

DOCUMENTO DEL BANCO INTERAMERICANO DE DESARROLLO

COLOMBIA

PROGRAMA NACIONAL PARA ASEGURAR UN SUMINISTRO DE ENERGÍA SOSTENIBLE Y EFICIENTE, FASE II

(CO-L1237)

PROPUESTA DE PRÉSTAMO

Este documento fue preparado por el equipo de proyecto integrado por: Maria Alexandra Planas (ENE/CCO) Jefa de Equipo; Leopoldo Montañez (INE/ENE) Co-líder de Equipo; Virginia Snyder, Juan Carlos Cárdenas, Stephanie Suber y Cecilia Seminario (INE/ENE); Leandro Andrian y Andrea Giraldo (CAN/CCO); Javier Jimenez (LEG/SGO); Claudio Alatorre (CSD/CCS); Luca Marini (VPS/ESG), que ayudó a producir este documento.

De conformidad con la Política de Acceso a Información, el presente documento está sujeto a divulgación pública.

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.....	16
C. Indicadores Claves de Resultados.....	20
II. ESTRUCTURA DE FINANCIAMIENTO Y PRINCIPALES RIESGOS	21
A. Instrumentos de Financiamiento	21
B. Riesgos Ambientales y Sociales	21
C. Riesgos Fiduciarios	22
D. Sostenibilidad	22
III. PLAN DE IMPLEMENTACIÓN Y GESTIÓN.....	23
A. Resumen de los Arreglos de Implementación	23
B. Resumen de los Arreglos para el Monitoreo de Resultados.....	23
IV. CARTA DE POLÍTICA	23

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
4.	Plan de Monitoreo y Evaluación
OPCIONALES	
1.	Matriz Comparativa de los Cambios en las Condiciones
2.	Análisis del Cumplimiento de la Política de Servicios Públicos Domiciliarios
3.	Informe Avance de las Reformas de Política
4.	Integración Regional
5.	Análisis de Género

ABREVIATURAS	
APP	Asociación Público-Privada
BID	Banco Interamericano de Desarrollo
CAN	Comunidad Andina de Naciones
CC	Cambio Climático
CO ₂ eq.	<i>Carbon Dioxide equivalent</i>
CREG	Comisión de Regulación de Energía y Gas
CTs	Cooperaciones Técnicas
CXC	Cargo por Confiabilidad
DNP	Dirección Nacional de Planeación
EE	Eficiencia Energética
ER	Energías Renovables
FENOG	Fondo de Energías No Convencionales y Gestión Eficiente de la Energía
FNCER	Fuentes No Convencionales de Energía Renovable
GdC	Gobierno de Colombia
GEDE	Gestión Eficiente de la Demanda Energética
GEI	Gases de Efecto Invernadero
GN	Gas Natural
IAMC	<i>Independent Assessment of Macroeconomic Conditions</i>
IDEAM	Instituto de Hidrología, Meteorología y Estudios Ambientales
IPSE	Instituto de Planificación y Promoción de Soluciones Energéticas para las Zonas No Interconectadas
ITP	Informe de Terminación de Proyecto
kV	Kilovatio
kWh	<i>kilowatt hour</i>
M&E	Plan de Seguimiento y Evaluación
MEM	Mercado de Energía Mayorista
MHCP	Ministerio de Hacienda y Crédito Publico
MME	Ministerio de Minas y Energía
MPCD	Millones de Pies Cúbicos por Dia
MTon	Millones de Toneladas
MW	<i>Mega-watts</i>
OE	Organismo Ejecutor
OEF	Obligaciones de Energía en Firme
PAI-PROURE	Plan de Acción Indicativo de Eficiencia Energética y Programa de Uso Racional y Eficiente de Energía
PBP	Programático Basado en Política
PIB	Producto Interno Bruto
PSP	Política de Servicios Públicos
RETIQ	Reglamento Técnico de Etiquetado
SIEPAC	Sistema de Interconexión Eléctrica de los Países de América Central
SIN	Sistema Interconectado Nacional
SINEA	Sistema Interconectado Eléctrico Andino
TIE	Transacciones Internacionales de Electricidad
TJ	Tera Julios
UPME	Unidad de Planeación Minero-Energética
US\$	Dólares de los Estados Unidos de América
VPP	Vida Promedio Ponderada
ZNI	Zona(s) No Interconectada(s)

RESUMEN DEL PROYECTO
COLOMBIA
PROGRAMA NACIONAL PARA ASEGURAR UN SUMINISTRO DE ENERGÍA SOSTENIBLE Y EFICIENTE, FASE II
(CO-L1237)

Términos y Condiciones Financieras				
Prestatario: República de Colombia			Facilidad de Financiamiento Flexible^(a)	
			Plazo de amortización:	19 años
Organismo Ejecutor (OE): 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)			Período de desembolso:	1 año
			Período de gracia:	5,5 años ^(b)
Fuente	Monto (US\$)	%	Tasa de interés:	Basada en LIBOR
BID (Capital Ordinario-CO):	600.000.000	100	Comisión de crédito:	(c)
			Comisión de inspección y vigilancia:	(c)
			Vida Promedio Ponderada (VPP):	12,46 años
Total:	600.000.000	100	Moneda de aprobación:	Dólares de los Estados Unidos de América (US\$)
Esquema del Proyecto				
<p>Objetivo del proyecto/descripción: 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 (CC) 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 de energía a nivel internacional; y establecer medidas que permitan aumentar y garantizar la oferta de Gas Natural (GN) para generación, administrar la demanda energética y optimizar el funcionamiento del Mercado de Energía Mayorista (MEM); y (iii) promover el acceso a la energía en las ZNI mediante el uso de FNCER.</p> <p>La presente operación es la segunda de una serie de dos operaciones independientes pero vinculadas técnicamente, bajo la modalidad de préstamo Programático Basado en Política (PBP).</p>				
<p>Condiciones contractuales especiales previas al único desembolso del financiamiento: cumplir, a satisfacción del BID, de las condiciones de política señaladas en el Anexo II (Matriz de Resultados), en adición al cumplimiento de las demás condiciones establecidas en el Contrato de Préstamo (¶3.2).</p>				
<p>Excepciones a las políticas del Banco: Ninguna.</p>				
Alineación Estratégica				
Desafíos ^(d) :	SI	<input checked="" type="checkbox"/>	PI	<input checked="" type="checkbox"/>
			EI	<input checked="" type="checkbox"/>
Temas Transversales ^(e) :	GD	<input checked="" type="checkbox"/>	CC	<input checked="" type="checkbox"/>
			IC	<input checked="" type="checkbox"/>

- ^(a) Bajo los términos de la Facilidad de Financiamiento Flexible (documento FN-655-1) el Prestatario tiene la opción de solicitar modificaciones en el cronograma de amortización, así como conversiones de moneda, de tasa de interés y de productos básicos. En la consideración de dichas solicitudes, el Banco tomará en cuenta aspectos operacionales y de manejo de riesgos.
- ^(b) Bajo las opciones de reembolso flexible de la Facilidad de Financiamiento Flexible (FFF), cambios en el periodo de gracia son posibles siempre que la Vida Promedio Ponderada (VPP) Original del préstamo y la última fecha de pago, documentadas en el contrato de préstamo, no sean excedidas.
- ^(c) 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.
- ^(d) SI (Inclusión Social e Igualdad); PI (Productividad e Innovación); y EI (Integración Económica).
- ^(e) 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

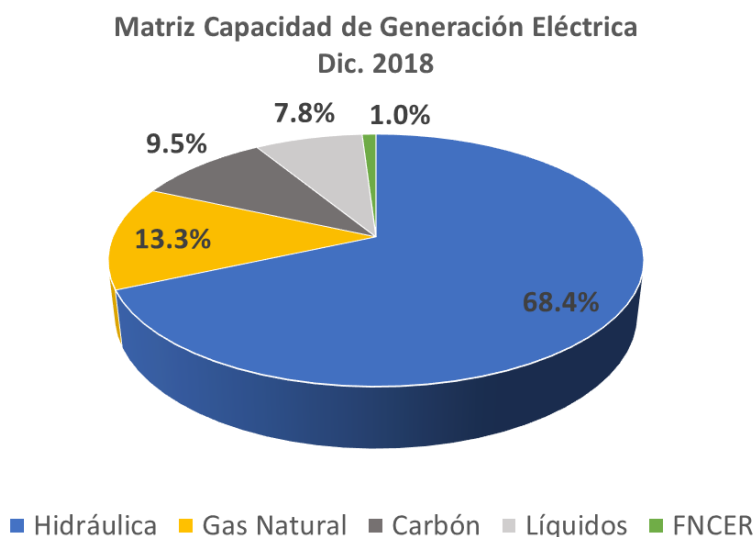
A. Antecedentes, Problemática y Justificación

- 1.1 Esta operación es la segunda de una serie de dos operaciones bajo la modalidad de préstamo Programático Basado en Política (PBP). La serie fue acordada con el Gobierno de la República de Colombia para apoyar medidas estructurales destinadas a contribuir a la sostenibilidad del sector energético del país mediante reformas de política que permitan asegurar la oferta confiable y eficiente de energía eléctrica al Sistema Interconectado Nacional (SIN) y a las Zonas No Interconectadas (ZNI).
- 1.2 Las medidas de política propuestas por la presente operación son congruentes y dan continuidad a los objetivos del programático y consolidan las reformas de política que el país ha adoptado para mejorar la sostenibilidad del sector energético.
- 1.3 **Situación macroeconómica.** La economía colombiana sigue en un proceso de ajuste hacia un nuevo equilibrio macroeconómico. La fuerte caída del precio de petróleo en el 2014 tuvo impactos importantes. Primero tuvo un efecto directo sobre la inversión, la actividad económica y las finanzas públicas y cuentas externas. El ajuste fiscal necesario impactó en la actividad económica, reduciendo desde 2015 la tasa de crecimiento del Producto Interno Bruto (PIB), que llegó a su piso en 2017 con un crecimiento de 1,8% anual en 2017. También provocó una depreciación significativa en el tipo de cambio (más del 70% entre 2014 y 2016) que, junto con la desaceleración de la demanda agregada, permitió un ajuste de las cuentas externas a partir de 2016. Además, la inflación retornó al rango meta, permitiendo una política monetaria más expansiva. En el contexto actual y con el marco de políticas vigente, se espera que la economía recupere una senda de crecimiento ascendente, con 2018 cerrando en 2,7% anual. A su vez la tasa de inflación se situaría en diciembre de 2018 en 3,3% anual (dentro del rango meta 2%-4%). A su vez, continuaría el ajuste externo con una disminución del déficit de cuenta corriente, el cual se colocaría en 2,9% del PIB.
- 1.4 **Estado de situación del sector de Energía.** Colombia tiene una matriz energética relativamente rica tanto en combustibles fósiles como en recursos renovables. La explotación y producción energética colombiana está constituida a grandes rasgos en un 93% de recursos primarios de origen fósil, aproximadamente un 4% de hidroenergía y un 3% de biomasa y residuos. De esa explotación primaria, se exporta aproximadamente un 69%, principalmente en forma de carbón mineral (aprox. el 94% del producido, representando el 62% de las exportaciones energéticas) y petróleo (aprox. el 66% del producido, representando el 36% de las exportaciones energéticas), y utiliza un 31% del cual, cerca del 78% corresponde a recursos fósiles y el 22% a recursos renovables¹.
- 1.5 En cuanto al sector eléctrico, este tiene una capacidad instalada de generación en el SIN de 17.312 *Mega-watts* (MW)², de esta, el 68,4% corresponde a generación hidráulica, el 29,4% a térmica (13,3% con Gas Natural-GN), 7,8% con

¹ [Integración de las energías renovables no convencionales en Colombia](#). Unidad de Planeación Minero-Energética (UPME).

² Informe Mensual de Variables de Generación y del Mercado Eléctrico Colombiano. Diciembre 2018. XM.

combustibles líquidos y 9,5% con carbón) y aproximadamente el 1% a Fuentes No Convencionales de Energía Renovable (FNCER). Esta capacidad ha tenido un crecimiento³ en la última década de 25,2% y en los últimos cinco años de 17,4%. Colombia cuenta desde 2016 con una planta regasificadora localizada en la Costa Caribe que contribuye a la diversificación de la matriz y a dar mayor seguridad energética por eventos adversos como El Niño. Esta planta tiene una capacidad de almacenamiento de 170.000 metros cúbicos de GN licuado y una capacidad de regasificación de 400 Millones de Pies Cúbicos por Día (MPCD).



- 1.6 **Organización del sector eléctrico.** La organización del mercado eléctrico colombiano se basa en la separación vertical de las actividades de la cadena de valor (generación, transmisión, distribución y comercialización), desarrolladas por empresas de capital público, privado o mixto. El sector está regulado por la [Ley 142 de Servicios Públicos Domiciliarios](#) y la [Ley 143 de Electricidad](#), de 1994.
- 1.7 El Ministerio de Minas y Energía (MME) es la entidad rectora del sector y encargada de formular, adoptar, dirigir y coordinar las políticas, planes y programas del sector energético en conjunto con el Departamento Nacional de Planeación (DNP). A su vez, el MME cuenta con seis entidades⁴ adscritas, de las cuales tres son del sector de energía. Éstas son: (i) la Unidad de Planeación Minero-Energética (UPME); (ii) el Instituto de Planificación y Promoción de Soluciones Energéticas para las Zonas No Interconectadas (IPSE); y (iii) la Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG). Adicionalmente, existe la Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios (SSPD) encargada de ejercer inspección, vigilancia y control a las entidades y empresas prestadoras de servicios públicos domiciliarios.
- 1.8 El sector se encuentra dividido en dos áreas de servicio, el SIN y las ZNI. El SIN se encuentra organizado alrededor de un Mercado de Energía Mayorista (MEM)

³ Informes mensuales de variables de generación y del mercado eléctrico colombiano 2010/2018 – UPME.

⁴ Agencia Nacional de Hidrocarburos, Agencia Nacional de Minería, UPME, IPSE, CREG, Servicio Geológico Colombiano. La UPME cumple la función de planear integralmente el sector minero energético evaluando la oferta y demanda de recursos para la toma de decisiones. El IPSE está encargado de identificar, elaborar, promocionar y viabilizar proyectos de acceso a energía en las ZNI. La CREG es responsable de la regulación económica y técnica del sector.

donde las diferentes tecnologías de generación compiten libremente 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. 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 Confiabilidad (CXC)⁵ y su percepción de riesgo asociado al despacho. Las transacciones de corto plazo se realizan a través del mecanismo de la Bolsa de Energía y las transacciones a largo plazo por medio de contratos financieros.

- 1.9 En la Bolsa de Energía, el precio de energía en condiciones normales de operación corresponde al mayor precio de oferta de las unidades con despacho centralizado que han sido programadas para generar en el despacho ideal. También existe un precio techo de venta denominado precio de escasez, que corresponde al valor máximo que puede pagar la demanda del país por la energía. Cuando el precio de escasez supera el precio de bolsa, esto indica que hay una situación crítica en el sistema y se activa una norma⁶ para regular el precio al que se compra la energía.
- 1.10 **Diagnóstico y desafíos de la reforma en el sector.** En Colombia, las Leyes 142 y 143 de 1994 establecieron un nuevo marco de funcionamiento para el sector eléctrico. La liberalización del mercado, la introducción de formación de precios competitiva en generación, la regulación por incentivos en transmisión y distribución y los avances institucionales han permitido contar con un suministro confiable y un modelo de gestión referente a nivel internacional. Sin embargo, aún quedan esfuerzos por realizar para garantizar un suministro confiable con precios eficientes, aumentar la resiliencia ante fenómenos climáticos y lograr una mayor calidad y cobertura del servicio como lo demuestra la posición 79 (de 137) en el Índice Global de Competitividad⁷ en relación con la calidad de la oferta de energía en el país. Además, los cambios de la industria tales como los avances de las tecnologías de información, telecomunicaciones, control y supervisión y la tendencia hacia una mayor descentralización de las actividades de producción de energía y de las transacciones asociadas, entre otros, ofrecen oportunidades para aumentar la competencia, diversificar el portafolio de generación, aumentar la participación de la demanda, automatizar las redes de distribución, aprovechar los recursos locales embebidos en las redes de distribución y modernizar la arquitectura de mercado y la regulación.
- 1.11 Bajo ese escenario, el Banco aprobó en 2017, la primera operación del préstamo PBP para apoyar reformas que garanticen un suministro de energía sostenible y eficiente (4415/OC-CO). A continuación, se detallan los problemas específicos diagnosticados, los avances alcanzados desde la aprobación de la primera operación en 2017 y finalmente los hitos que se esperan cumplir en 2019.
- 1.12 En cuanto a los retos relacionados con el suministro confiable de electricidad en especial en épocas de baja hidrología, estos están relacionados con: (i) una matriz

⁵ El CXC es un esquema de remuneración que permite hacer viable la inversión en los recursos de generación eléctrica necesarios para garantizar de manera eficiente la demanda de energía en condiciones críticas de abastecimiento, a través de señales de largo plazo y la estabilización de los ingresos del generador.

⁶ Resolución CREG 140 (2017) la cual define la metodología para calcular el precio de escasez (se determina de acuerdo con los costos variables asociados al SIN y al precio del combustible).

⁷ *World Economic Forum. The Global Competitiveness Report. 2017-2018.*

energética altamente concentrada en el recurso hídrico; (ii) una limitada integración regional; (iii) restricciones en el mercado de GN para generación; (iv) limitado uso de prácticas de Gestión Eficiente de la Demanda Energética (GEDE) como mecanismo de ahorro energético; y (v) rigideces en el funcionamiento del MEM.

1.13 **Concentración y dependencia de la matriz energética en el recurso hídrico.**

De acuerdo con estudios realizados por el Instituto de Investigaciones Marinas y Costeras y el Instituto de Hidrología, Meteorología y Estudios Ambientales (IDEAM), Colombia es altamente vulnerable a los impactos del Cambio Climático (CC)⁸. Este riesgo se correlaciona con la marcada dependencia del SIN al recurso hídrico ya que casi el 70% de la capacidad instalada de generación es hidráulica. Esta concentración hace vulnerable al sistema ante escenarios de hidrología crítica, como ocurre con la recurrencia cíclica del fenómeno El Niño. Durante los períodos de normalidad hidrológica en que los aportes se asemejan a la media histórica, (caso en 2017) la generación hidráulica estuvo en capacidad de abastecer el 86% de la demanda. En contraste, durante períodos de hidrología crítica como durante El Niño de 2009-2010, y 2015-2016, las fuentes de generación térmica cubrieron más del 50% de la demanda. Estas plantas térmicas (combustibles líquidos, GN y carbón) tienen costos de generación más altos que las hidráulicas en condiciones normales⁹.

El riesgo de alza en costos de generación ante escenarios de sequía puede reducirse diversificando la matriz de generación con un aumento de la participación de FNCER, que tienen costos variables cercanos a cero. El Gobierno de Colombia (GdC) se comprometió a incorporar 1.500 MW de FNCER para el 2022 y se espera que representen entre 13% y 18% de la generación del sistema eléctrico al 2031 de acuerdo con los dos escenarios del Plan de Expansión de Referencia de Generación – Transmisión 2017-2031. Con el fin de incorporar FNCER al sistema nacional, la UPME ha aprobado¹⁰ 102 solicitudes de conexión con una capacidad de 3.782 MW. (ver Tabla 1).

Tabla 1: Capacidad Instalada de Proyectos Viabilizados por Tecnología

Tipo de FNCER	Capacidad Estimada (MW)	Número de Proyectos
Eólica	1.662	12
Solar	1.420	30
Biomasa	13	3
Pequeñas centrales hidroeléctricas	686	57
Total	3.782	102

Fuente: elaboración propia con datos UPME.

1.14 La primera operación programática avanzó en la reglamentación de los incentivos tributarios para los proyectos con FNCER propuestos por la Ley 1715 de 2014

⁸ [Impacto del Cambio Climático en Colombia.](#)

⁹ Por ejemplo, en 2015 el precio en bolsa de la generación con combustibles líquidos alcanzó \$0,31/kilowatt hour (kWh), frente a \$0,08/kWh con fuentes hídricas (US\$0.000096/kWh y US\$0.000025/kWh, respectivamente).

¹⁰ Septiembre 2018.

(Ley de Energías Renovables-ER), así como en la expedición de regulación que establece las condiciones para el proceso de conexión, medida y entrega de excedentes del auto generador a gran escala al SIN.

- 1.15 Sin embargo, para lograr las ambiciosas metas de penetración de FNCER del gobierno, aún es necesario aprobar lineamientos de política y reglamentación que definan los mecanismos de contratación a largo plazo de este tipo de fuentes de generación, así como avanzar en la convocatoria de la primera subasta de proyectos con FNCER a gran escala¹¹. La entrada de este tipo de energía tiene que venir acompañada de: (i) la reglamentación y puesta en funcionamiento el Fondo de Energías No Convencionales y Gestión Eficiente de la Energía (FENOGE)¹², el cual tiene como objeto principal: (i) la promoción y fomento de las FNCER; y (ii) la puesta en marcha de un sistema de información que presente los proyectos beneficiados con el programa de incentivos tributarios para FNCER. Se requiere además regulación y reglamentaciones que establezcan: (i) las condiciones y requerimientos técnicos de las instalaciones que usan FNCER para generación eléctrica; (ii) las condiciones para conexión y operación de autogeneradores; y (iii) la reglamentación de la comercialización de excedentes de autogeneradores a pequeña escala. Estos aspectos se promoverán como parte del desarrollo de la segunda operación y se detallan en el Componente I.
- 1.16 **Limitados intercambios internacionales de electricidad.** A pesar de los esfuerzos realizados aún los intercambios de electricidad con los países vecinos son muy limitados¹³, no sólo por la falta de infraestructura, sino además por la necesidad de ajustes al marco regulatorio, comercial y operativo que regula las Transacciones Internacionales de Electricidad (TIE). Por ejemplo, que la capacidad de transmisión de la interconexión con Ecuador podría ser aumentada por lo menos en 150 MW mediante inversiones en la red del sistema sur-colombiano y en el enlace actual.
- 1.17 La primera operación del PBP suscribió en diciembre de 2016, junto a los demás países miembros de la Comunidad Andina de Naciones (CAN) el Acta de Organismos Reguladores de Servicios de Electricidad de la CAN, en la que se acordó el proyecto de decisión del marco regulatorio para la interconexión subregional de los Sistemas Eléctricos e Intercambio Comunitario de Electricidad. Asimismo, en abril de 2017, Colombia aprobó la Decisión CAN 816, que ordena

¹¹ La primera subasta de este tipo se realizó el 26 de febrero de 2019. A pesar de que calificaron nueve proyectos de generación y 12 compradores, dos de las tres condiciones de competencia establecidas por la CREG no se cumplieron y no se pudieron asignar los proyectos. El GdC anunció que realizará una nueva subasta antes del 30 de junio de 2019.

¹² El FENOGE contará con recursos que recaude el Administrador del Sistema de Intercambios Comerciales correspondientes a \$1,90/KVh despachado (US\$0.00059) en la Bolsa del MEM, de los cuales \$0,40 serán destinados para financiar el fondo (US\$0.00012). Adicionalmente, se podrá financiar con recursos del gobierno nacional, entidades públicas o privadas, organismos de carácter multilateral e internacional, empresas mixtas nacionales o extranjeras, recursos de cooperación internacional, entre otros.

¹³ El sistema eléctrico se complementa con intercambios a través de la interconexión eléctrica con Ecuador, y en menor medida con Venezuela. Con Ecuador existe una interconexión a 138 KV y a 230 KV, con una capacidad máxima de diseño para exportar 535 MW y para importar 295 MW, pero que debido a restricciones operativas sólo permiten una exportación máxima de 300 MW y una importación de 200 MW. Con Venezuela existen tres interconexiones con capacidad máxima para exportar 336 MW e importar 205 MW. Durante El Niño 2015-2016, Colombia importó de Ecuador 420 GWh y, junto con las medidas de ahorro de energía de la campaña Apagar Paga, evitaron que el país tuviera que racionar el consumo de electricidad. Colombia pasó de ser un exportador neto a un importador neto en los últimos dos años.

la elaboración de los reglamentos operativo, comercial y de coordinación del mercado para avanzar en la consolidación del marco regulatorio que regirá los intercambios de electricidad entre los países.

- 1.18 La segunda operación, dará respuesta a la Decisión CAN 816 y apoyará la preparación del reglamento comercial indicando las condiciones y procedimientos para la liquidación, facturación y pago de las TIE, el tipo de garantías financieras, la metodología de cálculo y el procedimiento para su implementación. Asimismo, y después de diez años de estudios, con la presente operación se impulsará la propuesta de alternativas concretas para avanzar en la interconexión con Panamá.
- 1.19 **Restricciones de oferta de GN para generación.** Si bien Colombia cuenta con reservas de 5,2 tera pies cúbicos, la falta de nuevos hallazgos junto a la declinación de la producción de los campos actuales limita la oferta de gas en el mediano y largo plazo¹⁴. La demanda de gas en 2017 fue de 863 MPCD, una caída del 10% frente a 2016, principalmente por bajo consumo de las plantas térmicas que no fueron utilizadas a su máxima capacidad por la alta hidrología que se registró en el país. La UPME estima que con los consumos promedios esperados para el período 2018-2027, la oferta de gas sería insuficiente a partir de septiembre de 2022. Asimismo, dada la concentración geográfica de los pozos productores, localizados en solo dos regiones (en el nororiente -Guajira- y el oriente -Llanos Orientales), la red de gasoductos presenta una estructura radial con flujos en una sola dirección hacia los centros de consumo, sin flexibilidad operativa para revertir dichos flujos. Las alternativas para aumentar la oferta hasta ahora han incluido: (i) la instalación de un terminal de recibo de GN licuado en la Costa Norte, con capacidad de entrega de 400 MPCD, destinada a abastecer las plantas de térmicas de la región en épocas de baja hidrología; y (ii) la exploración en áreas con potencial, con resultados aún modestos. Según la UPME, si las perspectivas de nuevas reservas fuesen comprobadas, su disponibilidad para el mercado nacional sería a partir de 2027.
- 1.20 Bajo ese contexto, y para mitigar el riesgo de desabastecimiento de GN, bajo la primera operación del PBP se: (i) expidió el Decreto 2345 de diciembre 2015, mediante el cual se establecieron los sectores de la demanda que tendrán prioridad ante insalvables restricciones en la oferta; (ii) expidió la Resolución MME 40006 de enero 2017, mediante la cual adoptó el plan transitorio de abastecimiento de GN; este plan ordenó: (a) la construcción de una planta regasificadora en el Pacífico y el gasoducto entre dicha planta (Buenaventura) y el último punto en el sur de la red de gasoductos (Yumbo); y (b) la adecuación de la infraestructura para mejorar la capacidad de la red de gasoductos; y (iii) puso en operación el gestor del mercado de gas, encargado de gestionar los mercados primario y secundario de gas, y responsable de recopilar, centralizar y hacer pública la información transaccional.
- 1.21 La segunda operación, dando continuidad al apoyo, se focalizará en las siguientes medidas: (i) la convocatoria pública para la construcción de la planta regasificadora del pacífico y su gasoducto asociado; (ii) la introducción por primera vez en Colombia del concepto de bidireccionalidad del flujo de gas en la red de transporte, el cual cambiará, en forma innovadora, totalmente el esquema de comercialización de la capacidad de transporte de gas; (ii) los ajustes regulatorios

¹⁴ La declinación de los pozos obedece a la producción de gas para atender la demanda.

para establecer la modalidad de contratos permitidos en el mercado primario de gas y las reglas para los participantes en la convocatoria para la regasificadora y gasoducto; y (iii) la consolidación de la operación del gestor del mercado.

- 1.22 **Limitado uso de prácticas de gestión de la demanda.** El país ha empezado a establecer compromisos importantes relacionadas con la gestión eficiente de la demanda con la adopción del Plan de Acción Indicativo de Eficiencia Energética-EE y Programa de Uso Racional y Eficiente de Energía (PAI-PROURE) 2017-2022. El PAI-PROURE estima que mediante el uso de medidas de EE, se podrían obtener ahorros en el consumo del sector eléctrico del orden de 699.678 Tera Julios-TJ en el periodo 2017-2022 y establece metas indicativas de ahorro por sector (ver tabla 2). También identifica medidas específicas a adoptar en cada uno de los sectores, así como los impactos de cada una de estas medidas con respecto al escenario base.

Tabla 2: Metas indicativas de ahorro 2017-2022

Sector	Meta de Ahorro (TJ)
Transporte	424.408
Industria	131.859
Terciario	87.289
Residencial	56.121
Total	699.678

Fuente: Plan de Acción Indicativo de EE 2017–2022, UPME.

- 1.23 En ese contexto, con el apoyo de la primera operación programática se avanzó en la adopción del Reglamento Técnico de Etiquetado (RETIQ) e información al consumidor sobre EE y se publicó una guía para la formulación e implementación de planes de gestión eficiente de la energía en entidades públicas. Igualmente, se publicó un mapa de ruta para la implementación de redes inteligentes que inducen al ahorro energético, así como la adopción de disposiciones en materia de implementación de mecanismos de respuesta a la demanda.
- 1.24 Con miras a lograr las metas que establece el PAI-PROURE, la segunda operación busca: (i) reglamentar y asegurar el financiamiento del FENOGE, lo que representará un importante paso para garantizar la financiación e implementación de medidas de EE; (ii) actualizar el marco normativo para que los proyectos de EE puedan acceder a incentivos tributarios; (iii) diseñar e implementar herramientas de divulgación y capacitación para la implementación de los mecanismos de etiquetado para electrodomésticos; y (iv) preparar la segunda fase del RETIQ para otros subsectores tales como vehículos livianos, alumbrado público¹⁵ y calderas. Adicionalmente, se espera promover programas de EE a gran escala con el fin de acelerar su penetración, tener un impacto en la reducción del consumo de los hogares y tener una reducción en la carga fiscal del presupuesto nacional.

¹⁵ EE en Alumbrado Público. Nota Técnica (2017). BID.

- 1.25 **Rigidez en el funcionamiento del MEM.** El funcionamiento del MEM ha mostrado rigideces, en especial durante los eventos de El Niño, cuando se han evidenciado problemas relacionados con el transporte de gas para las térmicas del interior y el suministro a las de la Costa (2009-2010), e incongruencias entre los precios de los combustibles y el precio de escasez (2015-2016) que obligaron a los gobiernos de turno a tomar medidas de emergencia para evitar el racionamiento de energía¹⁶. Existen también falencias regulatorias relacionadas al despacho vinculante, mercados intra-diarios, respuesta a la demanda, adecuación del código de redes, y reglas del despacho de seguridad que deberían estudiarse por parte del regulador para fortalecer el funcionamiento del MEM.
- 1.26 La primera operación del PBP apoyó con estudios y normativas para que el MEM fuese más eficiente y confiable, incluyendo¹⁷ la expedición de la reglamentación por parte de la CREG que definió una nueva metodología para el cálculo del precio marginal de escasez¹⁸. Esta, incentiva el cumplimiento de las Obligaciones de Energía en Firme (OEF)¹⁹ por parte de las plantas que han adquirido ese tipo de obligaciones y evita desacoples entre el costo de generación local y marcadores de precios de combustibles en el mercado internacional. Esta reglamentación es clave ya que evita situaciones como las que ocurrieron durante la crisis de El Niño 2015-2016 donde el bajo precio de escasez, por el cual eran remuneradas las plantas térmicas, era mucho menor que el costo de generación de éstas debido al alto costo del combustible. Estas plantas no operaron como era esperado en estas circunstancias y el sector tuvo que hacer mayor uso de la generación hidráulica, poniendo en alto riesgo de racionamiento al país.
- 1.27 Adicionalmente, la CREG avanzó en temas regulatorios y normativos clave para fortalecer al MEM, incluyendo: (i) la expedición de la metodología definitiva para determinar la energía firme para el CXC de plantas fotovoltaicas²⁰; (ii) la aprobación de la metodología para que pequeños productores puedan autoproducir y vender energía en el SIN; (iii) la expedición de la regulación que define las zonas de difícil acceso, así como los criterios para su delimitación, y se establecieron condiciones especiales de prestación del servicio de energía eléctrica en esas zonas; y (iv) la preparación de estudios para incorporar la medición avanzada en el país. La expedición de regulación para la modernización del marco institucional y regulatorio que facilita la incorporación de nuevos agentes, nuevas tecnologías y esquemas transaccionales en el mercado eléctrico marca un nuevo camino en la regulación colombiana hacia la participación de los usuarios regulados en la gestión de su consumo de electricidad y les brinda la posibilidad de convertirse en prosumidores.
- 1.28 Con esta segunda operación de crédito, se busca seguir fortaleciendo el funcionamiento del MEM con compromisos encaminados a asegurar la

¹⁶ Las medidas tomadas por CREG y MME durante El Niño 2015-2016 incluyeron una modificación al precio de escasez (Resolución CREG 178 de 2015), Decreto MME 2018 de 2015 que otorgó autonomía para tomar decisiones en situaciones extraordinarias a la CREG, y más de 28 resoluciones expedidas por la CREG entre 2015-2016 de las cuales ocho estaban directamente relacionadas con El Niño, orientadas a regular los precios en bolsa, disponibilidad de energía y flexibilidad del sistema, estabilidad financiera de los generadores, etc.

¹⁷ [CREG rendición de cuentas](#).

¹⁸ Resolución CREG 140 de 2017.

¹⁹ La OEF es un producto diseñado para garantizar la confiabilidad del suministro de energía firme en el largo plazo a precios eficientes. Las OEFs son subastadas y asignadas entre los agentes de generación en las subastas de Cargo por Confiabilidad.

²⁰ Resolución CREG 201 de 2017.

confiabilidad de la oferta de electricidad a través de: (i) una convocatoria de CXC; y (ii) la adopción del Plan de Expansión de Referencia en Generación y Transmisión 2017-2031, considerando fuentes de energía renovable. Con la adopción de estos dos elementos, se brindará una señal clara sobre las necesidades de expansión en generación y transmisión en el corto y mediano plazo y se reducirán los riesgos de desabastecimiento que podrían ocurrir en el país a partir del 2022. También es importante que la CREG adopte la regulación que establezca los principios y condiciones que deben cumplir los mecanismos para la comercialización de energía eléctrica para que sus precios sean reconocidos en el componente de costos de compras de energía al usuario regulado. Esta regulación es muy importante para que los comercializadores puedan pasar a los usuarios los costos por compra de energía en las subastas de renovables no convencionales, entre otros. Adicionalmente la CREG debe continuar avanzando en temas regulatorios que fortalezcan y modernicen el funcionamiento del MEM y que la incorporación de nuevas fuentes de energía haga un mejor uso de avances tecnológicos, a ser reflejado en la Agenda Regulatoria de la CREG 2019.

- 1.29 **En cuanto a la cobertura eléctrica en ZNI.** En Colombia hay aproximadamente 1,8 millones de personas que no cuentan con acceso a la electricidad. Según el IPSE, actualmente el 51% del territorio colombiano corresponde a ZNI e incluyen varios departamentos que cuentan con una cobertura inferior al 50% en zonas rurales. Las ZNI tienden a ser zonas dispersas y en ocasiones aisladas, con bajo consumo promedio, baja capacidad de pago y dificultad en la gestión del servicio. Adicionalmente, los costos de prestación del servicio tienden a ser elevados dado que la mayoría de las ZNI se energizan con diésel con altos costos de operación, en especial por las dificultades de transportar el combustible a dichas zonas. Estos elevados costos de operación son generalmente subsidiados por el estado. Según la Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios, en 2017 el costo anual del subsidio por cada nuevo usuario ascendió a \$1,2 millones de pesos colombianos (US\$374).
- 1.30 Las tecnologías con base en FNCER permiten brindar soluciones amigables con el medio ambiente y dar electricidad a zonas aisladas de forma muchas veces más sencilla, rápida, y en algunos casos a menor costo. Es esencial que estas soluciones vengan acompañadas de un esquema de sostenibilidad que asegure que los sistemas instalados operen correctamente y se hagan los mantenimientos respectivos para que cumplan con el objetivo de llevar bienestar a la población. Colombia cuenta con un gran potencial de FNCER para el desarrollo de generación eléctrica y esto representa una oportunidad para el desarrollo de las ZNI. La primera operación del programático avanzó en la adopción de lineamientos de política para la expansión de la cobertura del servicio de energía eléctrica en ZNI con proyectos basados en FNCER y la reglamentación del registro de este tipo de proyectos para su conexión a la red y el desarrollo en ZNI.
- 1.31 La segunda operación busca avanzar en: (i) la creación y puesta en operación del registro de proyectos de generación con base en FNCER para las ZNI; (ii) desarrollar mecanismos para expansión de cobertura de usuarios interconectables; (iii) estructurar el primer proyecto de Asociación Público Privada (APP) para atender las ZNI; y (iv) adoptar los lineamientos del Plan Nacional de Electrificación Rural 2018–2031 con el fin de ampliar la cobertura de energía eléctrica utilizando de manera preferente las FNCER.

- 1.32 **Aspectos de género.** El sector minero-energético en Colombia es un motor de desarrollo del país, siendo uno de los sectores con mayor aporte a la economía nacional. Sin embargo, el impacto económico del sector minero-energético no puede verse aislado de las transformaciones sociales, culturales y ambientales que trae consigo la puesta en marcha de sus actividades. La estrategia de desarrollo del sector debe estar acompañada por una visión inclusiva, sostenible e integral, que valore el trabajo de hombres y mujeres por igual y reconozca su aporte al crecimiento económico del país. De acuerdo con la información reportada en el Censo Minero Departamental²¹ realizado por el MME en el periodo 2010-2011, en 23 departamentos del territorio nacional, solo el 7% de las mujeres se desempeñaban en labores ejecutivas, mientras que cerca del 45,5% lo hacía en servicios administrativos y el restante en labores operativas.
- 1.33 Desde hace varios años Colombia asumió el reto de posicionar el respeto a los derechos humanos incluyendo, entre otros principios, la igualdad de género. En 2015, fue definida la estrategia nacional de derechos humanos y formulado el Plan Nacional de Acción, con la finalidad de garantizar la protección adecuada por parte del estado de los derechos humanos. Y, en 2016, mediante la Resolución 40391 adoptó la Política Minera de Colombia, la cual busca generar una política de empresa y de derechos humanos aplicada al sector minero-energético.
- 1.34 Si bien Colombia ha avanzado en su política de derechos humanos, se considera que ahora es necesario profundizar específicamente en el enfoque de género, para que éste sea incluido en los planes, proyectos, y programas del sector minero-energético. Para ello, a través de este PBP se trabajará y acompañará al GdC para que adopte una política que al menos: (i) promueva la coordinación de las entidades del sector en las acciones que prevean algún impacto en materia de género; (ii) formule un plan de acción que incorpore acciones y metas específicas para garantizar la igualdad de género; y (iii) permita recolectar, procesar, analizar y divulgar indicadores para hacer, monitoreo y seguimiento a dichas acciones. De esta manera el MME podría convertirse en un referente para todo el sector y otros sectores de la economía, con la capacidad para cambiar la visión sobre la igualdad de género.
- 1.35 **Cambio Climático.** Con emisiones de 224 millones de toneladas de *Carbon Dioxide equivalent* (CO₂eq.) en el 2010, Colombia es responsable del 0,46% de las emisiones de Gases de Efecto Invernadero (GEI) a nivel global²². Si bien las cifras mencionadas resultan insignificantes frente a las emisiones de otros países con características de desarrollo similares, Colombia se comprometió, en 2015, bajo la Convención Marco de las Naciones Unidas sobre CC²³, a reducir el 20% de sus emisiones de GEI para el año 2030. El sector de Minas y Energía²⁴, que aporta aproximadamente el 30% de las emisiones del país, asumió la meta de reducción de 11,13 Millones de Toneladas (MTon) de CO₂eq. y dentro de este sector, la energía eléctrica deberá reducir 4,74 MTon de CO₂eq. Las principales

²¹ Elaborado con el fin de conocer las condiciones técnicas, socioeconómicas, organizacionales, administrativas entre otros, de las Unidades de Producción Minera de 23 departamentos del territorio nacional. El objeto de medición fueron las unidades de explotación minera de tipo frente de extracción o bocamina, canteras, material de arrastre, y en general en todo tipo de explotaciones subterráneas y a cielo abierto.

²² Según datos del IDEAM de 2010 presentados en el Marco del Primer Informe Bienal de Actualización y la Tercera Comunicación nacional de CC.

²³ Colombia se compromete a reducir el 20% de sus emisiones de GEI para el 2030.

²⁴ Comisión Intersectorial de CC. Segunda ronda de "Priorización sectorial de medidas para el cumplimiento de la reducción de emisiones en la contribución nacionalmente determinada de Colombia."

acciones para la reducción de estas emisiones, consignadas en las Contribuciones Determinadas a Nivel Nacional, incluyen: (i) desarrollo de un portafolio de FNCER; (ii) EE en sectores de demanda, transformación y producción; (iii) esquemas de generación con FNCER y sistemas híbridos más estrategias de EE para ZNI; y (iv) reducción de pérdidas de transporte de energía.

- 1.36 **Estrategia del país en el sector.** En las bases del Plan Nacional de Desarrollo 2018-2022 se resalta la importancia de la calidad y eficiencia de los servicios públicos y apunta a lograr un sector energético más innovador, en el que se fomente la competencia en el mercado, se aborde de forma clara el riesgo de desabastecimiento y se logre un avance significativo en la incorporación de fuentes renovables. Se espera incrementar la participación de FNCER al 10% para el 2022. Asimismo, se busca avanzar en la cobertura eléctrica con nuevas tecnologías, racionalizar los subsidios, y gestionar mejor la demanda.
- 1.37 **Justificación del programa.** El sector energético tiene un rol fundamental como insumo productivo y como servicio al desarrollo económico y a la calidad de vida de la población colombiana. El país necesita contar con un marco regulatorio e institucional que garantice la oferta eficiente y confiable de energía eléctrica en forma permanente. Este programa de apoyo sectorial acompaña las medidas necesarias por parte del gobierno, considerando 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 y Estados Unidos, donde se ha avanzado en la participación de estas fuentes en su matriz energética. Para Colombia, 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 ejecución. Como evidencia de la efectividad de la intervención propuesta, McCarthy & Henderson (2014) 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 se encuentran incluidas en la reforma apoyada por el programa.
- 1.38 **Propuesta de intervención.** Las acciones de política del primer tramo priorizaron la formulación de marcos normativos (planes nacionales, políticas sectoriales, decretos, resoluciones, reglamentos y normas técnicas aprobadas por la CREG, el MME y entidades del sector) dirigidos a aumentar la confiabilidad y eficiencia de la oferta eléctrica en sector tanto en el sistema interconectado como en las ZNI a través de la reglamentación de leyes que promueven el desarrollo y la utilización de FNCER, la adopción de planes indicativos, mapas de ruta y diseño de mecanismos enfocados a promover la integración energética regional, asegurar la confiabilidad del suministro de GN para generación, mejorar la gestión de la demanda, fortalecer el MEM y facilitar la expansión de cobertura con FNCER. Las acciones del segundo tramo no sólo promueven ajustes profundos al marco normativo del sector eléctrico, sino que también apoyan la puesta en marcha de importantes proyectos de infraestructura que aseguran la diversificación de la matriz de generación y la confiabilidad del sector. En conjunto, los dos tramos contribuirán a cerrar las siguientes brechas del sector eléctrico en el SIN: (i) lograr

un abastecimiento confiable y eficiente de energía mediante la diversificación de la matriz con FNCER e intercambios internacionales; (ii) fortalecer el MEM con medidas que permiten aumentar y garantizar la oferta de GN para generación, mejorar la gestión de la demanda de energía, fortalecer el funcionamiento del MEM y promover la gestión de género y equidad en el sector. Para las ZNI, los dos tramos buscan cerrar las brechas relacionadas con la cobertura eléctrica a través de fuentes renovables. Es importante resaltar que, pese al cambio de gobierno entre la aprobación de la primera operación y esta segunda intervención, las prioridades sectoriales no sólo se han mantenido vigentes, sino que se han fortalecido con compromisos concretos como la convocatoria a la primera subasta de FNCER, las licitaciones para los proyectos del sector de GN y los avances en las interconexiones internacionales, entre otros. El Banco tiene gran experiencia regional en el diseño e implementación de este tipo de actividades y ha venido asesorando al GdC en su proceso de reforma del sector eléctrico a través de proyectos y cooperaciones técnicas.

- 1.39 **Efectividad de las reformas de políticas sectoriales.** Según la *Organisation for Economic Co-operation and Development*, las reformas regulatorias complementan las políticas fiscales y monetarias al crear condiciones idóneas encaminadas al desarrollo sostenible de los países. Las políticas del sector deben evolucionar al mismo ritmo que las economías se transforman, a fin de asegurar que la infraestructura no se convierta en un cuello de botella sino en un motor para el desarrollo económico de los países. La manera en que se utilizan los servicios asociados a la infraestructura es lo que determina el impacto en los usuarios y por tanto es un factor clave para contribuir al desarrollo integral de las economías.
- 1.40 La evidencia ha demostrado que las políticas sectoriales estables y bien diseñadas son esenciales para mejorar el desempeño del sector eléctrico y que las reformas de políticas sectoriales pueden llevar a un incremento en las inversiones y en la calidad del servicio al mejorar la eficiencia del sector eléctrico y su sostenibilidad financiera. De acuerdo con el Informe de Terminación de Proyecto (ITP) de la operación de préstamo 2848/OC-SU, se concluye que las operaciones de reformas de políticas 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.
- 1.41 **Apoyo del BID al sector eléctrico en Colombia.** El Banco tiene amplio conocimiento del sector como resultado de su permanente acompañamiento técnico y financiero durante más de 20 años. Sus actividades han contemplado el financiamiento de proyectos en generación de energía, EE, electrificación rural, y fortalecimiento de capacidad institucional en el sector. Actualmente se encuentran en ejecución dos operaciones de crédito y cuatro Cooperaciones Técnicas (CTs) que son congruentes con las medidas planteadas en este programa: (i) en electrificación rural, financia el Programa de Agua, Saneamiento Básico y Electrificación para el Pacífico Colombia (3610/OC-CO) con un subcomponente en electrificación por US\$91 millones, apoyado técnicamente con las CT Apoyo a Energización Sostenible del Plan Integral de Intervención para el Pacífico (ATN/OC-15194-CO) y Política Pública para Remover Obstáculos a Soluciones de ER en ZNI (ATN/TC-15540-CO); (ii) en EE, financia el Programa de Gestión Eficiente de la Demanda de Energía en ZNI – Piloto Archipiélago de San Andrés, Providencia y Santa Catalina (3747/TC-CO) por US\$10 millones, y la CT

Programa de EE del Caribe (ATN/JF-16804-CO); y (iii) para el fortalecimiento de capacidades institucionales, financia la CT de Apoyo al Programa Nacional para Asegurar un Suministro de Energía Sostenible y Eficiente (ATN/OC-16739-CO), que apoya el cumplimiento de los compromisos de este programa. Adicionalmente, Colombia es beneficiario la CT regional, Estudios Complementarios de Apoyo al Proceso de Integración Energética Andina (ATN/FG-15606-RG, ATN/OC-15607-RG), que apoya la iniciativa SINEA.

- 1.42 **Lecciones aprendidas para el diseño de la operación.** En el diseño de esta segunda fase del programa se consideraron las lecciones aprendidas resultantes de la primera fase del programa (4415/OC-CO), y de otras operaciones de apoyo a reformas de política financiadas por el BID en el sector de energía; siendo las más recientes: Chile (3821/OC-CH), Panamá (4234/OC-PN), Honduras (3619/BL-HO), México (4448/BL-HO), y Bolivia (4606/BL-BO).
- 1.43 Durante el proceso de identificación de los compromisos de política y el diseño de la segunda fase del programa, se incorporaron lecciones aprendidas de estas operaciones, destacándose las siguientes: (i) para potenciar el impacto de las reformas institucionales y regulatorias sectoriales propuestas para el programa, se acompañó previamente el desarrollo de instrumentos técnicos como planes de acción y estudios que ofrecieron insumos para elaborar e implementar los compromisos de política; (ii) las medidas de política, en particular las regulatorias, requieren de gradualidad en su implementación, por lo tanto los compromisos de política se diseñaron para desarrollarse de forma secuencial y con responsabilidades claramente definidas; (iii) se priorizaron compromisos de política sustantivos como decretos y resoluciones ministeriales, y se mantuvo la relación horizontal entre los compromisos de las dos operaciones de préstamo del programa; (iv) se consideraron las experiencias de los proyectos en ejecución (3747/TC-CO) y (3610/OC-CO) y las CTs (ATN/OC-15194-CO), (ATN/OC-15540-CO), (ATN/OC-16739-CO) y (ATN/JF-16804-CO), financiadas por el Banco y el diálogo continuo con las autoridades sectoriales locales para identificar cambios institucionales y de política; y (v) se involucró en todas las etapas del diseño de la operación, además del Organismo Ejecutor (OE), a las instituciones relevantes del sector como el MME, el DNP, la CREG, y la UPME.
- 1.44 **Coordinación con otros donantes.** El apoyo del Banco en el sector se ha coordinado con otros bancos multilaterales, agencias de desarrollo y fondos de cooperación en el país. En EE, el Banco ejecuta una CT (ATN/JF-16804-CO) financiada por el *Japan Quality Infrastructure Initiative (JQI)* cuyo objetivo es diseñar un programa de EE para la región Caribe de Colombia. Este programa ha sido priorizado por el GdC para buscar financiamiento del *Green Climate Fund (GCF)*. En relación con la incorporación de FNCER en la matriz energética, el Banco ha coordinado su apoyo con el Banco Mundial y el Banco Alemán de Desarrollo, quienes han realizado estudios relacionados con el diseño de la primera subasta de FNCER y el diseño del FENOGE respectivamente. El Banco está procesando una CT financiada por el Fondo de Infraestructura Británico para fortalecer las capacidades del sector en temas institucionales y técnicos relacionados con la incorporación de FNCER a gran escala en el sistema eléctrico. A solicitud del MME, el Banco apoyará una “Misión de Transición de la Matriz Energética y de Reforma del Sector” que el gobierno anunció a finales de 2018 y que busca lograr una transición hacia una matriz energética más diversa y

resiliente, y hacia un marco institucional y regulatorio que habiliten la incorporación de nuevas fuentes de energía y hagan un mejor uso de avances tecnológicos.

- 1.45 **Estrategia del Banco con el País.** El programa se enmarca en la Estrategia del BID con Colombia 2019-2022 (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.
- 1.46 **Alineación estratégica.** El programa es consistente con la Actualización de la Estrategia Institucional 2010-2020 (AB-3008) y se alinea con los desafíos de desarrollo de: (i) inclusión social e igualdad, al apoyar la expansión del acceso a energías en las ZNI; (ii) productividad e innovación, al promover 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, al fomentar la integración del mercado eléctrico colombiano con otros países de la región a través del SINEA y el SIEPAC.
- 1.47 El programa se alinea con las áreas transversales de: (i) CC y sostenibilidad ambiental, gracias al apoyo a reformas sectoriales que impulsan el desarrollo de FNCER y la implementación de medidas de EE que resultan en una reducción de emisiones de GEI, aproximadamente, el 68.42% de los recursos del préstamo se asocian con políticas que promocionarán actividades de mitigación del CC, 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 CC en un 30% de las aprobaciones de operaciones a fin de 2020; (ii) capacidad institucional y estado de derecho, al promover reformas que fortalecen las capacidades institucionales del sector energético; y (iii) igualdad de género y diversidad al promover la equidad de género dentro del sector con la adopción de una política pública sectorial que contemple el enfoque de género. Adicionalmente, 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 acciones que promueven la racionalización del uso de la infraestructura energética mediante la EE, y desarrollo de infraestructura a sistemas más confiables y eficientes.
- 1.48 El programa está alineado al Marco de Resultados Corporativos 2016-2019 (GN-2727-6) a través de los indicadores de reducción de emisiones, generación proveniente de FNCER y hogares con nuevo acceso a energía. El programa es consistente con el Marco Sectorial de Energía (GN-2830-5) 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 e incremento en el acceso a la energía; (ii) desarrollo sostenible del sector; (iii) diversificación de la matriz energética mediante el uso de FNCER; (iv) uso eficiente de la energía; y (v) integración regional. También es consistente con el Marco Sectorial de CC (GN-2835-8) ya que las reformas de política energética propuestas conllevan una reducción en las emisiones de GEI al promover la GEDE y el uso de FNCER. Adicionalmente, el programa está incluido en el Informe sobre el Programa de Operaciones de 2019 (GN-2948).

- 1.49 **Infraestructura sostenible.** El programa se alinea con el marco general de Infraestructura Sostenible del Banco (Nota técnica IDB-TN-01388) en particular bajo los principios de sostenibilidad: (i) económica y financiera en cuanto a retornos económicos y sociales al promover acceso del servicio, e incentivos tributarios y regulatorios para la sostenibilidad; (ii) ambiental, incluida la resiliencia climática, en particular con el criterio de uso eficiente de los recursos al promover la EE y el uso de renovables; (iii) social, en particular con derechos humanos y laborales al promover la inclusión de género y diversidad en los proyectos del sector; y (iv) institucional, al contribuir a estrategias nacionales que contribuyen a compromisos de Colombia para el desarrollo sostenible.
- 1.50 **Política de Servicios Públicos Domiciliarios (PSP)** (GN-2716-6). El programa es consistente con los objetivos de la PSP. Las reformas de política impulsadas promueven las condiciones de evaluación económica y sostenibilidad financiera, contribuyen a la sostenibilidad técnica, operativa y financiera del sector energético, al incentivar la competencia en el mercado doméstico y regional y mejorar los esquemas y procesos tarifarios. Asimismo, con el fin de dar cumplimiento a las condiciones específicamente establecidas en la Política de Servicios Públicos Domiciliarios (Sección IV. GN-2716-6), para efectos de la presente operación de apoyo de reformas de política se ha llevado a cabo una estimación del costo-beneficio y costo-eficiencia de las reformas del programa propuesto, así como un análisis de su sostenibilidad financiera, según se desarrolla en el [Análisis del Cumplimiento de la Política de Servicios Públicos Domiciliarios](#).

B. Objetivos, Componentes y Costo

- 1.51 **Objetivos.** Contribuir a la sostenibilidad del sector energético del país a través de un proceso de reformas 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 CC 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 de 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. El programa consta de los siguientes tres componentes:
- 1.52 **Componente I. Estabilidad macroeconómica.** El objetivo de este componente es 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.
- 1.53 **Componente II. Apoyo a la confiabilidad del abastecimiento eléctrico del SIN.** El objetivo de este componente es contribuir a garantizar el abastecimiento confiable, eficiente y sostenible de energía mediante: (i) la diversificación de la matriz energética con FNCER y el incremento de los intercambios de energía a nivel internacional; (ii) el fortalecimiento del funcionamiento del MEM con medidas que permitan aumentar y garantizar el abastecimiento confiable del GN para generación eléctrica, la gestión de la demanda; y (iii) fortalecer el enfoque de género en el sector. Las medidas y acciones contempladas en este componente

están alineadas con la estrategia del GdC de diversificar la matriz con FNCER, asegurar la confiabilidad del sistema a través del fortalecimiento de las interconexiones internacionales y la puesta en marcha de políticas y proyectos que aseguren la confiabilidad del suministro de GN al sector eléctrico, la implementación de medidas de gestión de la demanda y el fortalecimiento y modernización del marco regulatorio del MEM.

- 1.54 **Subcomponente 2.1. Apoyo a la diversificación de la matriz energética y a la integración eléctrica regional.** Las actividades de este subcomponente apoyarán la adopción de las políticas enfocadas a la diversificación de la matriz energética mediante la promoción e incorporación de la FNCER a gran escala en el SIN y la promoción de las interconexiones eléctricas regionales, para así asegurar el abastecimiento eléctrico eficiente y confiable al SIN. En esta segunda operación de la serie programática se mantiene inalterada una condición y se fortalecen tres condiciones. La condición inalterada es que el FENOG se encuentre en funcionamiento y con recursos financieros asignados.
- 1.55 La primera condición ajustada está relacionada con los avances en la reglamentación adicional de la Ley 1715 de 2014. Originalmente se solicitaba que se implementara y pusiera en marcha un sistema informático para realizar los trámites de incentivos tributarios contenidos en la Ley 1715. Este sistema informático fue puesto en marcha en el 2017. Para esta segunda operación, se busca lograr avances más concretos y transformacionales en la incorporación de FNCER en la matriz energética a través de acciones de política e infraestructura física y, por lo tanto, los compromisos incluyen: (i) la adopción de lineamientos de política y mecanismos para la contratación a largo plazo de renovables no convencionales; y (ii) la convocatoria a la primera subasta de FNCER²⁵.
- 1.56 El segundo compromiso ajustado obedece a que la reglamentación del programa de incentivos tributarios para FNCER fue cumplido a finales de 2017. Con este ajuste se busca tener un reporte sistematizado de los proyectos beneficiados con los incentivos tributarios, es decir que el programa no solo esté vigente, sino que sea efectivo y se materialicen los beneficios. El compromiso ajustado queda de la siguiente forma: puesta en marcha de un sistema de información que presente los proyectos beneficiados por el programa de incentivos tributarios para FNCER.
- 1.57 El tercer compromiso ajustado corresponde a la regulación que establezca las condiciones para la conexión de las FNCER al SIN y al ZNI. Se fortaleció al incluir: (i) la expedición de regulación para los auto generadores a pequeña escala en las ZNI mediante el establecimiento de los requerimientos técnicos de las instalaciones, y los procedimientos para la conexión y operación de los autogeneradores; y (ii) el establecimiento de los procedimientos para la comercialización de la energía proveniente de los auto generadores a pequeña escala.
- 1.58 **Integración energética regional.** En esta segunda fase del programa se mantiene el compromiso inicial del diseño del proyecto de decisión del Marco Regulatorio para la interconexión subregional de los Sistemas Eléctricos e Intercambio Comunitario de Electricidad y se adiciona un nuevo compromiso. Para el primer compromiso se estableció como condición que se implementen las acciones de la hoja de ruta del SINEA (estudios de interconexión y marco

²⁵ La subasta para la contratación a largo plazo se llevó a cabo el 26 de febrero de 2019.

regulatorio para las transacciones internacionales) y que el Plan de Expansión de Generación y Transmisión de Energía Eléctrica incluya un análisis de la interconexión Colombia-Ecuador para atender de forma confiable y segura la demanda de energía en el mediano y largo plazo. En cuanto al nuevo compromiso, éste se refiere a avanzar, de manera sistemática, en el proyecto de Interconexión Colombia–Panamá que lleva una década en estudios, y que requiere acciones específicas. El compromiso se incluye considerando el rol estratégico para las transacciones bilaterales y acceso a nuevos mercados como Panamá y los países de Centroamérica a través de la línea del SIEPAC.

- 1.59 **Subcomponente 2.2. Fortalecimiento del mercado eléctrico.** Bajo este subcomponente se fortalecerá el MEM con medidas que permitan aumentar y garantizar la oferta de GN para generación y administración la demanda de energía.
- 1.60 **Gas Natural.** Los compromisos para el segundo préstamo están orientados a: (i) que se haya puesto en consulta la regulación que incorpore ajustes a los mecanismos de comercialización del GN, (ii) la implementación del Plan Transitorio de Abastecimiento de GN, y (iii) que el Gestor del Mercado de GN se encuentre en operación. Los compromisos (i) y (iii) se mantienen inalterados conforme a lo establecido en la primera operación. En cuanto al compromiso (ii), éste se ajustó dado que el GdC decidió no expedir un plan indicativo, sino centrar sus esfuerzos en la implementación del plan transitorio de gas adoptado en 2017. Por ello, el compromiso se focaliza en las acciones que son realmente efectivas para implementar el plan transitorio, tales como: (a) la planta de regasificación del Pacífico; (b) el gasoducto Buenaventura-Yumbo; y (c) cuatro adecuaciones de infraestructura para permitir la bidireccionalidad de los flujos de gas en la red de transporte, con lo cual se moderniza la red y la comercialización del transporte de gas.
- 1.61 **Gestión eficiente demanda energética.** El compromiso asumido durante la primera operación fue con el desarrollo de los instrumentos técnicos, jurídicos y económico-financieros de planificación e información para el PROURE en el periodo 2016-2021. En este componente se mantienen inalteradas dos condiciones y se ajustan cuatro. Las condiciones inalteradas son: (i) la adopción de disposiciones en materia de implementación de mecanismos de respuesta de la demanda; y (ii) diseño de los mecanismos para la desconexión voluntaria de la demanda como medio para dar confiabilidad al SIN.
- 1.62 Las condiciones ajustadas son: (i) actualizar el marco legal para el otorgamiento de incentivos tributarios; (ii) impulsar la inclusión de criterios de sostenibilidad dentro del ciclo de vida de las edificaciones con criterios de uso eficiente de la energía; (iii) avanzar en una segunda etapa del sistema de etiquetado e información al consumidor sobre EE incluyendo la reglamentación del servicio de alumbrado público que establece la obligación de fijar metas de calidad y EE; y (iv) establecer mecanismos para implementar la infraestructura de medición avanzada para la energía eléctrica.
- 1.63 El ajuste a la primera condición permite asegurar que la nueva regulación sea consistente con las mejores prácticas ambientales y de mercado. La segunda condición es ajustada y fortalecida al ampliar el tema de EE en edificios a una política nacional. Ajustando la tercera condición, se demuestra que las acciones se han enfocado en fortalecer la implementación de la primera etapa del sistema

de etiquetado y en realizar las consultas interinstitucionales relevantes para vehículos livianos, alumbrado público y calderas. Por último, la cuarta condición se ajusta para que sean adoptados los mecanismos de medición avanzada para energía eléctrica a través de una resolución basada en las conclusiones del estudio del compromiso original. Con el ajuste de estas condiciones, se fortalece el marco regulatorio y la adopción de medidas y mecanismos encaminados a adoptar lineamientos de EE en varios sub-sectores que son grandes consumidores de energía para hacerlos más eficientes y menos contaminantes.

- 1.64 **Funcionamiento del Mercado de Energía Mayorista.** Se mantienen inalteradas dos condiciones, y se adiciona una. Las condiciones que se mantienen sin ajustes son: (i) la adopción del Plan de Expansión de Generación y Transmisión del Sector Eléctrico 2017–2031; y (ii) la publicación de la agenda regulatoria de la CREG para el 2019 que incluye propuestas de modificación del funcionamiento del MEM colombiano que resulten en la modernización y el fortalecimiento de su funcionamiento. La nueva condición que se adiciona busca que se hayan establecido las condiciones para incrementar la oferta de energía en el MEM, a través de una convocatoria a subasta para asignar obligaciones de energía del CXC y por medio de la expedición de regulación que establezca los requisitos que deben cumplir los comercializadores para que sus precios sean reconocidos en la tarifa eléctrica. Esta nueva condición asegura que haya una oferta confiable de energía en firme para el 2022 y que los comercializadores que compren energía en la subasta de largo plazo puedan pasar los costos de esta a los usuarios.
- 1.65 **Género y diversidad.** Se adiciona una condición de género y diversidad que contribuirá a reducir las brechas de la desigualdad entre hombres y mujeres en el sector minero-energético, dada la importancia que tiene el tema para el MME, el GdC y el Banco. Esta condición se refiere a la adopción por parte del MME de una política que contemple el enfoque de género en el sector minero energético incluyendo la formulación de un plan de acción que incorpore acciones y metas específicas para garantizar la igualdad de género y que adopte medidas para monitorear los avances en esta materia. Adicionalmente esta política da la oportunidad a que las entidades nacionales y locales, el sector privado y las comunidades fortalezcan sus procesos de dialogo, mejora en la efectividad de la inversión social frente al contexto territorial donde se lleve a cabo la operación. La política obliga al estado colombiano a implementar dicho enfoque en sus proyectos con el objeto de transitar hacia el desarrollo sostenible, promueve una transformación cultural, valorando el trabajo de hombres y mujeres por igual, reconociendo su parte en beneficio al crecimiento económico e inclusivo del país. Sin duda, este compromiso le permitirá al MME dar pasos concretos para lograr altos niveles en igualdad de género. [Ver Análisis de Género.](#)
- 1.66 **Componente III. Promoción del acceso a energía en ZNI con FNCER.** El objetivo de este componente es promover el acceso a la energía en las ZNI mediante el uso de FNCER, en alineación con el objetivo del GdC plasmado en las bases del Plan Nacional de Desarrollo 2018-2022 que *“busca la universalización y calidad en la prestación de servicios públicos para el cierre de brechas y el desarrollo de territorios con una visión energética integral de los recursos disponibles y la sostenibilidad en el largo plazo”*²⁶. Este componente cuenta con cuatro condiciones de las cuales una se mantiene inalterada, la

²⁶ Plan Nacional de Desarrollo 2018-2022.

segunda se ajusta y pasa a tener dos condiciones y se adiciona una cuarta. La condición inalterada es que se haya creado y esté en operación el registro de proyectos de generación con FNCER conectables a la red en ZNI. La condición modificada corresponde a: (i) el desarrollo de mecanismos para expansión de cobertura a usuarios no interconectados; y (ii) la estructuración de la primera APP para ZNI, considerando la decisión del GdC de impulsar mecanismos de APP para la prestación del servicio eléctrico en ZNI en lugar de continuar con el proceso de adjudicar áreas de servicio exclusivo según lo previsto durante la preparación de la primera fase del programa, facilitando el desarrollo de proyectos operadores públicos de las ZNI, que conocen las áreas y sus comunidades, y los inversionistas privados. Se adiciona una cuarta condición relacionada con la adopción de lineamientos del Plan Nacional de Electrificación Rural 2018-2031 que busca la universalización del servicio de energía eléctrica a nivel nacional en 2031²⁷. Estas nuevas condiciones buscan acelerar el proceso de aumento de la cobertura a los usuarios que aún no cuentan con el servicio en ZNI a través de mecanismos más eficientes como la extensión de red a través de los operadores existentes y de APP.

C. Indicadores Claves de Resultados

- 1.67 Para medir los efectos esperados de las medidas de reforma en el mediano plazo, se elaboró una Matriz de Resultados en conjunto con el prestatario que indica los productos, resultados e impactos esperados del programa. Se espera que las acciones de política incluidas en la operación tengan un impacto positivo en (i) la diversificación y mayor participación de las FNCER en el SIN y las transferencias de energía con Ecuador y en un futuro con Panamá; (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. La Tabla 4 presenta los impactos y resultados esperados con sus indicadores asociados.

Tabla 4: Impactos y Resultados Esperados

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
Reducción de emisiones de GEI	Emisiones de GEI generadas por el sector eléctrico
Resultado	Indicador
Apoyo a la diversificación de la matriz energética y a la integración eléctrica 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 (exportaciones e importaciones de energía con Ecuador)
Fortalecimiento del mercado eléctrico	Volumen anual de oferta de GN para generación
	Consumo de electricidad en sector industrial
Promoción del acceso a la energía en ZNI	Capacidad instalada de FNCER en ZNI

²⁷ La política sectorial en derechos humanos tendrá un rol relevante en las intervenciones de las zonas aisladas al contribuir a visibilizar e implementar estrategias con el fin de lograr acciones concretas dirigidas a la inclusión de los grupos de especial protección, así como garantizar la igualdad de género como condición fundamental del desarrollo sostenible y productividad.

- 1.68 **Beneficiarios del programa.** El programa beneficiará a todos los habitantes del país con el desarrollo de una matriz energética más sostenible, diversificada y resiliente al CC. Esto se logrará con la incorporación de FNCER a gran escala en el SIN y de menor escala en las ZNI; con las inversiones que garantizarán un suministro más confiable de GN para generación y con el fortalecimiento de la integración regional. Las políticas e intervenciones de fortalecimiento institucional que se apoyan a través de esta operación buscan una mejor planificación, gestión y control en el sector, que beneficiará a los usuarios del servicio de electricidad y a las diferentes entidades y empresas del sector. Las intervenciones que ayudarán a mejorar la cobertura eléctrica en las ZNI contribuirán a disminuir la brecha social y económica de los hogares que aún no cuentan con electricidad y a reducir las emisiones de GEI al cambiar la generación con plantas diésel por FNCER.

II. ESTRUCTURA DE FINANCIAMIENTO Y PRINCIPALES RIESGOS

A. Instrumentos de Financiamiento

- 2.1 Esta operación está estructurada bajo la modalidad programática (segundo de una serie de dos operaciones) con base en los lineamientos y las directivas establecidas en el marco de financiamiento (GN-2200-13) y en las guías de preparación e implementación de Prestamos de Apoyo de Reformas de Política (CS-3633-2). La modalidad programática se justifica por: (i) la naturaleza compleja de las reformas; (ii) los distintos plazos para la implementación de cada una de ellas; (iii) la coordinación de estas entre cada una de las instituciones involucradas; (iv) el apoyo al diálogo de políticas en el país; y (v) el seguimiento requerido para la implementación de las reformas, así como su monitoreo y la retroalimentación de resultados.
- 2.2 **Dimensionamiento de la operación.** De acuerdo con lo establecido en el párrafo 3.27, literal (b) del documento de “Préstamos en Apoyo de Reformas de Política: Directrices sobre Preparación y Aplicación (CS-3633-2)”, el dimensionamiento de la operación se realizó en función de las necesidades de recursos fiscales que enfrenta el país. Las necesidades de financiamiento del Gobierno Central equivalen a 7,3% del PIB, y el monto de la operación está destinado a cubrir parte de este financiamiento, representando el 1,6% de las necesidades de financiamiento totales y el 13,7% del financiamiento de fuentes multilaterales. Según los análisis de sostenibilidad de la deuda muestran que la deuda pública total como porcentaje del PIB, disminuirá en el mediano plazo, y seguirá siendo manejable incluso frente a grandes choques externos negativos.

B. Riesgos Ambientales y Sociales

- 2.3 De acuerdo con la Política de Cumplimiento de Salvaguardia del Medio Ambiente (OP-703), este programa es clasificado como PBL – B.13. Se considera que el programa podría tener impactos significativos ambientales y sociales a escala nacional asociados a la implementación de planes de desarrollo y de políticas que incidirían en la matriz energética global del país (políticas orientadas a intervenciones en áreas rurales, uso de GN, interconexiones eléctricas, energía renovable, etc.). Por esta razón, se desarrolló una Evaluación Ambiental y Social Estratégica (EASE) para definir los posibles impactos a nivel de país, la capacidad institucional, y todas las medidas de mitigación necesarias. En general, los resultados de la evaluación indican que: (i) Colombia tiene una legislación sólida

en términos ambientales y sociales y (ii) el MME, que apoya técnicamente la ejecución del PBL, tendría suficiente conocimiento para manejar los aspectos asociados. Sin embargo, para asegurar el fortalecimiento de las capacidades de ejecución del MME y su Unidad Ambiental y Social, durante la preparación del PBL se realizaron actividades de capacitación (2 talleres) en temas ambientales y sociales, especialmente en lo relacionado a los estándares de desempeño internacionales y las políticas operativas del BID.

- 2.4 La EASE destacó además recomendaciones importantes para que el MME tengan en cuenta como mejores prácticas en temas ambientales y sociales al momento de desarrollar estrategias nacionales o al presentar proyectos, como por ejemplo: (i) incorporar los temas ambientales y sociales, y los costos de mitigaciones en la planificación minero-energética de mediano y largo plazo; (ii) definir un enfoque multinivel en la gestión ambiental que integre la Planificación Ambiental Estratégica, las Buenas Prácticas de Ingeniería, y el Marco de Políticas públicas del país, para la construcción de infraestructura sostenible; (iii) fortalecer la autoridad ambiental, y los instrumentos de comando y control para enviar señales claras al mercado sobre las restricciones ambientales y sociales; (iv) fortalecer el mecanismo de Alertas Tempranas; (v) implementar la Evaluación Ambiental Estratégica (EAE) para la definición de planes de expansión; (vi) incluir análisis de impactos acumulativos; (vii) realizar seguimiento y monitoreo de los proyectos; entre otros. Los temas presentados en el EASE y las recomendaciones serán discutidas y revisadas durante las actividades de capacitación para encontrar la mejor manera de incorporarlas en la operación diaria del MME y así establecer un camino positivo y fructífero para el desarrollo sostenible del sector.

C. Riesgos Fiduciarios

- 2.5 Colombia tiene una 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. No se contemplan adquisiciones bajo el programa.

D. Sostenibilidad

- 2.6 La sostenibilidad de las reformas se enmarca en tres pilares fundamentales: (i) el compromiso del GdC con la reforma sectorial, reflejado en las Bases del Plan de Desarrollo 2018-2022; (ii) el cumplimiento de los compromisos de la primera operación de la serie programática y en el diseño de la presente operación sin cambios relevantes respecto a los compromisos acordados para la segunda operación que fueron identificados en la primera operación de la serie programática; y (iii) el avanzado grado de cumplimiento de las reformas propuestas para esta segunda operación. Adicionalmente, el gobierno mantiene su compromiso (ver [Carta de Política](#)) de mejorar la competitividad y sostenibilidad ambiental y social del país, a través de un proceso de reformas de políticas en el sector energético.

III. PLAN DE IMPLEMENTACIÓN Y GESTIÓN

A. Resumen de los Arreglos de Implementación

- 3.1 **Prestatario y Organismo Ejecutor.** El prestatario es la República de Colombia y el MHCP es el OE. El MHCP es responsable de: (i) impulsar el logro de los objetivos de políticas; (ii) proveer evidencia del cumplimiento de las condiciones de política acordadas; y (iii) recopilar y proveer la información que permita al GdC y al Banco medir y evaluar los resultados del programa. El MHCP a través de reuniones periódicas, análisis y seguimiento, coordinará con DNP y el MME, la CREG y la UPME, la consolidación de la reforma sectorial.
- 3.2 **Condiciones contractuales especiales previas al único desembolso del financiamiento. Cumplir, a satisfacción del BID, de las condiciones de política señaladas en el Anexo II (Matriz de Resultados),** en adición al cumplimiento de las demás condiciones establecidas en el Contrato de Préstamo.

B. Resumen de los Arreglos para el Monitoreo de Resultados

- 3.3 Se ha elaborado un detallado [Plan de Monitoreo y Evaluación](#), 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 M&E 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 GdC y el Banco han acordado efectuar reuniones periódicas para el seguimiento y evaluación de la Matriz de Resultados.
- 3.4 **Evaluación.** Una vez ejecutada la segunda operación, se llevará a cabo una evaluación ex post de los resultados del programa. La evaluación tendrá como objetivo verificar el impacto de las acciones de política implementadas por el GdC con el apoyo del Banco. Un ITP será preparado por el equipo de proyecto, según las guías OP-1242-5 del Banco. El ITP evaluará los impactos obtenidos.

IV. CARTA DE POLÍTICA

- 4.1 La [Carta de Política](#) reitera el compromiso del gobierno nacional con los objetivos y acciones contempladas para el conjunto de la operación programática. Asimismo, el Banco acordó con el GdC una Matriz de Políticas donde se describen las acciones de política de la presente operación programática.

Matriz de Efectividad en el Desarrollo		
Resumen		CO-L1237
I. Prioridades corporativas y del país		
1. Objetivos de desarrollo del BID		Si
Retos Regionales y Temas Transversales	-Inclusión Social e Igualdad -Productividad e Innovación -Integración Económica -Equidad de Género y Diversidad -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 (#)* -Hogares con acceso Nuevo o mejorado al suministro de electricidad (#)*	
2. Objetivos de desarrollo del país		Si
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	GN-2948	La intervención está incluida en el Programa de Operaciones de 2019.
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. Development Outcomes - Evaluability		Evaluable
3. Evaluación basada en pruebas y solución		7.7
3.1 Diagnóstico del Programa		3.0
3.2 Intervenciones o Soluciones Propuestas		1.7
3.3 Calidad de la Matriz de Resultados		3.0
4. Análisis económico ex ante		N/A
5. Evaluación y seguimiento		7.9
5.1 Mecanismos de Monitoreo		2.5
5.2 Plan de Evaluación		5.4
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		
Se han identificado medidas adecuadas de mitigación para los riesgos principales		
Las medidas de mitigación tienen indicadores para el seguimiento de su implementación		
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:		
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		

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

La presente operación es la segunda de una serie de dos operaciones bajo la modalidad de préstamo Programático Basado en Política, cuyo objetivo 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.

El diagnóstico del sector eléctrico resalta con evidencia los retos asociados con: (i) una matriz energética altamente concentrada en el recurso hídrico; (ii) una limitada integración regional; (iii) restricciones en el mercado de gas natural para generación; (iv) limitado uso de prácticas de Gestión Eficiente de la Demanda Energética como mecanismo de ahorro energético; y (v) rigideces en el funcionamiento del MEM. La matriz de resultados exhibe una lógica vertical clara, con resultados vinculados a los objetivos específicos de la operación. Los indicadores a todos los niveles son SMART e incluyen líneas de base, y metas establecidas con el fin de facilitar la evaluación de su cumplimiento al desembolso de los recursos.

El plan de monitoreo es adecuado y la evaluación propuesta incluye un antes y después para los indicadores de resultado y un análisis costo beneficio expost.

MATRIZ DE POLÍTICAS

Objetivo: 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 CC 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 de 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.

Objetivos	Compromisos Programático I	Compromisos Programático II	Estatus de Cumplimiento ¹
Componente I. Estabilidad macroeconómica			
Estabilidad del Marco General de Políticas Macroeconómicas	Marco macroeconómico estable y conducente al logro de los objetivos del programa y a los lineamientos establecidos en la Carta de Política Sectorial	Marco macroeconómico estable y conducente al logro de los objetivos del programa y los lineamientos establecidos en la Carta de Política Sectorial	Por cumplir (IV Trimestre/2019)
Componente II. Apoyo a la confiabilidad del abastecimiento eléctrico del 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 de energía a nivel nacional	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:	Que se haya reglamentado adicionalmente la Ley 1715 de 2014 de FNCER, para: <ul style="list-style-type: none"> Definir lineamientos de política y mecanismos para la contratación a largo plazo de energías renovables no convencionales Convocar la primera subasta de energías renovables no convencionales 	Cumplido-I Trimestre 2018 Cumplido-III Trimestre 2018
	Definición de los lineamientos para la aplicación de los “Incentivos a la inversión en proyectos de FNCE” (Capítulo III de la Ley 1715 de 2014)	Que se haya reglamentado el FENOGE	Cumplido-III Trimestre 2017
	Regulación que establezca procedimientos y requisitos para avalar proyectos y acceder a los incentivos de la inversión en proyectos de FNCER	Que el FENOGE se encuentre en funcionamiento y con los recursos financieros asignados Que se haya puesto en marcha de un sistema de información que presente los proyectos	Cumplido-IV Trimestre 2018 Cumplido-IV Trimestre 2018

¹ La información es de carácter indicativo a la fecha del presente documento. De conformidad con lo establecido en el documento CS-3633-2 (Préstamos en Apoyo de Reformas de Política: Directrices sobre Preparación y Aplicación), el cumplimiento de todas las condiciones especificadas para el desembolso, incluido el mantenimiento de un marco apropiado de política macroeconómica, será verificado por el Banco al momento de la solicitud del correspondiente desembolso por el prestatario y reflejado oportunamente en el memorando de elegibilidad para desembolso.

Objetivos	Compromisos Programático I	Compromisos Programático II	Estatus de Cumplimiento ¹
		beneficiados con el programa de incentivos tributarios para FNCER	
	Regulación que establezca las condiciones para el proceso de conexión, medida y entrega de excedentes del auto generador a gran escala al SIN	Que se haya expedido la regulación necesaria para establecer las condiciones de conexión de las FNCER al SIN y ZNI, que incluya: <ul style="list-style-type: none">• Establecimiento de los requerimientos técnicos de las instalaciones que usen FNCER para la generación eléctrica (solar, eólica y geotérmica) y los procedimientos para la conexión y operación de los auto generadores• Establecimiento de los procedimientos para la comercialización de la energía proveniente de los auto generadores a pequeña escala	Cumplido-II Trimestre 2018 Cumplido-I Trimestre 2018
		Integración Energética Regional	
	Diseño del Proyecto de Decisión del Marco Regulatorio para la interconexión Subregional de los Sistemas Eléctricos e Intercambio Comunitario de Electricidad	Que se haya avanzado en la implementación de las acciones de la Hoja de Ruta del SINEA, mediante el ajuste a la regulación a las. Transacciones Internacionales de Electricidad de Corto Plazo, TIE	Cumplido-II Trimestre 2018
		Que el Plan de Expansión de Generación y Transmisión de Energía Eléctrica incluya un análisis de la interconexión Colombia-Ecuador para atender de forma confiable y segura la demanda de energía en el mediano y largo plazo	Cumplido-III Trimestre 2018
		Que se hayan revisado las opciones de remuneración de la Interconexión Colombia-Panamá, a fin de recomendar un esquema que permita la viabilidad financiera y eficiencia económica del proyecto	Cumplido-III Trimestre 2018
Subcomponente 2.2. Fortalecimiento del mercado eléctrico			
Fortalecer el MEM con medidas que permitan aumentar y garantizar la oferta de GN para	GN		
	Diseño de los criterios de ejecución bajo los cuales se implementarán ajustes al esquema de comercialización mayorista de GN	Que se haya puesto en consulta la regulación que incorpore ajustes a los mecanismos de comercialización del GN	Cumplido-II Trimestre 2018
	Adopción del Plan Transitorio de Abastecimiento de GN	Que el plan transitorio de abastecimiento de GN adoptado en 2017 se esté implementando	Cumplido-II Trimestre 2018

Objetivos	Compromisos Programático I	Compromisos Programático II	Estatus de Cumplimiento ¹
generación y administrar la demanda de energía	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 del Mercado de GN haya estabilizado su operación y esté generando indicadores de mercado	Cumplido-III Trimestre 2018
	GEDE		
	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 2016-2021, que incluya: Adopción de un Plan de Acción Indicativo para el desarrollo del PROURE, con sus recursos asociados	Que se haya actualizado el marco normativo para que los proyectos de eficiencia energética puedan acceder a incentivos tributarios	Cumplido-III Trimestre 2018
	Elaboración de la guía para la formulación e implementación de planes de gestión eficiente de la energía en entidades públicas	Que se haya aprobado una política pública para impulsar la inclusión de criterios de uso eficiente de la energía dentro del ciclo de vida de las edificaciones	Cumplido-II Trimestre 2018
	Adopción del sistema de etiquetado e información al consumidor sobre eficiencia energética	Que se hayan diseñado herramientas (divulgación, capacitación) para hacer efectiva la implementación del mecanismo de etiquetado de eficiencia energética para electrodomésticos	Cumplido-IV Trimestre 2018
		Que se hayan preparado estudios para la implementación de la segunda etapa del sistema de etiquetado de eficiencia energética para: vehículos livianos y calderas y que se haya expedido la reglamentación del servicio de alumbrado público que incluya la obligación de establecer mejoras de eficiencia energética en la prestación del servicio	Cumplido-IV Trimestre 2018
	Publicación del Mapa de Ruta para la Implementación de Redes Inteligentes que inducen al ahorro energético	Que se haya expedido la regulación que establece los mecanismos para implementar la Infraestructura de Medición Avanzada para la energía eléctrica	Cumplido-I Trimestre 2018
	Adopción de disposiciones en materia de implementación de mecanismos de respuesta de la demanda	Que se haya realizado un estudio que evalúe los criterios regulatorios para la implementación de infraestructura de medición avanzada que	Cumplido-III Trimestre 2018

Objetivos	Compromisos Programático I	Compromisos Programático II	Estatus de Cumplimiento ¹
		permita facilitar esquemas de eficiencia energética, respuesta de la demanda y modelos de tarificación horaria	
	Diseño de los mecanismos para la desconexión voluntaria de la demanda como medio para dar confiabilidad al SIN	Que se haya expedido la regulación que establece los mecanismos para la desconexión voluntaria de la demanda de los grandes consumidores como medio para dar confiabilidad al SIN	Cumplido-III Trimestre 2018
	Funcionamiento del MEM		
		Que se haya publicado la Agenda Regulatoria 2019 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	Cumplido-IV Trimestre 2018
	Publicación de los estudios de diagnóstico, análisis y propuestas de modificación sobre el funcionamiento del MEM colombiano	Que se hayan establecido las condiciones para incrementar la oferta de energía en el mercado de energía mayorista, a través de: <ul style="list-style-type: none">Convocatoria a subasta para asignar obligaciones de energía del cargo por confiabilidadRegulación que establezca los requisitos que deben cumplir los comercializadores para que sus precios sean reconocidos en la tarifa eléctrica	Cumplido-II Trimestre 2018 Cumplido-III Trimestre 2018
		Que se haya adoptado el Plan de Expansión de Generación y Transmisión del Sector Eléctrico 2017-2031	Cumplido-III Trimestre 2018
		Género y Diversidad	
			Que se haya aprobado una política pública sectorial que contemple el enfoque de género en el sector minero energético

Objetivos	Compromisos Programático I	Compromisos Programático II	Estatus de Cumplimiento ¹
Componente III. Promoción del acceso a la energía en ZNI con FNCER			
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 FCNER en las ZNI:	Que se haya creado y este en operación el registro de Proyectos de Generación con FNCER conectables a la red y en ZNI	Cumplido-III Trimestre 2018
	Registro de Proyectos de Generación con FNCER conectables a la red y en ZNI reglamentado		
	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	Que se hayan desarrollado mecanismos para la expansión de cobertura eléctrica de usuarios conectables a la red	Cumplido-I Trimestre 2018
		Que se haya estructurado la primera APP para ZNI	Cumplido-IV Trimestre 2018
		Que se hayan adoptado los lineamientos del Plan Nacional de Electrificación Rural 2018-2031 que busca la universalización del servicio de energía eléctrica a nivel nacional en 2031, con un especial énfasis en las zonas de estabilización	Cumplido-III Trimestre 2018

DOCUMENTO DEL BANCO INTERAMERICANO DE DESARROLLO

PROYECTO DE RESOLUCIÓN DE-___/19

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

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 del Programa Nacional para Asegurar un Suministro de Energía Sostenible y Eficiente, Fase II. Dicho financiamiento será hasta por la suma de US\$600.000.000, 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 2019)