para la Producción de Biocombustibles en el Quindío**

El objeto de esta CT fue realizar el estudio para la viabilidad técnica, económica, ambiental y social de producir etanol en el departamento del Quindío.

Subsector: Energía.

Correspondió a una CT No Reembolsable que fue aprobada en marzo 2008 y finalizo en noviembre 2010, con un costo total de USD 112.500 y una contrapartida de USD 22.500.

* **CO0038: Central Hidroeléctrica San Carlos I**

Subsector: Energía-Nuevos Proyectos Hidroeléctricos.

Correspondió una Operación de Préstamo con un costo total de USD 196.000.000 con cofinanciamiento de USD 126.000.000 del Banco Mundial y financiamiento del BID de USD 70.000.000.

* **CO-T1208: Estudios de Prefactibilidad para el Campo Geotérmico del Macizo Volcánico del Ruiz**

La CT financió los estudios de prefactibilidad para dos áreas seleccionadas en el Macizo Volcánico del Ruiz. Las actividades de la CT son: (i) realizar estudios geocientificos para identificar el gradiente térmico, (ii) identificación del tipo de recurso geotérmico y su potencial capacidad, (iii) recomendaciones concernientes a la explotación y desarrollo del recurso geotérmico y (iv) estudios ambientales y sociales.

Correspondió a una CT No Reembolsable, Fondo Japonés para Consultoría, que fue aprobada en mayo 2010 con un costo total de USD 1.383.895 y contrapartida de USD 483.895.

* **CO-X1009: Inversiones Catalizadoras para Energía Geotérmica**

Las componentes consideradas en esta CT fueron: (i) remoción de barreras institucionales y regulatorias para el desarrollo de energía geotérmica, (ii) reducción de incertidumbres técnicas sobre el potencial geotérmico de aprovechamiento y (iii) desarrollo del campo geotérmico.

Subsector: Energía.

El costo total de la CT fue de USD 3.777.000 con una contrapartida de USD 1.050.000 y financiamiento BID de USD 2.727.000.

* **CO-T1250: Apoyo a la Estructuración del Proyecto Hidroeléctrico Bitango**

Está CT apoya el análisis de las opciones de estructuración financiera para la Central Hidroeléctrica Ituango de 2400 MW.

Subsector: Energía-Nuevos Proyectos Hidroeléctricos.

Corresponde a un CT No Reembolsable con un costo total de USD 2.000.000 con una contrapartida de USD 500.000. A noviembre 30 2016, se tiene un desembolso de USD 1.500.000.

* **CO-T1309: Estudio de Mercado de Eficiencia Energética y Coordinación del Programa C-SEF**

Por medio de esta CT se desarrolló un estudio de mercado para apoyar la preparación del Programa Colombiano de Financiamiento a la Energía Sustentable (C-SEF) y apoyo a la coordinación del Programa.

Subsector: Energía-Eficiencia Energética y Energía Renovable en Usos Finales.

La CT No Reembolsable fue aprobada en febrero 2013 y finalizó en octubre 2015, con un costo total de USD 275.000.

* **CO-T1344: Desarrollo de un Mercado ESCO-Preparación de Proyecto**

Por medio de esta CT, el FOMIN con los recursos asignados del Fondo de Tecnología Limpia, además de fondos de contrapartida, desarrollo un proyecto para promover el uso de tecnologías de EE entre las pymes en Colombia.

Subsector: En Usos Finales.

Está CT No Reembolsable fue aprobada en septiembre 2013 y finalizó en abril 2015, con un costo total de USD 200.000.

* **CO-T1337: Análisis, evaluación y recomendaciones para la implementación de una Red Inteligente**

El objetivo de esta CT fue proponer soluciones, estándares y regulación necesaria para desarrollar e implementar una red inteligente en Colombia, la evaluación comparativa y el intercambio de conocimientos con los países que han experimentado la introducción de soluciones de red inteligente para atender asuntos en el sector eléctrico y cuantificar los beneficios de su introducción para que el Gobierno, los reguladores (energía y telecomunicaciones) y las compañías eléctricas aprueben su introducción, basado en las mejores ejemplos internacionales (benchmarking).

Subsector: Energía-Eficiencia Energética y Energía Renovable en Usos Finales.

La CT No Reembolsable, Fondo Coreano para Tecnología e Innovación, fue aprobada en diciembre 2013 y finalizó en octubre 2016, con un costo total de USD 760.000 y una contrapartida de USD 260.000.

* **CO-T1353: Apoyo al programa de eficiencia Energética en el Archipiélago de San Andrés**

El objetivo de esta CT es apoyar la preparación del CTF en el sector residencial en una ZNI, principalmente en los estudios de factibilidad, técnica, económica, social ambiental y de monitoreo y seguimiento del Programa.

Subsector: Energía-Eficiencia Energética y Energía Renovable en Usos Finales.

Esta CT No Reembolsable, Fondo CTF, inició en julio 2014, con un costo total de USD 952.000 y una contrapartida de USD 400.000. En implementación.

* **CO-T1408: Apoyo a Energización Sostenible del Plan Integral de Intervención para el Pacífico**

Esta CT apoya al Equipo del Proyecto del Banco y del Gobierno de Colombia en la formulación, análisis y puesta en marcha del subprograma de energización sostenible del Programa: "Todos Somos Pazcífico (TSP)” financiado a través de la operación CO-L1156.

Subsector: Energía-Eficiencia Energética y Energía Renovable en Usos Finales.

Esta CT No Reembolsable, capital ordinario, inició en octubre 2015 con un costo total de USD 510.000 y una contrapartida de USD 10.000.

Esta CT está relacionada con el Programa de Agua, Saneamiento Básico y Electrificación para el Pacífico Colombiano (3610/OC-CO) por US$231 millones, que incluye un subprograma de energización sostenible por US$91 millones que aprobó el BID.

* **CO-T141: Política pública para remover obstáculos a soluciones de energía renovable en ZNI**

Por medio de esta CT se desarrolla del marco regulatorio y capacidad técnica, al MME para crear las condiciones que promuevan la inversión privada en energías renovables en ZNI no servidas de Colombia.

Subsector: Energía-Fortalecimiento Institucional y Creación de Capacidad en materia de Energía.

Esta CT, Fondo CTF, se inició en abril 2016 con un costo total de USD 477.000. En implementación.

* **CO-L1119: Programa de Gestión Eficiente de la Demanda de energía en ZNI**

El objetivo de esta operación de préstamo es apoyar financieramente al GdC en el desarrollo de un Programa de gestión eficiente de la demanda de energía en ZNI, piloto Archipiélago San Andrés.

Subsector: Energía-Eficiencia Energética y Energía Renovable en Usos Finales.

La Operación de Préstamo, facilidad unimonetaria, fue aprobada en septiembre 2016 con un monto de financiamiento del BID de USD 10.000.000. En implementación.

* **CO-L1226: Proyecto Hidroeléctrico de Bitango**

Esta Operación de Préstamo al Sector Privado del BID, Fondo CHF, fue aprobada en noviembre 2016 por un monto de USD 50.000.000. En implementación.

* **CO-L1160: Financiación de EE en Colombia-CEET**

El objetivo de esta operación de préstamo al Sector Privado del BID es establecer una Facilidad/Trust de EE en Colombia por hasta USD 24 millones movilizando recursos del FOMIN y del Clean Technology Fund (CTF).

Subsector: Energía-Eficiencia Energética y Energía Renovable en Usos Finales.

La Facilidad/Trust estará dirigida a financiar proyectos de EE promovidos por desarrolladores y ESCOs. Un Gerente de Proyecto estará a cargo de la evaluación financiera y técnica de los proyectos presentados por las ESCOs, instituciones financieras y desarrolladores y de sus clientes.

El proyecto se beneficiará de un préstamo de aproximadamente USD 5 millones de la Facilidad de Financiación de Eficiencia Energética RG-X1136, este préstamo será cofinanciación del préstamo CO-L1151 de FMK.

El monto total del préstamo estará entre USD 12 y 20 millones, dependiendo de la estructura del Fondo/Trust establecido, lo cual podría ser un préstamo a un banco local que prestaría en moneda local a un Fidecomiso.

Actualmente se encuentra en preparación y el financiamiento del BID corresponde a un préstamo de USD 5.000.000 capital ordinario.

* **CO-T1368: Solución Energía en ZNI**

Subsector: Energía-Electrificación Rural.

Esta CT No Reembolsable se encuentra en preparación y tiene un monto de USD 1.000.000.

* **CO-L1217: Programa Nacional para Asegurar un Suministro de Energía Sostenible y Eficiente**

Subsector: Energía-Tecnologías Energéticas de Bajas Emisiones de Carbono.

Esta Operación de Préstamo se encuentra en preparación, basada en un PBP por un monto de USD 400.000.000, capital ordinario.

**ANEXO 2**

**Análisis y Herramientas disponibles para el desarrollo del PBP[[22]](#footnote-22)**

**Apoyo al Programa Nacional para Asegurar un Suministro de Energía Sostenible y Eficiente**

En este Anexo se presentan los diferentes análisis y herramientas disponibles por parte del GdC, que son base para el desarrollo del PBP Apoyo al Programa Nacional para Asegurar un Suministro de Energía Sostenible y Eficiente.

* **Potencial de las FNCER[[23]](#footnote-23)**

Los recursos disponibles a nivel nacional, como son una irradiación solar promedio de 194 W/m2 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 realizados se centran en cinco (5) nichos de oportunidad en materia de FNCER para Colombia, los cuales han sido identificados como áreas de potencial que el país puede desarrollar:

* 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, 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.

* **Registro de Proyectos**

El Registro de Proyectos de Generación es un mecanismo voluntario e informativo con el que cuenta la UPME, para facilitar el cumplimiento de la ley 143 de 1994, en cuanto a la identificación de las mejores opciones del abastecimiento eléctrico al costo mínimo.

Se utiliza para conocer las diferentes iniciativas de proyectos de generación del país, por lo que se constituye en insumo fundamental para la formulación del Plan Indicativo de Expansión de Generación.

* **Plan de Expansión de Generación y Transmisión 2016-2030**

Con el objetivo de alcanzar un adecuado abastecimiento de la demanda de energía eléctrica, la UPME realiza anualmente una revisión del Plan de expansión de los recursos de generación y de las redes de transmisión. Los análisis de planeamiento realizados tienen un horizonte de largo plazo y se fundamentan en información de la infraestructura eléctrica actual, los proyectos en construcción y las proyecciones nacionales y regionales de demanda de energía y potencia.

Esta versión del Plan fue desarrollada durante el transcurso del 2016, razón por la cual se utilizó́ la proyección de demanda, revisión de julio. En cuanto a la generación, se realizó́́ un análisis de los recursos energéticos con los que cuenta el país, como son el carbón mineral, GN, combustibles líquidos, hidroelectricidad y FNCE.

Respecto a transmisión, se analiza el Sistema de Transmisión Nacional (STN) y los Sistemas de Transmisión Regionales (STR), identificando los efectos del crecimiento de la demanda y la incorporación de plantas de generación. Lo anterior, con el fin de garantizar la prestación del servicio de energía eléctrica de una manera confiable, segura y eficiente.

* **Plan Transitorio de Abastecimiento de Gas Natural**

Con la expedición del Decreto 2345 de 2015, se presenta una evolución en la planeación y ejecución de la infraestructura del servicio público domiciliario de GN e inicia el desarrollo de los proyectos de confiablidad y de abastecimiento que se identifican como necesarios para asegurar la continuidad y seguridad en el suministro de gas natural en el país. Se presentan los proyectos que se consideran como necesarios para ejecutar en los próximos 5 años con el objeto de lograr los objetivos señalados en el Decreto mencionado.

El Plan se elabora en una coyuntura para el SEC motivada por diversos factores, entre los que se destaca la ocurrencia del Fenómeno de El Niño, considerado como uno de los más fuertes de los que se tienen registros en Colombia, un descenso de la actividad exploratoria de hidrocarburos, lo mismo que sus reservas, unos precios internos altos de electricidad y gas natural en los mercados de corto plazo, influenciados por la coyuntura hidrológica y la exigencia sobre el parque de generación y una percepción de escasez de gas natural de corto y mediano plazo.

Las particularidades de la demanda de GN, especialmente para generación de electricidad, donde esta fuente energética opera como garantía de confiabilidad del sector eléctrico en épocas de sequía, especialmente cuando se produce el Fenómeno de El Niño, ha implicado formas contractuales entre productores de gas, transportadores y generadores eléctricos, que distorsionan los propios principios del mercado de gas que impiden una expansión concertada de la oferta de este energético, pero también de la oferta de generación eléctrica.

Para algunos agentes, el sector de GN contiene una complicación de suficiencia y de seguridad, de confiabilidad en situaciones críticas, las cuales, a pesar de ser puntuales y esporádicas, afectan el desarrollo del sector. Adicionalmente, la ausencia de una oferta económica en firme para el sector térmico vincula la confiabilidad del sector eléctrico con la del gas natural, dificultad que se ha agudizado en los últimos años, debido al aumento del consumo de gas natural en los otros sectores. Por otra parte, el sector de gas ha soportado también un alto grado de vulnerabilidad ante interrupciones de elementos del sistema y como el mismo es radial, además de disponer de una oferta regionalizada y que ha ido disminuyendo con el tiempo, las indisponibilidades de suministro o de transporte tienen serias consecuencias sobre el conjunto de los usuarios de consumo.

Así mismo, los atrapamientos de GN son, sin duda, una de las grandes dificultades en momentos de máximo estrés del sistema de abastecimiento y en oportunidades, las decisiones de expansión de la infraestructura de transporte no han sido suficientes y oportunas para corresponder a las exigencias del mercado.

Estas dificultades han dado paso a la promulgación del Decreto 2345 de 2015 y de la Resolución del MME 40052 de 2016, con los cuales el GdC pretende identificar las acciones necesarias para garantizar la seguridad del abastecimiento de gas natural en el mediano y largo plazo y la confiabilidad en la prestación del servicio ante fallas en la infraestructura, mediante el desarrollo de obras de confiabilidad de carácter prioritario y la promoción de la expansión oportuna del Sistema Nacional de Transporte (SNT), para lo cual la regulación viene trabajando en la implementación de un marco regulatorio que permita desarrollar tales obras.

En la elaboración del Plan Transitorio de Abastecimiento se ha contado con la mejor información disponible en las diferentes variables utilizadas. Aun así, persisten incertidumbres, tanto en oferta como en demanda, que dificultan la labor de planeamiento y aconsejan, en unos casos, anticipar decisiones respecto a los proyectos que se consideran fundamentales para la seguridad del suministro, como la Planta de Regasificación del Pacífico, y en otros casos, continuar el estudio de proyectos para el mediano plazo como la expansión Noroccidental del Sistema de Transporte.

* **Plan Indicativo de Expansión de la Cobertura de Energía Eléctrica**

El Plan Indicativo de Expansión de la Cobertura de Energía Eléctrico (PIEC), para el período 2013- 2017 parte de una estimación del número de viviendas sin cobertura, para identificar la inversión económica requerida que garantice la universalización del servicio. Esta inversión se considera tanto para la expansión de la red del SIN como en soluciones aisladas.

Se consideran dos esquemas de financiación para avanzar en la prestación del servicio de energía eléctrica en el futuro inmediato: ejecución directa por parte de los operadores de red, cuando la inversión inicial es recuperable vía tarifa y aportes complementarios de recursos de los fondos FAER y FAZNI según la disponibilidad de los siguientes 5 años. De ejecutarse así el Plan, el índice de cobertura aumentaría de 96.10% a 97,45%.

* **Planes de Energización Rural Sostenible (PERS)**

Los PERS departamentales o regionales (PERS), son planes estructurados a partir de un análisis de los elementos regionales relevantes en materia de emprendimiento, productividad y energización rural que permiten identificar, formular y estructurar lineamientos y estrategias de desarrollo energético rural así como proyectos integrales y sostenibles de suministro y aprovechamiento de energía para un período de mínimo 15 años, donde no solamente su objeto sea proveer el servicio, sino que apoyen el crecimiento y el desarrollo de las comunidades rurales de las regiones objetivo.

* **Programa de Uso Racional y Eficiente de Energía** **(PROURE)**

En la dinámica de la economía global, el uso racional y eficiente de energía ha evolucionado hacia la EE como un concepto de cadena productiva, dinámico, en permanente cambio de acuerdo con los nuevos enfoques del desarrollo sostenible en relación con la disminución de los impactos ambientales, el incremento de la productividad, el manejo eficiente de los recursos y su impacto en las organizaciones y en los procesos productivos.

En este contexto, un programa nacional se constituye como uno de los mecanismos de mayor impacto e importancia que permite asegurar el abastecimiento energético, la competitividad de la economía nacional, la protección del consumidor, la protección del medio ambiente y la promoción de las fuentes energéticas no convencionales como un asunto de interés social, público y de conveniencia nacional, de acuerdo con lo establecido en la ley.

El Programa de Uso Racional y Eficiente de Energía (PROURE) establece un plan de acción al 2015 con visión al 2020 en donde el periodo entre el 2015 y 2020 corresponde a una segunda fase del plan, con estrategias y acciones que deben desarrollarse mediante la concertación de los alcances y establecimiento de los compromisos con los actores tanto públicos como privados para lograr los impactos esperados en productividad, competitividad, disminución de la intensidad energética, disminución de los impactos ambientales, el mejoramiento de la calidad de vida y en el acceso a fuentes limpias y renovables para todos los ciudadanos. Adicionalmente, de acuerdo con lo establecido en la Ley se deben aplicar gradualmente subprogramas y acciones para que toda la cadena energética, esté cumpliendo permanentemente con los niveles mínimos de EE y sin perjuicio de lo dispuesto en la normatividad vigente sobre medio ambiente y los recursos naturales renovables.

Las oportunidades para la EE de acuerdo con los estudios del BID, indican que en “Colombia para alcanzar una disminución del 10% de energía en la próxima década implicaría inversiones en tecnologías y equipos eficientes por valor aproximado de USD 730 millones, con lo cual se reduciría el consumo de energía en 6.300 GWh para el 2018. En caso contrario, el país necesitaría invertir aproximadamente USD 2.300 millones para construir el equivalente a 14 turbinas de gas de ciclo abierto (de 250 MW cada una) para producir las 6.300 GWh de electricidad en el 2018”.

La priorización y enfoque de las estrategias, subprogramas y líneas de acción del PROURE se orientan fundamentalmente a la disminución de la intensidad energética, al mejoramiento de la EE de los sectores de consumo y la promoción de las FNCE, en función de la identificación de los potenciales y la definición de metas por ahorro energético y participación de las fuentes y tecnologías no convencionales en la canasta energética del país.

Adicionalmente, la disponibilidad de los recursos energéticos y el comportamiento de la demanda y su relación con la productividad de los sectores estratégicos, la intensidad energética, la calidad de vida de la ciudadanía y la disminución de los gases de efecto invernadero, se constituyen en elementos de política como propósito fundamental del PROURE.

* **Reglamento Técnico de Etiquetado (RETIQ)**

El MME expidió el RETIQ, con fines de Uso Racional y Eficiente de Energía, mediante la resolución 41012 del 18 de septiembre de 2015, el cual entró en vigencia el pasado 31 de agosto de 2016. El objetivo es encontrar en almacenes de venta equipos para refrigeración doméstica, así como acondicionadores de aire para recintos, lavadoras y motores eléctricos de inducción ya es un hecho con información de consumo y desempeño energético. La etiqueta suministra la información anterior, así como de la clase energética, entre otras características del equipo. El consumidor puede comparar equipos y tomar una decisión de compra inteligente, teniendo en cuenta beneficios como el ahorro económico y el cuidado ambiental.

El programa de etiquetado iniciado con el RETIQ contempla otros equipos a los que les será exigida la etiqueta desde el 31 de agosto de 2017, como refrigeración comercial, calentadores de agua, gasodomésticos para cocción de alimentos y acondicionadores de aire unitarios.

El MME ha expedido las siguientes resoluciones:

* Resolución 40656 del 7 de Julio de 2016, por la cual se modifica el Anexo General de la Resolución 41012 del 18 de septiembre de 2015 “Reglamento Técnico de Etiquetado – RETIQ”.
* Resolución 40947 del 3 de Octubre de 2016 – Derogación y suspensión temporal de algunos requisitos del anexo general de la Resolución 41012 del 18 de septiembre de 2015 “Reglamento Técnico de Etiquetado – RETIQ”. Suspende principalmente equipos tales como: acondicionadores de aire tipo portátil, acondicionadores de aire de precisión, y los balastos de tipo electromagnético y electrónico para iluminación.

En la actualidad el MME trabaja en la construcción de un proyecto de actualización del RETIQ con el fin de facilitar su implementación, que incluiría modificaciones y precisiones de requisitos técnicos y del proceso de evaluación de la conformidad, para ser notificado ante la Organización Mundial del Comercio (OMC).

* **Redes Inteligentes[[24]](#footnote-24)**

La red inteligente (RI) es una forma de gestión eficiente de la electricidad que utiliza la tecnología informática para optimizar la producción y la distribución de electricidad con el fin de equilibrar mejor la oferta y la demanda entre productores y consumidores.

Se define como la integración dinámica de los desarrollos en ingeniería eléctrica, almacenamiento energético y los avances de las tecnologías de la información y comunicación dentro del negocio de la energía eléctrica (generación, transmisión, distribución, almacenamiento y comercialización, incluyendo las FNCE), con la participación activa de los usuarios.

El MME de Colombia, en conjunto con el Ministerio de Tecnología, Comunicaciones e Información, desarrolló un estudio con el objetivo de identificar el marco más apropiado para llevar a cabo la implementación de las Redes Inteligentes (RI) en Colombia.

El objetivo general del estudio consistió en identificar las estrategias, estándares y regulaciones necesarias y que mejor se adapten para llevar a cabo la implementación de las RI en Colombia de forma exitosa. Para cumplir con este objetivo, se realizó una comparación (benchmarking) de las tecnologías asociadas a RI, compartir el conocimiento adquirido por algunos de los países que ya han incursionado en estrategias de implementación y hacer un análisis de los avances y logros alcanzados por proyectos piloto que han sido utilizados como plataformas de prueba para los aspectos establecidos en el desarrollo del proyecto.

Como parte del estudio se construyó el Mapa de Ruta de RI para Colombia dentro del horizonte de 2030 y un plan de acción propuesto para la implementación de las RI, basados en los elementos de análisis beneficio–costo, un análisis de los aspectos regulatorios que deben evolucionar para que se permita la implementación de las RI y se presentan las recomendaciones a ser tenidas en cuenta para lograr los objetivos a nivel país. El mapa de ruta propuesto incluye tres fases correspondientes a los siguientes periodos de tiempo: Fase I de 2016 a 2020, Fase II de 2020 a 2025 y Fase III de 2026 a 2030.

* **Reformas al MEM**

Con base en la situación presentada en el SEC relacionada con el fenómeno de El Niño 2015-16, el GdC, diferentes gremios del SEC y el BID contrataron estudios para evaluar la situación que se presentó[[25]](#footnote-25), efectuar los análisis correspondientes y presentar recomendaciones para mejorar el funcionamiento del MEM ante situaciones futuras similares.

Entre los aspectos considerados a revisar y si es del caso modificar, están: El esquema vigente de Cargo por Confiabilidad que actualmente debe cumplir simultáneamente con sus varios objetivos: (i) garantizar la seguridad del suministro, (ii) proveer un mecanismo de cobertura de riesgo de precios y (iii) ejercer control de poder de mercado.

A su vez, no es claro que el mecanismo de cobertura de precios obtenido a través de las obligaciones de energía firme cumpla con el objetivo de Ley de garantizar eficiencia económica y adicionalmente se debe tener en cuenta la limitada capacidad de supervisión y del cumplimiento efectivo de los compromisos relacionados con la obligación de energía firme por parte de los generadores.

De igual forma, el análisis realizado por algunos de los consultores de los años recientes del comportamiento del MEM en Colombia plantea la incoherencia entre algunos de los objetivos regulatorios y los mecanismos para implementarlos, como parece ser el caso del Cargo por Confiabilidad.

De acuerdo con estos análisis, se han planteado recomendaciones que han sido puestas en conocimiento de la CREG y el gobierno para su análisis y evaluación para su inclusión en el marco normativo para el MEM. Consideran, entre las alternativas que analizan, establecer un mercado de solo energía, desacoplar la expansión y cobertura de riesgos, definir mecanismos para garantizar la seguridad del suministro con base en contratos bilaterales para la cobertura de precios y control de poder de mercado, etc. A su vez, para la operación, plantean sistema de liquidación doble (day ahead) en tiempo real, precios nodales, mercado de AGC, monitoreo permanente, etc.

Igualmente se consideran aspectos institucionales del MEM, señalando entre otros los relacionados con el diseño del mercado, falta de confianza de los agentes participantes y capacidad del ente regulador. Se plantea, la importancia del análisis económico y de riesgos en la toma de decisiones regulatorias, la coordinación institucional entre el MME, CREG, XM, ASIC, etc.

1. [https://colaboracion.dnp.gov.co/CDT/Prensa/PND%2020142018%20Bases%20Final.p](https://colaboracion.dnp.gov.co/CDT/Prensa/PND%202014-2018%20Bases%20Final.p) [↑](#footnote-ref-1)
2. <http://www.andi.com.co/Documents/Balance2015/ANDI%20-%20Balance%202015%20y%20Perspectivas%202016F.compressed.pdf> [↑](#footnote-ref-2)
3. <http://www.banrep.gov.co/economia/dsbb/emisor-prensa.pdf> [↑](#footnote-ref-3)
4. <http://www.asobancaria.com/wp-content/uploads/2016/04/1036-vf.pdf> [↑](#footnote-ref-4)
5. [https://colaboracion.dnp.gov.co/CDT/Prensa/PND%2020142018%20Bases%20Final.pdf](https://colaboracion.dnp.gov.co/CDT/Prensa/PND%202014-2018%20Bases%20Final.pdf) [↑](#footnote-ref-5)
6. <http://www.upme.gov.co/Docs/PEN/PEN_IdearioEnergetico2050.pdf>

En este documento se presentan algunas ideas sobre el desarrollo futuro del sector energético colombiano que pueden servir de base para la elaboración e implementación de una política energética. El documento hace las veces de un Plan Energético Nacional, 2014 – 2050, pero sin tener estructurados los mapas de ruta para los objetivos propuestos, por tanto, se denomina “Colombia: Ideario Energético 2050”, dado que en él se señalan pautas y líneas de acción recomendables. [↑](#footnote-ref-6)
7. <http://informesanuales.xm.com.co/2015/SitePages/Default.aspx> [↑](#footnote-ref-7)
8. El BID con diferentes CTs y operaciones de crédito ha contribuido al desarrollo de las herramientas. [↑](#footnote-ref-8)
9. Al comparar la capacidad con la registrada en 2014 se observa un crecimiento en 931 MW, equivalentes al 6%. Este aumento obedece principalmente a la entrada en operación de las centrales hidroeléctricas El Quimbo 396 MW, Carlos Lleras 78 MW, Cucuana 58 MW, San Miguel 44 MW, Bajo Tuluá 19.9 MW y Providencia 4.9 MW y las centrales térmicas GECELCA 3 164 MW y Tasajero 2 160 MW. [↑](#footnote-ref-9)
10. El 2015 se caracterizó por ser un año donde se gestó, desarrolló e intensificó uno de los más fuertes eventos El Niño registrados desde mediados del siglo pasado. El valor máximo alcanzado en el Índice Oceánico de El Niño fue de 2.3°C, igual al observado en El Niño 1997-98 para esta misma época.  [↑](#footnote-ref-10)
11. <http://www.siel.gov.co/Generacion_sz/Inscripcion/2016/Registro_Proyectos_Generacion_Ago2016.pdf> [↑](#footnote-ref-11)
12. <http://www.portafolio.co/economia/gobierno/finaliza-campana-apagar-paga-494701>

El propósito era ahorrar en un plazo de seis semanas 400 GWh y el balance al 17 de abril alcanzó los 1.179 gigavatios/hora gracias al ahorro de todos los colombianos, mayor generación de plantas térmicas y mejores caudales producto de las lluvias. [↑](#footnote-ref-12)
13. <http://www.siel.gov.co/Inicio/CoberturadelSistemaIntercontecadoNacional/Publicaciones/tabid/83/Default.aspx> [↑](#footnote-ref-13)
14. UPME: Plan Indicativo de Expansión de la Cobertura Eléctrica 2016-2020. [↑](#footnote-ref-14)
15. Noviembre 2015. [↑](#footnote-ref-15)
16. Febrero 2016. [↑](#footnote-ref-16)
17. [http://www.iadb.org/es/proyectos/project-details,1301.html?Country=CO&Sector=EN&Status=&query](http://www.iadb.org/es/proyectos/project-details%2C1301.html?Country=CO&Sector=EN&Status=&query)= [↑](#footnote-ref-17)
18. Específicamente, la reciente ocurrencia de uno de estos fenómenos 2015-2016, de intensidad más extrema en el último siglo, con posibles consecuencias para la economía del país. [↑](#footnote-ref-18)
19. Ver Anexo 1. [↑](#footnote-ref-19)
20. Ver Anexo 2. [↑](#footnote-ref-20)
21. [http://www.iadb.org/es/paises/colombia/un-vistazo-a-los-proyectos,18432.html?query=&status=&sector=EN&country=CO](http://www.iadb.org/es/paises/colombia/un-vistazo-a-los-proyectos%2C18432.html?query=&status=&sector=EN&country=CO) [↑](#footnote-ref-21)
22. <https://www.minminas.gov.co/inicio;jsessionid=3APA8GxcOsxY2JefppYJ0Iec.portal2>

<https://www.dnp.gov.co/Paginas/inicio.aspx>

<http://www1.upme.gov.co/>

<http://www.creg.gov.co/> [↑](#footnote-ref-22)
23. Estudio desarrollado con el apoyo y participación del BID, base para la Ley 1715 de 2014. [↑](#footnote-ref-23)
24. Estudio desarrollado con el apoyo y participación del BID. [↑](#footnote-ref-24)
25. El BID apoyo la realización de tres de los estudios incluyendo el relacionado con el tema institucional. [↑](#footnote-ref-25)