

DOCUMENTO DEL BANCO INTERAMERICANO DE DESARROLLO

COLOMBIA

PROGRAMA NACIONAL PARA ASEGURAR UN SUMINISTRO DE ENERGÍA SOSTENIBLE Y EFICIENTE

(CO-L1217)

PROPUESTA DE PRÉSTAMO

Este documento fue preparado por el equipo de proyecto integrado por: José Ramón Gómez (ENE/CPN) Jefe de Equipo; Alexandra Planas (INE/ENE) Co-líder de Equipo; Jorge Mercado (ENE/CRD); Javier Cuervo, Nancy Jesurun-Clements, Juan Carlos Cárdenas, Stephanie Suber (INE/ENE); Miguel Orellana (FMP/CCO); Pilar Jimenez de Arechaga (LEG/SGO); Roberto Esmeral (CSD/CCS); Leandro Gastón Andrián (CAN/CCO); Andrea Giraldo (CAN/CCO); y Olga Lucía De Narvaez (INO/IEN).

De conformidad con la Política de Acceso a Información, el presente documento se divulga al público de forma simultánea a su distribución al Directorio Ejecutivo del Banco. El presente documento no ha sido aprobado por el Directorio. Si el Directorio lo aprueba con modificaciones, se pondrá a disposición del público una versión revisada que sustituirá y reemplazará la versión original.

ÍNDICE

RESUMEN DEL PROYECTO.....	1
I. DESCRIPCIÓN DEL PROYECTO Y MONITOREO DE RESULTADOS	2
A. Antecedentes, Problemática y Justificación	2
B. Objetivos, Componentes y Costo	14
C. Indicadores Claves de Resultados	16
II. ESTRUCTURA DE FINANCIAMIENTO Y PRINCIPALES RIESGOS	18
A. Instrumentos de Financiamiento	18
B. Riesgos Ambientales y Sociales.....	18
C. Riesgos Fiduciarios	18
D. Otros Riesgos del Proyecto	18
III. PLAN DE IMPLEMENTACIÓN Y GESTIÓN	19
A. Resumen de los Arreglos de Implementación.....	19
B. Resumen de los Arreglos para el Monitoreo de Resultados	19
IV. CARTA DE POLÍTICA.....	20

ANEXOS
Anexo I Matriz de Efectividad en el Desarrollo (DEM) - Resumen
Anexo II Matriz de Políticas

ENLACES ELECTRÓNICOS
REQUERIDOS
1. Carta de Política
2. Matriz de Medios de Verificación
3. Matriz de Resultados
OPCIONALES
1. Evaluación Económica
2. Plan de Seguimiento y Evaluación
3. Nota Técnica Sector
4. Análisis del Cumplimiento con la Política de Servicios Públicos Domiciliarios
5. Análisis de la Contribución a la Integración Regional Competitiva
6. Diagnosing the Causes of Recent El Niño Event and Recommendations. McRae-Wolak
7. Análisis económico medidas El Niño 2015-16. Lecciones aprendidas. Oren-García

ABREVIATURAS	
BID	Banco Interamericano de Desarrollo
BTU	<i>British Thermal Units</i>
CREG	Comisión de Regulación de Energía y Gas
DNP	Departamento Nacional de Planeación
EE	Eficiencia Energética
FNCER	Fuentes No Convencionales de Energía Renovable
GEI	Gases de Efecto Invernadero
GdC	Gobierno de Colombia
GEDE	Gestión Eficiente de la Demanda Eléctrica
GN	Gas Natural
GWh	Giga-watts hora
MBTU	Millones de BTU
MEM	Mercado de Energía Mayorista
MHCP	Ministerio de Hacienda y Crédito Público
MME	Ministerio de Minas y Energía
MPCD	Millones de Pies Cúbicos por Día
MW	Mega-watts
PBP	Programático Basado en Políticas
PCR	<i>Project Completion Report</i> (Informe de Terminación del Proyecto)
PIB	Producto Interno Bruto
PIEC	Plan Indicativo de Expansión de la Cobertura del Servicio de Energía Eléctrica
PND	Plan Nacional de Desarrollo
PROURE	Programa de Uso Racional y Eficiente de Energía
PSP	Política de Servicios Públicos
SIEPAC	Sistema de Interconexión Eléctrica de los Países de América Central
SIN	Sistema Interconectado Nacional
SINEA	Sistema de Interconexión Eléctrica Andina
TJ	<i>Terajoule</i>
UPME	Unidad de Planeación Minero Energética
VPN	Valor Presente Neto
ZNI	Zona(s) No Interconectada(s)

RESUMEN DEL PROGRAMA
COLOMBIA
PROGRAMA NACIONAL PARA ASEGURAR UN SUMINISTRO DE ENERGÍA SOSTENIBLE Y EFICIENTE
(CO-L1217)

Términos y Condiciones Financieras				
Prestatario: República de Colombia			Facilidad de Financiamiento Flexible ^(a)	
			Plazo de amortización:	8 años
Organismo Ejecutor: Ministerio de Hacienda y Crédito Público (MHCP) en coordinación técnica con el Departamento Nacional de Planeación (DNP) y el Ministerio de Minas y Energía (MME)			VPP original:	8 años
			Período de desembolso:	1 año
Fuente	Monto (US\$)	%	Período de gracia:	8 año
BID- Capital Ordinario (CO)	300.000.000	100	Tasa de interés:	Basada en LIBOR
			Comisión de inspección y vigilancia:	(b)
Total	300.000.000	100	Comisión de crédito:	(b)
			Moneda de aprobación:	Dólares de los Estados Unidos con cargo al CO
Esquema del Proyecto				
Objetivo del proyecto/descripción: el objetivo general es contribuir a la sostenibilidad del sector energético del país a través de un proceso de reformas de políticas que permitan asegurar la oferta eficiente de energía eléctrica en el Sistema Interconectado Nacional (SIN) y las Zonas No Interconectadas (ZNI), a fin de reducir la vulnerabilidad del sector frente a los efectos del cambio climático y aumentar el acceso eléctrico. Los objetivos específicos son: (i) asegurar un contexto macroeconómico congruente con los objetivos del programa; (ii) contribuir a garantizar el abastecimiento de energía del SIN 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; y establecer medidas que permitan aumentar y garantizar la oferta de GN para generación, administrar la demanda energética y optimizar el funcionamiento del Mercado Eléctrico Mayorista (MEM); y (iii) promover el acceso a la energía en las ZNI mediante el uso de FNCER.				
La presente operación de préstamo es la primera de dos consecutivas de un solo desembolso cada una, vinculadas técnicamente entre sí, pero financiadas en forma independiente bajo la modalidad de Préstamo Programático de Apoyo a Reformas de Política (PBP).				
Condiciones contractuales especiales previas al primer desembolso del financiamiento: el único desembolso del préstamo del Banco estará condicionado al cumplimiento de las medidas de reforma de política, de conformidad con lo establecido en la Matriz de Políticas (Anexo II) y en la Carta de Política , y de las condiciones establecidas en el Contrato de Préstamo (¶3.3).				
Excepciones a las políticas del Banco: Ninguna				
Alineación Estratégica				
Desafíos ^(c) :	SI	<input checked="" type="checkbox"/>	PI	<input checked="" type="checkbox"/>
Temas Transversales ^(d) :	GD	<input type="checkbox"/>	CC	<input checked="" type="checkbox"/>
			IC	<input checked="" type="checkbox"/>

- (a) Bajo los términos de la Facilidad de Financiamiento Flexible (FN-655-1) el Prestatario tiene la opción de solicitar modificaciones en el cronograma de amortización, así como conversiones de moneda y de tasa de interés. En la consideración de dichas solicitudes, el Banco tomará en cuenta aspectos operacionales y de manejo de riesgos.
- (b) La comisión de crédito y la comisión de inspección y vigilancia serán establecidas periódicamente por el Directorio Ejecutivo como parte de su revisión de los cargos financieros del Banco, de conformidad con las políticas correspondientes.
- (c) SI (Inclusión Social e Igualdad); PI (Productividad e Innovación); y EI (Integración Económica).
- (d) GD (Igualdad de Género y Diversidad); CC (Cambio Climático y Sostenibilidad Ambiental); y IC (Capacidad Institucional y Estado de Derecho).

I. DESCRIPCIÓN DEL PROYECTO Y MONITOREO DE RESULTADOS

A. Antecedentes, Problemática y Justificación

- 1.1 **Situación macroeconómica.** Durante el periodo 2010-2014 el Producto Interno Bruto (PIB) colombiano creció 4,5% en promedio anual, con inflación dentro del rango meta de largo plazo (2-4%) y reducción continua del desempleo hasta llegar al 9,1% en 2014, como resultado de políticas económicas sólidas y un contexto externo favorable, lo cual permitió al país alcanzar un ingreso por habitante de US\$12.715¹. No obstante, la caída en los precios internacionales del petróleo afectó la actividad económica del país. Debido a ello, el crecimiento del PIB se redujo a 3,1% en 2015 y a 1,2% anual en el tercer trimestre de 2016, los ingresos fiscales por la renta petrolera se redujeron en 3,4 puntos del PIB, el peso se devaluó un 71%, la inflación alcanzó 6,8% y el déficit en cuenta corriente subió a 6,6% del PIB. Durante 2016 el crecimiento continuó desacelerándose (1,2% anual al tercer trimestre), aunque el tipo de cambio se estabilizó y la inflación cerró en diciembre en 5,8% anual. El marco de la política fiscal, puesto en marcha por el Gobierno de Colombia (GdC), ha permitido un ajuste gradual de las finanzas públicas (mayor déficit y ajuste), suavizando su impacto recesivo sobre la actividad económica. El Banco de la República subió la tasa de referencia en 325 puntos básicos para combatir las presiones inflacionarias, con lo cual se espera que la tasa de inflación retorne al rango meta en 2017. Se prevé que 2016 haya cerrado con un crecimiento cercano al 2,0% anual, déficit fiscal y déficit de cuenta corriente de 3,9% y de 4,9% del PIB, respectivamente. Para 2017, se proyecta que la economía repunte con un crecimiento de 2,5% anual, déficit fiscal y déficit de cuenta corriente de 3,4% y 4,25% del PIB.
- 1.2 **El sector eléctrico.** En 2015 Colombia contaba con una capacidad instalada de generación eléctrica de 16.420 Mega-watts (MW), 66,6% con generación hidráulica, condición que la hace vulnerable a las consecuencias de variaciones climáticas cíclicas como el fenómeno El Niño. La capacidad de generación térmica representaba el 28,4% del total instalado (9,4% con Gas Natural (GN), 11,3% con combustibles líquidos y 8,5% con carbón). Las Fuentes No Convencionales de Energía Renovable (FNCER)² representaban menos del 0,6% de la capacidad. El sistema eléctrico se complementa con intercambios a través de las interconexiones eléctricas con Ecuador y Venezuela.
- 1.3 **Organización del sector.** La organización industrial y operación del mercado eléctrico colombiano 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. El sector está fundamentado en la Ley 142 de 1994 (Ley de Servicios Públicos Domiciliarios) y la Ley 143 de 1994 (Ley de Electricidad). El Ministerio

¹ Paridad de Poder Adquisitivo a precios de 2011 (*World Development Indicators*).

² Se consideran FNCER la biomasa, pequeños aprovechamientos hidroeléctricos, eólica, geotérmica, solar y los mares. Otras fuentes podrán ser consideradas como FNCER según lo determine la Unidad de Planeación Minero Energética (UPME).

de Minas y Energía (MME), el Departamento Nacional de Planeación (DNP) y la Unidad de Planeación Minero Energética (UPME), adscrita al MME, definen las políticas del sector y su planeación indicativa. La Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG) es responsable de la regulación económica y técnica. La Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios se ocupa de la supervisión y control de la prestación del servicio. Para las Zonas No Interconectadas (ZNI)³, el Instituto de Planificación y Promoción de Soluciones Energéticas está encargado de identificar, elaborar, promocionar y viabilizar proyectos de acceso a energía.

- 1.4 El Sistema Interconectado Nacional (SIN) se encuentra organizado alrededor de un Mercado de Energía Mayorista (MEM) donde las diferentes tecnologías de generación compiten para abastecer la demanda bajo escenarios de confiabilidad, formación de precios en bolsa y contratos e incentivos (económicos, de despacho, de comercialización de energía, etc.) resultantes de decisiones de política sectorial y regulatoria. En este MEM de precios marginales, el precio de equilibrio en cada hora está fijado por la planta de precio más alto requerida para abastecer la demanda respectiva. La formación de precios en el mercado se basa en la oferta de precios de generadores que reflejan sus costos variables, incluyendo combustible o costo de oportunidad del agua, recaudo de Cargo por Confiabilidad⁴ y su percepción de riesgo asociado al despacho.
- 1.5 **Interconexiones eléctricas internacionales.** El país reconoce los beneficios que pueden derivarse de las interconexiones internacionales⁵: (i) acceso a fuentes de generación que podrían ser más económicas; (ii) aumento en la confiabilidad del sistema al contar con más opciones de generación; (iii) fuente de apoyo ante situaciones de emergencia; (iv) reducción de emisiones de carbono si el proveedor genera con fuentes más limpias; y (v) ingresos por exportación de energía. Actualmente el SIN colombiano se encuentra interconectado con los sistemas de Ecuador y Venezuela. La capacidad total de la interconexión entre Colombia y Venezuela es de 336MW y la de Colombia con Ecuador es de 535MW. Durante El Niño 2015-2016, Colombia importó de Ecuador 420GWh, cuyo sistema contaba con excedentes de energía. Colombia hace parte del Sistema de Interconexión Eléctrica Andina (SINEA) que promueve la interconexión de Colombia, Ecuador, Perú y Chile.

³ Municipios, corregimientos, localidades y caseríos no conectados al SIN.

⁴ Para hacer viable la inversión en plantas de generación necesarias para atender la demanda de manera eficiente en condiciones críticas de abastecimiento hídrico, se implementó el mecanismo del [Cargo por Confiabilidad](#) (Resolución CREG 071 de 2006). Este esquema otorga estabilización de ingresos al generador a cambio del compromiso ([Obligaciones de Energía Firme](#)) de producir energía firme durante condiciones críticas de abastecimiento, bajo escenarios de demanda alta, cuando el precio de bolsa supera un umbral previamente establecido, denominado [precio de escasez](#). El Cargo por Confiabilidad se financia y recauda a través de la tarifa al usuario final.

⁵ Bajo la Cooperación Técnica "Apoyo a los Estudios de Interconexión Eléctrica Andina" (RG-T2056) se financió una primera fase de estudios de armonización regulatoria y planificación de la infraestructura para la Región Andina. Los estudios concluyeron que la conformación de un Mercado Eléctrico Regional en los países andinos traería beneficios netos totales que superarían los US\$1.500 millones en los 10 primeros años de integración. [Análisis ex post del Sistema de Interconexión Eléctrica de los Países de América Central \(SIEPAC\)](#), considerando solo el primer circuito del SIEPAC, confirma ahorros en costos de hasta US\$1.444 millones de 2011, de los cuales US\$1.180 millones por reducción de inversiones y US\$264 millones por reducción de costos de operación.

- 1.6 **Participación de GN en la matriz eléctrica.** La demanda de GN totalizó 1078 Millones de Pies Cúbicos por Día (MPCD) en 2015, y ha experimentado un crecimiento promedio anual del 3,4% desde el 2009⁶, dentro del marco de mercado establecido por la Ley 142 de 1994 y se espera continuará desempeñando un rol fundamental en la matriz energética nacional para la generación termoeléctrica, por su ventaja en precio relativo a otros combustibles líquidos. La demanda de GN para generación térmica representó el 33,5% del total, seguido por los sectores industrial y comercial con 29,7%, residencial con 12,4%, refinación y petroquímica con 19,2% y GN vehicular con 4%. La demanda de GN para generación eléctrica creció de manera importante desde septiembre de 2015, impulsada por mayores consumos presentados en el sector termoeléctrico con la intensificación de El Niño⁷. La UPME proyecta hasta 2029 la participación del GN para generación térmica entre 16,7% y 24,4%.
- 1.7 **Acceso a la energía.** El Índice de Cobertura de Energía a nivel nacional pasó de 94,9% en 2009 a 96,96% en 2015⁸. 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, [el Plan Indicativo de Expansión de la Cobertura del Servicio de Energía Eléctrica](#) (PIEC) 2016-2020 (UPME) estima que 52% de los usuarios no cubiertos pueden ser conectados al SIN, 39% mediante soluciones aisladas con FNCER y 9% con diésel.
- 1.8 **Problemática del sector eléctrico.** Los desafíos del sector eléctrico colombiano están relacionados con las siguientes debilidades: (i) el riesgo de no poder garantizar una oferta eficiente de electricidad ante situaciones de estrés del sistema, particularmente ante episodios climáticos como El Niño; y (ii) la baja cobertura en las ZNI, no conectables al SIN. El riesgo de abastecimiento es resultado, principalmente, de una matriz energética altamente concentrada en el recurso hídrico; restricciones en el mercado de GN para generación; rigideces en el funcionamiento del MEM; y limitado uso de prácticas de Gestión Eficiente de la Demanda Eléctrica (GEDE) como mecanismo de ahorro energético. En cuanto a la baja cobertura eléctrica en ZNI, sus causas se relacionan con baja disponibilidad de recursos para inversión y la dificultad de garantizar el sostenimiento financiero y operacional de las soluciones de electrificación instaladas. A continuación, se detallan las causas de los dos principales problemas del sector.
- 1.9 **Concentración de la matriz energética en el recurso hídrico.** El 66,6% de la capacidad del SIN depende del recurso hídrico para generar energía (§1.2). Por tanto el sistema es vulnerable ante escenarios de reducción de hidrología como la ocurrencia del fenómeno El Niño, que se manifiesta en el país con fuertes sequías que reducen la disponibilidad del recurso hídrico para generación

⁶ [Plan Transitorio de Abastecimiento de GN 2016.](#)

⁷ Para el gas del campo Guajira (Costa Caribe) se produjo un incremento de 13% en el precio, de US\$5,45/ Millones de BTU (MBTU) a US\$6,17/MBTU. Para el campo Cupiagua se incrementó en 26%, de US\$3,45/MBTU a US\$4,35/MBTU y en Cusiana (Interior) disminuyó en 3%, pasando de US\$ 3,4/MBTU a US\$3,34/MBTU.

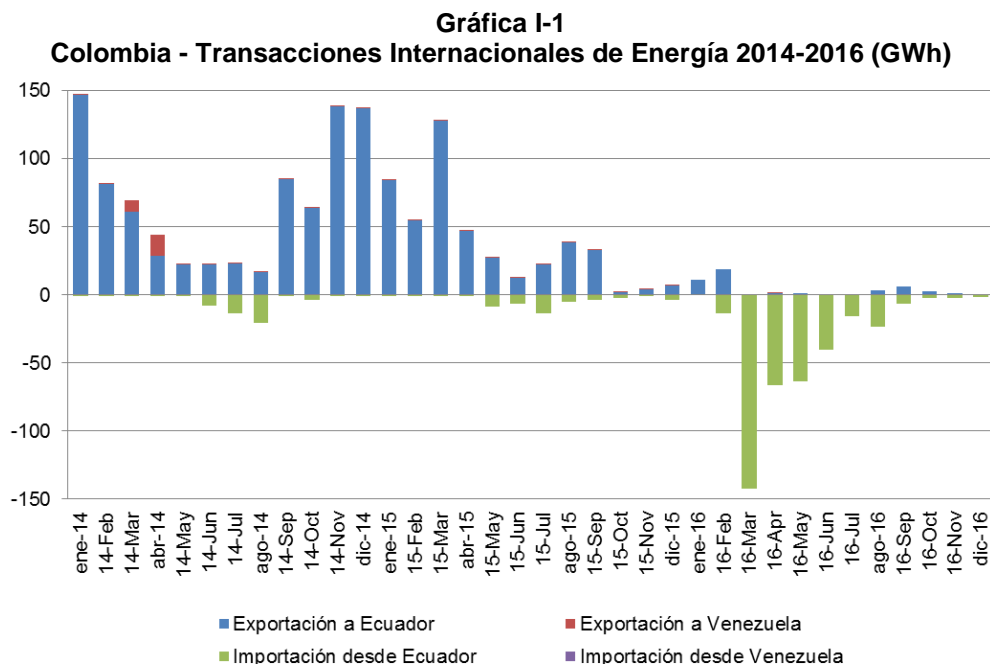
⁸ [UPME. Plan Indicativo de Expansión de la Cobertura Eléctrica 2016-2020.](#)

eléctrica⁹. Cuando los aportes hídricos bajan, el costo de oportunidad del agua tiende a ser más alto y las plantas térmicas pueden requerirse para generar energía. Estas plantas térmicas (diésel, GN y carbón) tienen costos de generación más altos que las plantas hidráulicas en condiciones normales. Por ejemplo, en 2015 el precio en bolsa de la generación con combustibles líquidos alcanzó US\$0,31/kWh, frente a US\$0,08/kWh con fuentes hídricas. Sin embargo, de no contar con esos recursos de generación como respaldo, el servicio tendría que ser racionado, con los correspondientes costos sobre la economía nacional y el bienestar de la población. El alza en costos de generación ante escenarios de sequía, podría atenuarse diversificando la matriz de generación aumentando la participación de FNCER, las cuales tienen costos variables cercanos a cero. No obstante, la actual capacidad de generación con FNCER es muy baja, e insuficiente para compensar bajas en la capacidad de generación hídrica ante escenarios de sequía, debido a los altos costos de inversión que tienen estas tecnologías de generación en comparación con las basadas en GN o Carbón¹⁰. Por lo tanto, el mayor desarrollo de los recursos de generación con base en FNCER requiere de la definición y entrada en vigencia de la reglamentación que rijan los incentivos propuestos en la Ley 1715 de 2014 (¶1.17), pero que no están operativos.

- 1.10 El acceso a intercambios internacionales de electricidad también permite diversificar las fuentes de suministro en la matriz, al aprovechar la ventaja natural de cuencas complementarias entre países, y reducir los riesgos de desabastecimiento. La Gráfica I-1 muestra los volúmenes de importaciones y exportaciones de electricidad entre Colombia y Ecuador. Sin embargo, las interconexiones internacionales requieren de la oficialización de los marcos operativos e institucionales que permitan ampliar el uso de las interconexiones eléctricas regionales para poder maximizar el aprovechamiento de las ventajas de la integración.

⁹ Durante El Niño 2015-2016, los aportes hidrológicos alcanzaron su punto histórico más bajo en enero de 2016 con 50,7% del promedio mensual.

¹⁰ En su Energy Outlook 2015, la Agencia Internacional de Energía estimó el costo de instalación en US\$/KW de plantas de generación, tomando el caso de Brasil como referencia para Colombia, encontramos que el costo de instalación de una planta generación a GN fue de US\$400/KW, y de planta de carbón suscrita fue US\$1.300/KW, mientras el costo de una planta de biomasa se estimó en US\$2.250/KW, la solar fotovoltaica en US\$1.980/KW y eólica en US\$1.380/KW.

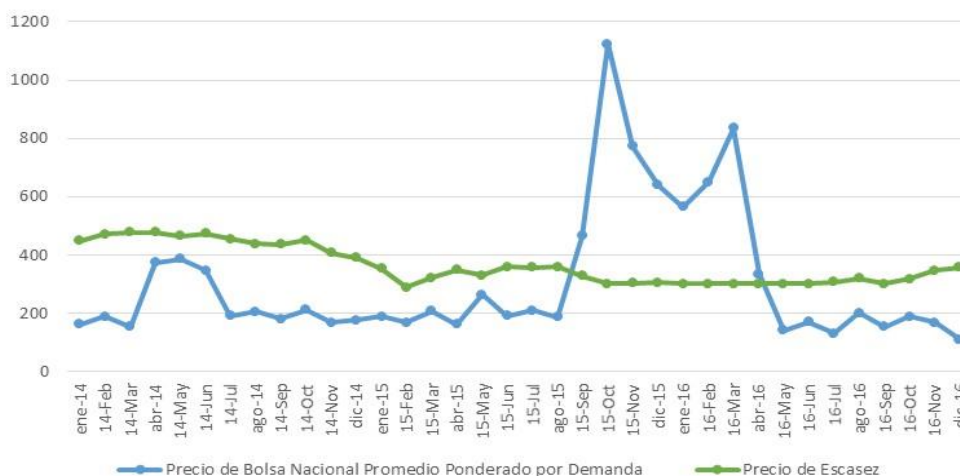


Fuente: Datos de www.xm.com.co.

- 1.11 Restricciones de oferta de GN para generación.** El GN como combustible para la generación eléctrica es fuente fundamental para dar confiabilidad y eficiencia al sistema. La UPME desarrolló [proyecciones de precio](#) del GN 2016-2035 para generación térmica, bajo diversos escenarios de oferta y demanda local y externa, las cuales prevén ventajas en precio de generación con el uso de GN. Sin embargo, el mercado de GN adolece de serias deficiencias que impiden un suministro fluido y predecible para generación eléctrica, arriesgando el desarrollo de este energético a pesar de sus ventajas económicas. Por un lado, la oferta total de GN ha ido disminuyendo con el tiempo. Según la Agencia Nacional de Hidrocarburos, las reservas de GN cayeron 8% entre 2014 y 2015 hasta 5.443 giga pies cúbicos-día y se produjeron 1.078 MPCD, que equivalen a un 8,5% menos que en 2014. Por otro lado, el suministro del GN en Colombia se caracteriza por una estructura regionalizada, debido a la separación geográfica de las dos fuentes de abastecimiento (Interior y Costa Caribe) y un sistema de transporte con limitaciones en su capacidad para proveer a las plantas de generación. Como resultado, su oferta para generación ha presentado restricciones y la firmeza de la generación eléctrica con GN no puede ser garantizada. Las alternativas para incrementar la oferta de GN para generación, no han sido oportunamente implementadas para responder a las exigencias del mercado, como por ejemplo: (i) ausencia de proyectos para expandir el transporte del Interior a la Costa Caribe; y (ii) la entrada en operación de la planta de regasificación de Gas Natural Licuado en Cartagena, cercana a las plantas de generación con GN, que sufrió retrasos de 14 meses, hasta noviembre 2016, con posterioridad a la crisis de El Niño. Las limitaciones de GN para generación se han agudizado en los últimos años debido al aumento del consumo de GN en otros sectores como refinación y petroquímica (8,4%) y comercial (4,5%) durante el fenómeno El Niño 2015-2016. Como medida de emergencia, el MME requirió ceder el uso del GN de sectores como industria y petroquímica para atender la generación de energía.

- 1.12 **Rigideces en el funcionamiento del MEM.** Durante la crisis por la ocurrencia de El Niño (2015-2016), los mecanismos de formación de precio en que se basa el MEM¹¹ para la provisión de energía en situaciones de escasez del recurso hídrico, no cumplieron con el objetivo de su diseño. Las plantas de generación con base en combustibles líquidos registraron altos precios que incluso superaron el precio de racionamiento (precio de escasez fijado por el regulador). La regulación permite remunerar las plantas térmicas a un precio máximo igual al precio de escasez, cuyo bajo nivel con respecto al costo del combustible durante la crisis, afectó la situación financiera de dichas termoeléctricas, al reducir drásticamente su margen operacional¹². La Gráfica I-2 muestra el diferencial en precio de bolsa con respecto al precio de escasez ocurrido durante ese período. Estas plantas no operaron como era esperado en estas circunstancias por el mecanismo del Cargo por Confiabilidad. El sector tuvo que hacer mayor uso de la generación hidráulica, colocando en alto riesgo de racionamiento al país. Al recurrir a las importaciones desde Ecuador, Colombia superó la crisis y no hubo necesidad de racionar la demanda. Por tanto, se hace necesario revisar la señal de precios permitidos a las plantas térmicas al momento de hacer sus ofertas en Bolsa, así como del precio de escasez que fija el valor máximo para remuneración de las plantas de generación.

Gráfica I-2
Colombia - Precio de Bolsa Nacional Promedio Ponderado por Demanda (Cop\$KWh) Vs. Precio de Escasez (Cop\$KWh)



Fuente: Elaboración Propia con datos del "Informe de Operación del SIN y Administración del Mercado 2016" de XM

- 1.13 **Limitado uso de prácticas de GEDE.** A pesar de los beneficios de la GEDE, el país no cuenta con instrumentos regulatorios ni estratégicos para aprovechar su potencial de ahorro energético, producto de la capacidad de reacción de la demanda a incentivos económicos y de la inducción de cambios en los hábitos de consumo. Según el Balance Energético de Colombia, se estima que el consumo energético del país alcanzó 1.219.827 Terajoules (TJ)¹³ en 2015, de

¹¹ Nota pie de página #4 describe el mecanismo.

¹² Como ejemplo extremo, la empresa Termocandelaria (230MW) no pudo entregar la energía contratada, por falta de recursos financieros para pagar su combustible.

¹³ Medida de energía equivalente a 2.7778×10^{-4} watt-hora.

los cuales un 16% corresponden a energía eléctrica del SIN (aproximadamente 197.000 TJ o 54.000 GWh). Durante la ocurrencia de El Niño 2015-2016 se logró un 5% de reducción por racionamiento voluntario de consumo mediante la utilización de mecanismos temporales de GEDE, que podrían mantenerse en el largo plazo, de mantenerse una estrategia de consumo eficiente de la energía. Se estima que mediante el uso de medidas de Eficiencia Energética (EE), se podrían obtener ahorros en el consumo del sector eléctrico del orden de 1.751,34 TJ o 486,72 GWh a 2021.

- 1.14 **Baja cobertura eléctrica en ZNI.** Se estima que más del 12% de las poblaciones rurales más aisladas del país, no cuenta con servicio eléctrico. La mayor parte de esta población se encuentra en áreas muy lejanas al SIN, haciendo financieramente inviable extender el servicio en red. Las tecnologías con base en FNCER permiten brindar electricidad en estas condiciones, aunque los recursos públicos son insuficientes para expandir el servicio y alcanzar esa cobertura en un tiempo razonable a estas comunidades. Adicionalmente, estas ZNI son áreas rurales pobres, poco rentables, con bajos niveles de consumo eléctrico y de capacidad de pago, y con dificultad en la gestión del servicio. Estas condiciones afectan la capacidad de operar y mantener los sistemas FNCER en forma sostenible.
- 1.15 **Estrategia del país en el sector.** [El Plan Nacional de Desarrollo \(PND\) 2014-2018](#) dispone trabajar en mejorar aquellos factores que determinan la productividad, mejoren la competitividad disminuyendo el costo-país¹⁴ y las condiciones de ingreso y calidad de vida de la población. El PND le asigna un papel clave al sector energético para garantizar el desarrollo económico sostenido e inclusivo. Su tarea es asegurar que la economía tenga fuentes de energía competitivas que le permitan crecer y generar empleo y contribuir de forma directa en la reducción de la pobreza.
- 1.16 El objetivo general de la política energética del país, establecido en el [Plan Energético Nacional: Ideario Energético 2050](#) 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 el Plan ha definido cinco objetivos específicos: (i) alcanzar un suministro confiable y diversificar la canasta de energéticos; (ii) promover la GEDE en todos los sectores 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 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.
- 1.17 El gobierno ha venido desarrollando una política de diversificación de las fuentes de generación durante los últimos años. [La Ley 1715 de 2014](#) tiene como objeto promover el desarrollo y la utilización de FNCER en el sistema energético

¹⁴ Hace referencia a altos costos logísticos y de transporte, de energéticos y otros.

nacional, mediante su integración al mercado eléctrico, su participación en las ZNI y en otros usos energéticos, como medio necesario para el desarrollo económico sostenible, la reducción de emisiones de Gases de Efecto Invernadero (GEI) y la seguridad del abastecimiento energético. Con esta Ley el gobierno busca promover la GEDE por medio de medidas de EE y de respuesta de la demanda.

- 1.18 Como resultado de las dificultades de abastecimiento de GN enfrentadas durante la ocurrencia de El Niño, el gobierno considera prioritario aumentar la confiabilidad en la prestación del servicio de GN y el abastecimiento ante fallas en su infraestructura. Para este fin, el MME emitió los lineamientos para el desarrollo de un Plan de Abastecimiento de GN que contenga los proyectos que se consideran como necesarios para ejecutar en los próximos 5-10 años, con el objeto de aumentar la confiabilidad y seguridad de abastecimiento de GN para todo uso. Adicionalmente, el gobierno identificó la necesidad de establecer el rol de un gestor independiente del mercado de GN con el fin disponer de manera oportuna de información operativa y comercial del sector, responsable de recopilar, centralizar y hacer pública la información transaccional y operativa del sector para optimizar el uso de infraestructura de suministro y transporte y darle más transparencia al mercado.
- 1.19 El gobierno considera mejoras en la GEDE un importante mecanismo complementario a la estrategia de diversificación de la oferta para asegurar el abastecimiento eléctrico. En el marco de la formulación de una nueva política de EE, el MME con el apoyo de la UPME, se encuentra elaborando el [Plan de Acción Indicativo de Eficiencia Energética 2016-2021](#) del Programa de Uso Racional y Eficiente de Energía (PROURE) para mejorar la eficiencia en el consumo de energía. El plan propone actuar simultáneamente en dos frentes: (i) en la forma como los usuarios valoran la energía por medio de precios de los energéticos, reflejando su escasez relativa, sus costos de producción, y posibles externalidades negativas derivadas de su explotación; y (ii) en la forma como los usuarios utilizan la energía, promoviendo la adopción de mejores hábitos de consumo energético y nuevas tecnologías. El plan identifica un potencial de ahorro en el consumo de energía de 9,2% a nivel nacional en el período del Plan de Acción.
- 1.20 [El PIEC 2016-2020](#) presenta las metas del gobierno para electrificación en ZNI, por tecnología, identificando un total de 168.880 viviendas sin servicio en esas zonas que podrían acceder al servicio con FNCER. Para cumplir con el objetivo del gobierno de equidad energética (§1.16), se han creado varios fondos de apoyo financiero dirigidos a viabilizar el suministro eléctrico y de gas residencial en aquellas regiones que no son viables económicamente para los prestadores privados del servicio¹⁵.
- 1.21 **Conocimiento del sector.** El Banco cuenta con amplia experiencia y conocimiento del sector energético colombiano, producto del continuo apoyo que le ha brindado por medio de Cooperaciones Técnicas y financiamiento a iniciativas en acceso a energía, redes inteligentes, medidas de GEDE, proyectos

¹⁵ Fondo de Apoyo Financiero para la Energización de las Zonas Rurales Interconectadas; Fondo de Apoyo Financiero para la Energización de las ZNI; Sistema General de Regalías.

hidroeléctricos y de energía geotérmica; y a las iniciativas de integración eléctrica regional¹⁶. El Banco ha venido trabajando con el Fondo de Tecnología Limpia en operaciones que promueven la implementación de medidas de EE y energía renovable en el país, con tres operaciones aprobadas por US\$40 millones¹⁷. En 2015 se aprobó el Programa de Agua, Saneamiento Básico y Electrificación para el Pacífico Colombiano (3610/OC-CO), US\$231 millones, incluyendo un subprograma de energización sostenible por US\$91 millones, con énfasis en zonas rurales. El diálogo sostenido entre el Banco y el país durante el diseño de estas operaciones llevó a la identificación de la necesidad de preparar este programa de reformas y medidas orientadas a optimizar la gestión sostenible del sector y de fortalecer el trabajo analítico en áreas que afectan la vulnerabilidad del sistema a mediano y largo plazo. Los estudios más recientes apoyados por el Banco, analizan el impacto de El Niño¹⁸ al sector. Muestran la necesidad de ajustar el mecanismo de Cargo por Confiabilidad, de tal manera que las plantas de generación llamadas a operar durante periodos de limitación del recurso hídrico puedan y deban hacerlo bajo condiciones de eficiencia.

- 1.22 El Banco cuenta con extensa experiencia en apoyo a reformas de políticas en el sector, siendo las más recientes en: Nicaragua (3068/BL-NI), Surinam (2848/OC-SU), Perú (2847/OC-PE), Honduras (3619/BL-HO) y Ecuador (3420/OC-EC). De acuerdo con el informe de cierre de proyecto de la operación de Perú, se concluye que las operaciones programáticas son instrumentos adecuados para acompañar reformas sectoriales que involucren múltiples actores y que con una oferta de energía diversificada y sostenible, los consumidores finales constituyen los principales beneficiarios de estas intervenciones. Se resaltan las siguientes lecciones aprendidas, las cuales fueron tomadas en cuenta al diseñar este Programático Basado en Políticas (PBP): (i) las reformas institucionales y regulatorias *per se* no son suficientes para garantizar el funcionamiento eficiente del sector. Es fundamental que las instituciones puedan ejercer las funciones de ley con autonomía. En Colombia el marco normativo del sector define y respeta el rol de definición de política, de regulación, de planeación y ejecución asignado a cada entidad del sector (§1.3); (ii) las medidas de política, en particular las regulatorias, requerirán de gradualidad en su implementación, pero deben contar con un cronograma definido y responsabilidades claramente asignadas. La Matriz de Verificación y los Indicadores de Producto en la Matriz de Resultados muestran el cronograma y responsables de las medidas incluidas; y (iii) debe darse un acompañamiento muy cercano del Banco al gobierno durante el proceso de implementación de cambios institucionales y de medidas de política, a través de asistencia técnica. El Banco continuará su acompañamiento para asegurar el cumplimiento de los compromisos e identificar nuevas áreas de apoyo (§2.5 y §3.4).

- 1.23 **Estrategia del programa.** La estructura del préstamo PBP, propuesto como serie de dos préstamos, apoya la agenda de reformas del sector eléctrico del gobierno mediante la implementación de medidas secuenciales de corto y

¹⁶ Cooperación Técnica no reembolsable en ejecución en Colombia: ATN/KK-14254-CO; ATN/OC-13351-CO; ATN/CM-12805-CO; ATN/CM-12825-CO; ATN/TC-14531-CO; y ATN/OC-14807-RG.

¹⁷ BID-CTF (2983/TC-CO), (3661/TC-CO) y (3747/TC-CO).

¹⁸ McRae-Wolak (2016). *Diagnosing the Causes of Recent El Niño Event and Recommendations*. García-Oren (2016) Análisis económico medidas El Niño 2015-2016. Lecciones aprendidas.

mediano plazo (CS-3633-1). El programa contribuirá a: (i) mejorar la capacidad de respuesta del SIN ante situaciones de crisis y estrés, con costos eficientes que contribuyan a la competitividad del país y a la calidad de vida de la población; y (ii) incrementar el acceso eléctrico a comunidades en las ZNI.

- 1.24 Para atender las principales vulnerabilidades del SIN, este programa busca: (i) promover la diversificación de la matriz energética, fortaleciendo un marco legal que facilite la incorporación de las FNCER al MEM y lograr una mayor integración eléctrica regional; y (ii) implementar medidas para mejorar la operación y liquidez en el mercado de GN, definir lineamientos de política para la promoción de la GEDE y mejoramiento del funcionamiento del MEM. La primera operación de la serie apoya el desarrollo y fortalecimiento del marco normativo que establece las condiciones e incentivos para aumentar la oferta eficiente de energía eléctrica. La segunda operación complementa este marco con la reglamentación que formaliza la institucionalidad y operatividad de las reformas.

- a. **Diversificación de la matriz.** Para reducir la dependencia de la generación térmica en períodos de sequía, es prioritario diversificar la oferta en la matriz de generación con otras tecnologías, tales como FNCER y mayores intercambios internacionales. Se promueve la reglamentación de lineamientos técnicos, procedimientos e incentivos que fomenten la participación de FNCER en la matriz energética y la suscripción del país a proyectos y acuerdos que busquen y promuevan un mayor intercambio de energía con los países vecinos, en particular con Ecuador.
- b. **Mejoras en el mercado de GN para generación, en GEDE y en el MEM:** (i) se apoya el desarrollo de un plan de abastecimiento de GN y la regulación que identifique los proyectos que garanticen la confiabilidad y seguridad de este servicio, la operación de un gestor de mercado y un esquema de comercialización mayorista; (ii) se promueve la adopción del Plan de Acción Indicativo para el PROURE y mecanismos de ahorro y GEDE; y (iii) se apoya el diagnóstico, análisis y propuestas de modificación al funcionamiento del MEM sobre medidas que permitan garantizar la confiabilidad de la oferta energética y planes actualizados expansión de la transmisión y generación. Se espera que estas reformas resulten en un incremento del 43% en la oferta de GN al finalizar el programa.

- 1.25 Para ampliar la cobertura en las ZNI promoviendo el uso de las FNCER, se promueve a nivel de política, apoya el desarrollo de un marco regulatorio que complemente los recursos públicos y promueva la participación privada, con esquemas empresariales o de servicio exclusivo en estas zonas que aseguren la operación y mantenimiento sostenibles de los sistemas comunitarios e individuales, como instrumentos fundamentales para financiar la expansión del servicio en ZNI con el uso de FNCER. De esta forma, se espera triplicar la capacidad instalada de FNCER en ZNI.

- 1.26 **Justificación del programa.** En los últimos siete años el BID ha venido apoyando activamente a la Republica de Colombia en el desarrollo de su sector eléctrico, principalmente en energización rural, EE, FNCER, redes inteligentes y

GEDE. Este apoyo ha sido en coordinación con otras agencias como el Banco Alemán (KFW), *Carbon War Room*, agencias locales y otros socios que en conjunto han apoyado a consolidar el sector teniendo en cuenta el rol fundamental que el sector energético desempeña como insumo productivo y como servicio al desarrollo económico y a la calidad de vida de la población. Este programa de apoyo sectorial consolida el acompañamiento del BID al país teniendo en cuenta los beneficios económicos en términos de costos marginales y/o costos nivelados de generación eléctrica, resultante de mayor uso de GN para generación, o de FNCER en la red. Estos beneficios han sido ampliamente analizados en países como [Chile](#), [México](#), [Bolivia](#), [Estados Unidos](#), donde se ha avanzado en la participación de estas fuentes en su matriz energética. Para [el caso colombiano](#), la comparación de costos operativos de generación por fuente, evidenciando las ventajas del uso de GN y FNCER, se documentan en la evaluación de proyectos característicos en ejecución¹⁹. Como evidencia de la efectividad de la intervención propuesta, McCarthy & Henderson (2014)²⁰ analizan el impacto en el crecimiento de FNCER, de una diversidad de instrumentos de promoción de estas fuentes en el marco regulatorio de 27 países, incluyendo Colombia, durante diez años. El estudio encuentra que el mayor impacto en crecimiento se logra mediante incentivos fiscales, combinados con medidas que garanticen el acceso de FNCER a las redes. Este es el tipo de medidas que se encuentran incluidas en la reforma apoyada por el programa. El estudio analiza otras medidas que, aunque efectivas, tiene menor grado de impacto, tales como subsidios, importación libre, contratos, etc. El acompañamiento del Banco incrementa las perspectivas de éxito de este proceso de reforma, dada su amplia experiencia en la región y su profundo conocimiento del sector tras larga trayectoria liderando el apoyo técnico sectorial (§1.22).

- 1.27 **Estrategia del Banco con el País.** El programa se enmarca dentro de la Estrategia del BID con Colombia 2015-2018 (GN-2832) a través del área estratégica de Movilidad Social y Consolidación de la Clase Media, contribuyendo al objetivo estratégico de incrementar el acceso equitativo a servicios básicos de calidad. Contribuye al área estratégica de Efectividad de la Gestión Pública, dentro del objetivo de incrementar la calidad del gasto y capacidad de gestión de la inversión pública en todos los niveles de gobierno.
- 1.28 **Alineación estratégica.** El programa es consistente con la Actualización de la Estrategia Institucional (UIS) 2010-2020 (AB-3008) y se alinea con los desafíos de desarrollo de: (i) inclusión social e igualdad, al promover la expansión del acceso a energía en las ZNI; (ii) productividad e innovación, promoviendo el mejoramiento del funcionamiento de los mercados de GN y electricidad, de tal forma que se eviten fluctuaciones del precio que puedan afectar la competitividad industrial; y (iii) integración económica bajo el criterio de Focalización Multinacional, al promover la inserción del mercado colombiano en los mercados regionales, y de Subsidiariedad Nacional al apoyar la iniciativa del SINEA ([EEO#5](#)). El programa se alinea con las áreas transversales de: (i) cambio climático y sostenibilidad ambiental, por medio de la promoción de

¹⁹ [FEDESARROLLO \(2013\). Análisis costo-beneficio FNCER en Colombia.](#)

²⁰ [McCarthy&Henderson \(2014\). The Role of Renewable Energy Laws in Expanding Energy from Non-Traditional Renewables, IDB Working Paper Series N0. IDB-WP-540.](#)

reformas de política que permitan la reducción de las emisiones de GEI, al impulsar el desarrollo de energías renovables y EE. Aproximadamente el 68,4% de los recursos de la operación se asocian con políticas que promocionarán actividades de adaptación y mitigación al cambio climático, según la [metodología](#) conjunta de los bancos multilaterales de desarrollo para estimación del financiamiento climático. Estos recursos contribuyen a la meta del Grupo BID de aumentar el financiamiento de proyectos relacionados con cambio climático a un 30% de las aprobaciones de operaciones a fin de 2020; y (ii) capacidad institucional y estado de derecho, al promover reformas que fortalecen las capacidades de las instituciones del sector energético colombiano. El programa se alinea al Marco de Resultados Corporativos (CRF) 2016-2019 (GN-2727-6) mediante el indicador de producto: “número de acuerdos de integración regional, subregional y extra regional e iniciativas de cooperación apoyadas”, a través del indicador del programa “Proceso de análisis de armonización regulatoria para la integración eléctrica regional con al menos un país limítrofe”.

- 1.29 El programa es consistente con el Marco Sectorial de Energía (GN-2830-3) en las áreas temáticas de acceso, sostenibilidad, seguridad y gobernanza energética, al impulsar reformas políticas que promueven: (i) la provisión de energía a las ZNI; (ii) desarrollo sostenible del sector; (iii) diversificación de la matriz energética mediante el uso de FNECER; (iv) uso eficiente de la energía; y (v) integración regional. El programa es consistente con el Marco Sectorial de Cambio Climático (GN-2835-3) ya que las reformas de política energética propuestas conllevan una reducción en las emisiones de GEI.
- 1.30 **Consistencia con la Estrategia Sectorial de Apoyo a la Integración Competitiva Regional y Global (GN-2565-4).** El programa contribuye a los siguientes criterios de esta estrategia: (i) Focalización multinacional. El Componente 2 considera reformas que contribuyen a la internacionalización del sector energético colombiano con impactos transfronterizos. El programa se espera contribuya al incremento de los intercambios de energía binacionales Colombia-Ecuador; y (ii) Subsidiariedad nacional. Se apoya de manera directa la incorporación de medidas regulatorias locales que promueven la integración eléctrica regional y el refuerzo del mercado nacional de GN para generación eléctrica ([EEO#5](#)). El programa está alineado con las áreas prioritarias de la Estrategia de Infraestructura Sostenible para la Competitividad y el Crecimiento Inclusivo (GN-2710-5), mediante reformas que promueven la racionalización del uso de la infraestructura energética mediante la GEDE, la integración regional y la expansión de las ZNI.
- 1.31 **Política de Servicios Públicos Domiciliarios (PSP) (GN-2716-6).** El programa es consistente con los objetivos de la PSP. Las reformas de política impulsadas siguiendo los principios del PSP, promueven las condiciones de evaluación económica y sostenibilidad financiera, contribuyen a la sostenibilidad técnica, operativa y financiera del sector energético y de GN, al incentivar la competencia en el mercado doméstico y regional y mejorar los esquemas y procesos tarifarios ([EEO#4](#)).

B. Objetivos, Componentes y Costo

- 1.32 **Objetivo general.** El objetivo general es contribuir a la sostenibilidad del sector energético del país a través de un proceso de reformas de políticas que permitan asegurar la oferta eficiente de energía eléctrica en el SIN y las ZNI, a fin de reducir la vulnerabilidad del sector frente a los efectos del cambio climático y aumentar el acceso eléctrico. Los objetivos específicos son: (i) asegurar un contexto macroeconómico congruente con los objetivos del programa; (ii) contribuir a garantizar el abastecimiento de energía del SIN mediante la diversificación de la matriz energética con FNCER y el incremento de los intercambios energía a nivel internacional; y establecer medidas que permitan aumentar y garantizar la oferta de GN para generación, administrar la demanda energética y optimizar el funcionamiento del MEM; y (iii) promover el acceso a la energía en las ZNI mediante el uso de FNCER.
- 1.33 **Beneficiarios del programa.** Se anticipa que mayor seguridad y eficiencia en el suministro eléctrico con fuentes más limpias, beneficiará a la población en todos los sectores de demanda. La reducción de costos de electricidad se traducirá en efectos positivos en el ingreso de los consumidores y en ahorros fiscales por menores subsidios a los usuarios de bajos recursos que los reciben. Mejores precios de energía representan ganancias en competitividad por menor costo-país, beneficiando al comercio y a la industria. Las ZNI contarán con acceso eléctrico mediante esquemas sostenibles de implementación de tecnologías limpias. La reducción en niveles de emisiones de GEI mejorarán la calidad ambiental a toda la población.
- 1.34 **Componente 1. Estabilidad macroeconómica.** El objetivo de este componente es asegurar el mantenimiento de un contexto macroeconómico estable y congruente con los objetivos del programa según lo establecido en la Matriz de Políticas y en la Carta de Política Sectorial.
- 1.35 **Componente 2. Apoyo a la confiabilidad del abastecimiento eléctrico del SIN.** Bajo este componente se apoyan las siguientes medidas que reducen el riesgo de desabastecimiento del SIN: promoción de la diversificación de la matriz energética con FNCER y mayor integración eléctrica regional; y medidas para mejorar la operación del mercado eléctrico. Incluye los siguientes subcomponentes:
- 1.36 **Subcomponente 2.1. Apoyo a la diversificación de la matriz energética y a la integración eléctrica regional.** Apoyará la adopción de políticas enfocadas a la diversificación de la matriz energética mediante la promoción e incorporación de las FNCER al SIN y la promoción de las interconexiones eléctricas regionales, con el objetivo de asegurar el abastecimiento eléctrico del SIN. Se han acordado los siguientes compromisos programáticos, correspondientes a la primera operación: (i) que para la promoción de FNCER, se hayan aprobado y se encuentran vigentes los siguientes reglamentos de la Ley 1715 de 2014: (a) definición de los lineamientos para la aplicación de los incentivos establecidos en el Capítulo III de esa Ley, "Incentivos a la inversión en proyectos de Fuentes No Convencionales de Energía"; (b) procedimientos y requisitos para acceder a los incentivos a la inversión en proyectos FNCER; (c) establecimiento de condiciones de conexión y medida del autogenerador a gran escala al SIN; y (ii)

que se haya diseñado el Proyecto de Decisión del Marco Regulatorio para la interconexión Subregional de los Sistemas Eléctricos e Intercambio Comunitario de Electricidad del SINEA.

- 1.37 Los mecanismos activadores propuestos en este subcomponente para el segundo préstamo son: (i) para la promoción de FNCER, que se hayan aprobado y se encuentran vigentes y operando los siguientes reglamentos de la Ley 1715 de 2014: (a) implementación y puesta en marcha de un sistema informático para realizar los trámites de incentivos contenidos en la Ley 1715 de 2014; (b) el Fondo de Energías No Convencionales y Gestión de la Energía con los recursos financieros asignados; (c) el programa de incentivos tributarios para FNCER; y (d) que establezca las condiciones para el proceso de conexión, medida y entrega de excedentes del autogenerador a gran escala al SIN; y (ii) que se haya iniciado la implementación de la Hoja de Ruta del SINEA y los estudios complementarios de las Interconexiones Binacionales a que se refieren los estudios del primer programa en el marco del SINEA.
- 1.38 **Subcomponente 2.2. Fortalecimiento del mercado eléctrico.** Apoyará la adopción de reformas y políticas para el fortalecimiento del mercado eléctrico, incluyendo medidas que permitan: (i) garantizar la oferta de GN para generación eléctrica; (ii) promover la GEDE; y (iii) optimizar el funcionamiento del MEM.
- 1.39 Para este primer préstamo se han acordado los siguientes compromisos: (i) diseñados los criterios de ejecución bajo los cuales se implementarán ajustes al esquema de comercialización mayorista de GN; adoptado el Plan Transitorio de Abastecimiento de GN, incluyendo las inversiones necesarias para aumentar la capacidad de transporte; y el Gestor del Mercado de GN operando; (ii) desarrollados e implementados los instrumentos técnicos, jurídicos, económico-financieros, de planificación y de información para el PROURE para 2017-2022, contemplando que: se haya adoptado el Plan de Acción Indicativo para el desarrollo del PROURE con sus recursos asociados; se haya elaborado la guía para la formulación e implementación de planes de GEDE en entidades públicas; se haya adoptado el sistema de etiquetado e información al consumidor sobre EE; se haya publicado el Documento Mapa de Ruta para la implementación de redes inteligentes en Colombia; se hayan adoptado disposiciones en materia de implementación de mecanismos de respuesta de la demanda; y se hayan diseñado los mecanismos para la desconexión voluntaria de la demanda como medio para dar confiabilidad al SIN; y (iii) completados los estudios de diagnóstico, análisis y propuestas de modificación sobre el funcionamiento del MEM; y se haya emitido y adoptado el Plan de Expansión de Referencia Generación y Transmisión 2015-2029.
- 1.40 Los mecanismos activadores para este subcomponente en el segundo préstamo están orientados a: (i) fortalecer el funcionamiento del mercado de GN mediante: regulación que incorpore ajustes a los mecanismos de comercialización mayorista del GN; la adopción del Plan Indicativo de Expansión de Cobertura de GN; y que el Gestor de Mercado haya estabilizado su operación y esté generando indicadores de mercado; (ii) avanzar en la agenda de GEDE, con los lineamientos para actualizar el marco legal para el otorgamiento de incentivos tributarios para proyectos de GEDE; la presentación por parte de algunas entidades públicas, del diseño de sus planes de gestión de energía de acuerdo

con los lineamientos de la guía realizada por UPME; el diseño de las herramientas (divulgación, capacitación) para la implementación del etiquetado entrada en vigencia la segunda etapa del etiquetado (2017); realización de estudio de la funcionalidad de la medición inteligente; implementación y ajustes a los mecanismos de respuesta de la demanda; establecimiento de mecanismos para la desconexión voluntaria de la demanda para hacer mayor eficiencia del SIN y su confiabilidad; y (iii) aprobación de [Agenda Regulatoria 2017 de la CREG](#) para la implementación de las recomendaciones de reforma en el MEM; y adopción del plan de expansión de generación y transmisión del sector eléctrico 2017-2031.

- 1.41 **Componente 3. Promoción del acceso a energía en ZNI con FNCER.** Apoyará la adopción de medidas que permitan incrementar el acceso a la energía en ZNI con FNCER. Para este primer préstamo se han acordado los siguientes compromisos: (i) se han definido y aprobado los siguientes lineamientos de política energética, definidos en la Ley 1715 de 2014, referentes al uso de FCNER en las ZNI: reglamentación para el Registro de Proyectos de Generación con FNCER conectables a la red y en las ZNI; y (ii) se han adoptado los lineamientos de política para la expansión de la cobertura del servicio de energía eléctrica en el SIN y en las ZNI con FNCER.
- 1.42 Los mecanismos activadores para el segundo préstamo incluyen que: (i) esté en operación el registro de proyectos eléctricos para FNCER; y (ii) se haya concesionado, al menos, una ZNI como bajo un esquema empresarial.

C. Indicadores Claves de Resultados

- 1.43 El logro de los objetivos del programa se medirá tomando como referencia los indicadores y metas que se presentan en la [Matriz de Resultados](#) en la cual se refleja el alcance de las dos operaciones de la serie programática. Como resultado, con este programa se busca: (i) la diversificación y mayor participación de las FNCER en el SIN y las transferencias de energía binacionales con Ecuador; (ii) fortalecer el MEM con medidas que permitan garantizar la oferta de GN, administrar la demanda y mejorar el funcionamiento del MEM; y (iii) promover el acceso a la energía en las ZNI mediante el uso de FNCER. Como impacto del programa se espera asegurar e incrementar la oferta eficiente de energía eléctrica y reducir la emisión de GEI.
- 1.44 El Cuadro I-1. presenta los resultados esperados y sus Indicadores.

Cuadro I-1. Resultados Esperados e Indicadores

Impacto	Indicador
Asegurar oferta eficiente de energía eléctrica	Capacidad nominal de generación en el SIN
	Costo marginal de la operación del sistema a largo plazo (CMLP)
Reducción de emisiones GEI	Emisión de GEI generadas por el sector eléctrico (tCO ₂ e/millones)
Resultado	Indicador
Diversificación matriz energética y promoción integración energética regional	Capacidad instalada en FNCER en el SIN
	Capacidad Efectiva Neta de Cogeneración a gran escala al SIN
	Volumen energía eléctrica transada binacionalmente con Ecuador por año
Fortalecimiento del mercado eléctrico	Volumen anual de oferta de GN para generación eléctrica
	Consumo de electricidad en el Sector Industrial
Capacidad instalada de FNCER en ZNI	Capacidad instalada de FNCER en ZNI

- 1.46 **Evaluación económica.** Se realizó una [evaluación económica](#) de los beneficios económicos derivados de la diversificación de la matriz energética con mayor participación de FNCER y GN que lleva a menores costos de generación y reducción de emisiones de CO₂. Se estima que el Valor Presente Neto (VPN) de los beneficios por menores costos de generación ascienden a US\$5.748 millones y que el VPN de beneficios ambientales asciende a US\$213 millones. Los principales supuestos del análisis son: un diferencial de costo marginal de US\$13,8/MWh, tasa de descuento 12% y valor de la tonelada de CO₂ US\$6,93²¹. Se realizó análisis de sensibilidad a cambios en los supuestos de costos marginales de generación y de valor monetario de la tonelada de CO₂, observándose robustez en los resultados. Se hizo un análisis costo beneficio de las medidas de EE, para la cual se estima un VPN de US\$1.237 millones, con una TIR de 36%. Este resultado es robusto a un análisis de sensibilidad a cambios en la tarifa eléctrica, asumiendo una reducción de hasta un 30%.
- 1.47 Para el componente de acceso a electrificación en ZNI se llevó a cabo un análisis de costo eficiencia para justificar la solución de uso de FNCER. Se determinó que el uso de FNCER con respecto al suministro convencional (diésel), significa un ahorro del 40% en el costo unitario de kilowatt-hora suministrado.

²¹ Información de CRE según <https://www.investing.com/> y <https://www.theice.com/products>. Tasa de cambio según el Banco Central Europeo.

II. ESTRUCTURA DE FINANCIAMIENTO Y PRINCIPALES RIESGOS

A. Instrumentos de Financiamiento

- 2.1 El programa se estructura bajo la modalidad de préstamo PBP. El PBP constituye el instrumento del BID más apropiado para apoyar la profundización de los avances del gobierno en la gestión sostenible del sector teniendo en cuenta que facilita diálogo de política entre el país y el Banco, brinda los plazos necesarios para que las reformas se implementen y la oportunidad para revisar los avances logrados en la primera operación (CS-3633-1). El monto de cada préstamo se define por las necesidades de financiamiento para el desarrollo de Colombia y su límite de endeudamiento con el Banco. La primera operación será de US\$300 millones del Capital Ordinario del Banco.
- 2.2 **Dimensionamiento de la operación.** De acuerdo con lo establecido en el párrafo 3.27 (b) del documento de “Préstamos en Apoyo de Reformas de Política: Directrices sobre Preparación y Aplicación (Versión, CS-3633-1)”, el dimensionamiento de la operación se realizó en función de las necesidades de recursos fiscales que enfrenta el país. Para 2017, las necesidades de financiamiento del Gobierno Central equivalen a 8,1% del PIB. El monto de la operación está destinado a cubrir parte de este financiamiento, representando el 1,2% de las necesidades de financiamiento totales y el 10,7% del financiamiento de fuentes multilaterales.

B. Riesgos Ambientales y Sociales

- 2.3 De acuerdo con la Directiva B.13 de la Política de Medio Ambiente y Cumplimiento de Salvaguardias del Banco (GN-2208-20 y OP-703), no se requiere clasificación de impacto sobre el medio ambiente. Las reformas propuestas no generan impactos ambientales ni sociales negativos.

C. Riesgos Fiduciarios

- 2.4 Colombia tiene extensa trayectoria en el manejo de recursos de crédito externo y no se visualizan riesgos de gestión financiera. El Ministerio de Hacienda y Crédito Público (MHCP) cuenta con amplia experiencia ejecutando procesos de reforma y brindará apoyo a las autoridades sectoriales que lideran el proceso que este PBP apoya en el sector eléctrico.

D. Otros Riesgos del Proyecto

- 2.5 Se identificó como riesgos de ejecución medio, posibles retrasos en completar las reformas propuestas y que el nuevo gobierno a elegirse en 2018 no priorice las reformas propuestas para la segunda operación del Programa. Para mitigar estos riesgos, el Banco continuará manteniendo reuniones de seguimiento, como mínimo cada 6 meses, para determinar la evolución y resultados, identificar el apoyo adicional que se requiera para satisfacer las condiciones, cumplir con el [Plan de Seguimiento y Evaluación \(PSE\)](#) del programa (§13.4); y lograr los mecanismos activadores del segundo préstamo. Dado que existe un consenso político alrededor de las reformas al sector energético, en los compromisos de la primera operación se incluyeron reformas regulatorias y

reglamentos legislativos, y en la segunda operación se incluyeron compromisos relacionados con avances en la implementación de las reformas y la aplicación de los nuevos reglamentos, mitigando el riesgo de ejecución frente al proceso electoral. El Banco continuará su apoyo al gobierno en el fortalecimiento de la capacidad institucional de los agentes involucrados, por medio de la Cooperación Técnica (CO-T1438) cuyo objetivo es brindar a las autoridades, acompañamiento técnico en la implementación de las reformas de la serie.

III. PLAN DE IMPLEMENTACIÓN Y GESTIÓN

A. Resumen de los Arreglos de Implementación

- 3.1 El prestatario será la República de Colombia. La ejecución del programa y la utilización de los recursos del financiamiento serán llevadas a cabo por el prestatario a través del MHCP en calidad de Organismo Ejecutor (OE). El MHCP, es responsable de: (i) impulsar el logro de los objetivos de política; (ii) proveer evidencia del cumplimiento de las condiciones de política acordadas; y (iii) recopilar y proveer la información que permita al gobierno y al Banco medir y evaluar los resultados del programa.
- 3.2 El MHCP mediante el desarrollo de reuniones periódicas de análisis y seguimiento, coordinará con el DNP y el MME, la CREG y la UPME, la preparación y el cumplimiento de los compromisos programáticos para el segundo préstamo del PBP y la consolidación de la reforma sectorial (§3.4).
- 3.3 La transferencia de recursos de esta operación constituye un apoyo presupuestario directo. Los recursos serán transferidos al MHCP siguiendo los procedimientos de administración financiera establecidos en la legislación nacional. Se prevé efectuar un desembolso único, luego de suscrito el contrato de préstamo y cuando se haya verificado el cumplimiento de las condiciones especiales y generales previas al desembolso. **El único desembolso del préstamo estará condicionado al cumplimiento de las medidas de reforma de política de conformidad con lo establecido en la Matriz de Política (Anexo II) y en la Carta de Política, y de las condiciones establecidas en el Contrato de Préstamo.** Se confirmará este cumplimiento mediante los instrumentos identificados en la [Matriz de Medios Verificación](#). El Banco podrá solicitar auditoría externa del programa en caso de considerarlo pertinente.

B. Resumen de los Arreglos para el Monitoreo de Resultados

- 3.4 Se ha elaborado un detallado [PSE](#), en el que se incluyen los indicadores de resultados e impactos de mediano y largo plazo, consistente con el proceso de reforma de políticas acordado en la Matriz de Políticas (Anexo II). Estos indicadores se reflejan en la [Matriz de Resultados](#). El PSE contempla reuniones de seguimiento y coordinación entre las agencias gubernamentales involucradas en la ejecución de las reformas de política, para determinar la evolución y resultados en los avances de las reformas. El gobierno y el Banco han acordado efectuar reuniones periódicas para el seguimiento y evaluación de la [Matriz de Resultados](#). Antes de procesar el segundo préstamo del PBP, el Banco producirá un informe de progreso revisando la evolución del programa, los

avances en las reformas y los mecanismos activadores e identificará modificaciones y ajustes que pudiesen requerirse para alcanzar las metas del programa.

- 3.5 Una vez ejecutada la segunda operación, se llevará a cabo una evaluación ex post de los resultados del programa. La metodología a desarrollar será similar a la evaluación económica ex ante (análisis de costo-beneficio) adelantada al inicio de cada préstamo de la serie. Un Informe de Terminación de Proyecto (PCR, *Project Completion Report*) será preparado por el equipo de proyecto, según las guías OP-1242-5 del Banco. El PCR evaluará los impactos obtenidos y utilizará como insumo el análisis de costo-beneficio.

IV. CARTA DE POLÍTICA

- 4.1 El gobierno ha acordado con el Banco las políticas macroeconómicas y del sector eléctrico que se apoyan con el programa, las cuales se encuentran en la [Carta de Política](#) presentada por el MHCP y el DNP al Banco, en la cual se refiere a los principales componentes de la estrategia para el PBP y su compromiso con estos acuerdos.

Matriz de Efectividad en el Desarrollo		
Resumen		
I. Prioridades corporativas y del país		
1. Objetivos de desarrollo del BID	Sí	
Retos Regionales y Temas Transversales	-Inclusión Social e Igualdad -Productividad e Innovación -Integración Económica -Cambio Climático y Sostenibilidad Ambiental -Capacidad Institucional y Estado de Derecho	
Indicadores de desarrollo de países	-Reducción de emisiones con apoyo de financiamiento del Grupo BID (millones de toneladas anuales de CO2 equivalente)* -Capacidad de generación de energía instalada de fuentes de energía renovable (%)* -Acuerdos de integración regional, subregional y extra regional e iniciativas de cooperación apoyadas (#)*	
2. Objetivos de desarrollo del país	Sí	
Matriz de resultados de la estrategia de país	GN-2832	Incrementar el acceso equitativo a servicios básicos de calidad.
Matriz de resultados del programa de país		La intervención no está incluida en el Programa de Operaciones de 2017.
Relevancia del proyecto a los retos de desarrollo del país (si no se encuadra dentro de la estrategia de país o el programa de país)		
II. Resultados de desarrollo - Evaluabilidad	Evaluable	
3. Evaluación basada en pruebas y solución	9.0	
3.1 Diagnóstico del Programa	2.4	
3.2 Intervenciones o Soluciones Propuestas	3.6	
3.3 Calidad de la Matriz de Resultados	3.0	
4. Análisis económico ex ante	10.0	
4.1 El programa tiene una TIR/VPN, Análisis Costo-Efectividad o Análisis Económico General	4.0	
4.2 Beneficios Identificados y Cuantificados	1.5	
4.3 Costos Identificados y Cuantificados	1.5	
4.4 Supuestos Razonables	1.5	
4.5 Análisis de Sensibilidad	1.5	
5. Evaluación y seguimiento	6.2	
5.1 Mecanismos de Monitoreo	1.3	
5.2 Plan de Evaluación	5.0	
III. Matriz de seguimiento de riesgos y mitigación		
Calificación de riesgo global = magnitud de los riesgos*probabilidad	Bajo	
Se han calificado todos los riesgos por magnitud y probabilidad	Sí	
Se han identificado medidas adecuadas de mitigación para los riesgos principales	Sí	
Las medidas de mitigación tienen indicadores para el seguimiento de su implementación	Sí	
Clasificación de los riesgos ambientales y sociales	B.13	
IV. Función del BID - Adicionalidad		
El proyecto se basa en el uso de los sistemas nacionales		
Fiduciarios (criterios de VPC/FMP)		
No-Fiduciarios		
La participación del BID promueve mejoras adicionales en los presuntos beneficiarios o la entidad del sector público en las siguientes dimensiones:		
Igualdad de género		
Trabajo		
Medio ambiente		
Antes de la aprobación se brindó a la entidad del sector público asistencia técnica adicional (por encima de la preparación de proyecto) para aumentar las probabilidades de éxito del proyecto		
La evaluación de impacto ex post del proyecto arrojará pruebas empíricas para cerrar las brechas de conocimiento en el sector, que fueron identificadas en el documento de proyecto o el plan de evaluación.		

Nota: (*) Indica contribución al Indicador de Desarrollo de Países correspondiente.

El objetivo principal del proyecto es contribuir a la sostenibilidad del sector energético del país mediante un conjunto de reformas de política que permitan la oferta eficiente de energía eléctrica del Sistema Interconectado Nacional y las Zonas No Interconectadas. Los objetivos específicos son: (i) asegurar un contexto macroeconómico congruente con los objetivos del programa; (ii) contribuir a garantizar el abastecimiento de energía mediante la diversificación de la matriz energética con Fuentes No Convencionales de Energía Renovable, el aumento en los intercambios de energía con países vecinos y el aumento de la oferta de Gas Natural para la generación de energía; y (iii) promover el acceso a la energía en la Zonas No Interconectadas mediante el uso de Fuentes No Convencionales de Energía Renovable.

El proyecto presenta un diagnóstico completo con una descripción precisa de la situación del sector energético del país, los obstáculos que existen en la actualidad para poder diversificar la matriz energética con Fuentes No Convencional de Energía Renovable y las dificultades que se presentan para atender localidades que hacen parte de las Zonas No Interconectadas. Asimismo, se menciona la experiencia del Banco apoyando intervenciones similares en otros países de la Región.

En términos de la matriz de resultados, los indicadores son SMART y cuentan con medios de verificación.

El análisis de costo-beneficio (ACB) es coherente con la lógica del programa, cuenta con supuestos razonables y utiliza una metodología rigurosa. El componente 2 se analiza mediante esta metodología, mientras que el componente 3 se analiza mediante un análisis de costo-efectividad que muestra que las opciones fotovoltaicas e híbridas son las más costo-efectivas en las zonas del país a donde se quiere llegar.

El proyecto incluye un plan de monitoreo y evaluación acorde los estándares del Banco. La eficacia de la intervención propuesta se medirá siguiendo varios enfoques: un enfoque de análisis de costo-beneficio ex post y una comparación antes-después.

Los riesgos identificados en la matriz de riesgos están clasificados en cuanto a su magnitud y probabilidad; se incluyen medidas de mitigación y métricas relacionadas para realizar un seguimiento de su aplicación.

MATRIZ DE POLÍTICAS

Objetivo: El objetivo general es contribuir a la sostenibilidad del sector energético del país a través de un proceso de reformas de políticas que permitan asegurar la oferta eficiente de energía eléctrica en el Sistema Interconectado Nacional (SIN) y las Zonas No Interconectadas (ZNI), a fin de reducir la vulnerabilidad del sector frente a los efectos del cambio climático y aumentar el acceso eléctrico. Los objetivos específicos son: (i) asegurar el mantenimiento de un contexto macroeconómico congruente con los objetivos del programa según lo establecido en la Matriz de Políticas y en la Carta de Política Sectorial; (ii) contribuir a garantizar el abastecimiento de energía del SIN 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; y establecer medidas que permitan aumentar y garantizar la oferta de GN para generación, administrar la demanda energética y optimizar el funcionamiento del Mercado Eléctrico Mayorista (MEM); y (iii) promover el acceso a la energía en las ZNI mediante el uso de FNCER.

Objetivos	Compromisos Programático I	Mecanismos Activadores Programático II
Componente 1. Estabilidad macroeconómica.		
Estabilidad del Marco General de Políticas Macro-económicas.	Marco macroeconómico congruente con los objetivos del programa según lo establecido en la Matriz de Políticas y en la Carta de Política Sectorial.	Marco macroeconómico congruente con los objetivos del programa según lo establecido en la Matriz de Políticas y en la Carta de Política Sectorial.
Componente 2. Apoyo a la confiabilidad del abastecimiento eléctrico del Sistema Interconectado Nacional (SIN)		
Subcomponente 2.1. Apoyo a la diversificación de la matriz energética y a la integración eléctrica regional		
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.	Fuentes No Convencionales de Energía Renovable (FNCER)	
	Reglamentación de la Ley 1715 de 2014 (cuyo objeto es promover el desarrollo y la utilización de fuentes no convencionales de energía renovable, FNCER en el sistema energético nacional), para:	Reglamentación adicional de la Ley 1715 de 2014, para:
	➤ Definición de los lineamientos para la aplicación de los “Incentivos a la inversión en proyectos de Fuentes No Convencionales de Energía (FNCE)” (Capítulo III de la Ley 1715 de 2014).	➤ Implementación y puesta en marcha de un sistema informático para realizar los trámites de incentivos contenidos en la Ley 1715 de 2014.
		➤ Reglamentación del Fondo de Energías No Convencionales y Gestión de la Energía (FENOGE).
		Que el FENOGE se encuentre en funcionamiento y con los recursos financieros asignados.
	➤ Regulación que establezca procedimientos y requisitos para avalar proyectos y acceder a los incentivos de la inversión en proyectos de FNCER.	Reglamentación y vigencia de un programa de incentivos tributarios para FNCER.
	➤ Regulación que establezca las condiciones para el proceso de conexión, medida y entrega de excedentes del autogenerador a gran escala al Sistema Interconectado Nacional (SIN).	Regulación que establezca las condiciones necesarias para la conexión de las FNCER al SIN mediante:
		➤ Establecimiento de los requerimientos técnicos de las instalaciones que usen FNCER para la generación eléctrica (solar, eólica, geotérmica) y los

Objetivos	Compromisos Programático I	Mecanismos Activadores Programático II
		<p>procedimientos para la conexión y operación de los autogeneradores.</p> <p>➤ Establecimiento de los procedimientos para la comercialización de la energía proveniente de los autogeneradores.</p>
	Integración Energética Regional	
	Diseño del Proyecto de Decisión del Marco Regulatorio para la interconexión Subregional de los Sistemas Eléctricos e Intercambio Comunitario de Electricidad.	Implementación de las acciones de la hoja de ruta del SINEA y diseño de los estudios complementarios de las Interconexiones Binacionales a que se refieren los estudios del primer Programa en el marco del SINEA
Subcomponente 2.2. Fortalecimiento del mercado eléctrico		
Fortalecer el MEM con medidas que permitan aumentar y garantizar la oferta de GN para generación y administrar la demanda de energía.	Gas Natural (GN)	
	Diseño de los criterios de ejecución bajo los cuales se implementarán ajustes al esquema de comercialización mayorista de GN.	Regulación que incorpora ajustes a los mecanismos de comercialización del GN.
	Adopción del Plan Transitorio de Abastecimiento de Gas Natural.	Adopción del Plan Indicativo de Expansión de Cobertura de GN.
	Que esté en operación el Gestor del Mercado de GN, encargado de gestionar los mercados primario y secundario de GN, y responsable de recopilar, centralizar y hacer pública la información transaccional y operativa del sector.	Que el Gestor de Mercado haya estabilizado la operación y esté generando indicadores de mercado.
	Gestión Eficiente Demanda Energética (GEDE)	
	<p>Desarrollo de los instrumentos técnicos, jurídicos, económico-financieros, de planificación y de información para el Programa de Uso Racional y Eficiente de Energía (PROURE) para el período 2017-2022, que incluya:</p> <p>➤ Adopción de un Plan de Acción Indicativo para el desarrollo del PROURE, con sus recursos asociados.</p>	Lineamientos para la actualización del marco legal para el otorgamiento de incentivos tributarios a proyectos de gestión eficiente de energía.
	➤ Elaboración de la guía para la formulación e implementación de planes de gestión eficiente de la energía en entidades públicas.	Diseño de planes de gestión de energía, por parte de entidades públicas, de acuerdo con los lineamientos de la guía realizada por la UPME.
	➤ Adopción del sistema de etiquetado e información al consumidor sobre eficiencia energética.	Diseño de las herramientas (divulgación y capacitación) para hacer efectivo la implementación del mecanismo de etiquetado. (Sistemas informáticos para revisar el sistema de etiquetado).

Objetivos	Compromisos Programático I	Mecanismos Activadores Programático II
		Adopción de la segunda etapa del sistema de etiquetado (2017).
	➤ Publicación del Documento Mapa de Ruta para la Implementación de Redes Inteligentes que inducen al ahorro energético.	Que se haya realizado un estudio de la funcionalidad de la medición inteligente.
	Adopción de disposiciones en materia de implementación de mecanismos de respuesta de la demanda.	Implementación y ajustes a los mecanismos de respuesta de la demanda.
	Diseño de los mecanismos para la desconexión voluntaria de la demanda como medio para dar confiabilidad al SIN	Aprobación de los mecanismos para la desconexión voluntaria de la demanda como medio para dar confiabilidad al SIN
	Funcionamiento del Mercado Eléctrico Mayorista	
	Publicación de los estudios de diagnóstico, análisis y propuestas de modificación sobre el funcionamiento del MEM colombiano.	La Agenda Regulatoria 2017 de la CREG , (la cual contiene los proyectos regulatorios de mayor prioridad) incluye regulación para la implementación de las recomendaciones de reforma en el MEM.
	Adopción del Plan de Expansión de Referencia Generación y Transmisión 2015-2029.	Adopción del Plan de Expansión de Generación y Transmisión del Sector Eléctrico 2017-2031.
Componente 3. Promoción del acceso a la energía en ZNI		
Promover el acceso a la energía en las ZNI mediante el uso de FNCER.	Reglamentación de la Ley 1715 de 2014, referente al uso de FNCER en las ZNI: ➤ Registro de Proyectos de Generación con FNCER conectables a la red y en ZNI reglamentado.	Reglamentación de la Ley 1715 de 2014, referente al uso de FNCER en las ZNI: Registro de Proyectos de Generación con FNCER conectables a la red y en ZNI, en operación.
	Adopción de los lineamientos de política para la expansión de la cobertura del servicio de energía eléctrica en el SIN y en las ZNI con FNCER.	Concesión de al menos una ZNI como área de Servicio Exclusivo bajo un modelo de esquema empresarial.

DOCUMENTO DEL BANCO INTERAMERICANO DE DESARROLLO

PROYECTO DE RESOLUCIÓN DE-___/17

Colombia. Préstamo ____/OC-CO a la República de Colombia
Programa Nacional para Asegurar un Suministro
de Energía Sostenible y Eficiente

El Directorio Ejecutivo

RESUELVE:

Autorizar al Presidente del Banco, o al representante que él designe, para que, en nombre y representación del Banco, proceda a formalizar el contrato o contratos que sean necesarios con la República de Colombia, como Prestatario, para otorgarle un financiamiento destinado a cooperar en la ejecución de un programa nacional para asegurar un suministro de energía sostenible y eficiente. Dicho financiamiento será hasta por la suma de US\$300.000.000, que formen parte de los recursos del Capital Ordinario del Banco, y se sujetará a los Plazos y Condiciones Financieras y a las Condiciones Contractuales Especiales del Resumen del Proyecto de la Propuesta de Préstamo.

(Aprobada el ___ de ___ de ____)

LEG/SGO/CAN/EZSHARE#1274791288-2833
CO-L1217