

DOCUMENTO DEL BANCO INTERAMERICANO DE DESARROLLO

REPÚBLICA DOMINICANA

**PROGRAMA PARA LA SOSTENIBILIDAD Y EFICIENCIA DEL SECTOR
ELÉCTRICO II**

(DR-L1058)

PROPUESTA DE PRÉSTAMO

Este documento fue preparado por el equipo de proyecto integrado por: Jorge Mercado (ENE/CDR), Jefe de Equipo; Carlos Jácome (ENE/CHO) Co-Jefe de Equipo; Hector Baldivieso, Odile I. Johnson; Raul A. Jimenez; Stephanie Suber, Cecilia Seminario y Jeanette Bonifaz (INE/ENE); Yamille Morillo (ENE/CDR); Denise Salabie (VPC/FMP); Cristina Landázuri (LEG/SGO); y Joaquín Zentner (CID/CDR).

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

ÍNDICE

RESUMEN DEL PROYECTO	1
I. DESCRIPCIÓN DEL PROYECTO Y MONITOREO DE RESULTADOS.....	2
A. Antecedentes, Problemática y Justificación	2
B. Objetivos, Componentes y Costo.....	15
C. Indicadores Claves de Resultados.....	21
II. ESTRUCTURA DE FINANCIAMIENTO Y PRINCIPALES RIESGOS	22
A. Instrumentos de Financiamiento	22
B. Riesgos Ambientales y Sociales	22
C. Riesgos Fiduciarios	22
III. PLAN DE IMPLEMENTACIÓN Y GESTIÓN.....	23
A. Resumen de los Arreglos de Implementación	23
B. Resumen de los Arreglos para el Seguimiento de Resultados.....	23
IV. CARTA DE POLÍTICA	24

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 Seguimiento y Evaluación
OPCIONALES	
1.	Análisis del Cumplimiento con la Política de Servicios Públicos Domiciliarios
2.	Matriz Comparativa de Cambios
3.	Pacto Eléctrico Nacional para la Reforma del Sector Eléctrico (El Pacto Eléctrico)
4.	Ley General de Electricidad No. 125-01
5.	Plan Integral del Sector Eléctrico 2013-2016
6.	Estudio del Plan de Obras para la Generación y Transmisión del SENI, 2018-2030
7.	Estrategia Nacional de Desarrollo 2030 (Ley 1-12)

ABREVIATURAS	
BID	Banco Interamericano de Desarrollo
BonoLuz	Subsidio Focalizado al Consumo de Electricidad
CDEEE	Corporación Dominicana de Empresas Eléctricas Estatales
CNE	Comisión Nacional de Energía
CRI	Índice de Recuperación de Efectivo
EDE	Empresas Distribuidoras de Electricidad
EdeEste	Empresa Distribuidora de Electricidad del Este S.A.
EdeNorte	Empresa Distribuidora de Electricidad del Norte S.A.
EdeSur	Empresa Distribuidora de Electricidad del Sur S.A.
EE	Eficiencia Energética
EGEHID	Empresa de Generación Hidroeléctrica Dominicana
ER	Energía Renovable
ERNOC	Energía Renovable No Convencional
ETED	Empresa de Transmisión del Estado Dominicano
GCPS	Gabinete de Coordinación de Políticas Sociales
GRD	Gobierno de la República Dominicana
GWh	Gigavatio-hora
MEM	Ministerio de Energía y Minas
MH	Ministerio de Hacienda
MiPyMEs	Micro, Pequeña y Mediana Empresa
MW	<i>Megawatts</i>
OC-SENI	Organismo Coordinador del Sistema Eléctrico Nacional Interconectado
PBL	Préstamo en Apoyo de Reformas de Políticas
PBP	Préstamo Programático de Apoyo a Reformas de Política
PCR	<i>Project Completion Report</i> (Informe de Terminación de Proyecto)
PIB	Producto Interno Bruto
PNEE	Plan Nacional de Eficiencia Energética
POD	Propuesta para el Desarrollo de la Operación
PRA	Programa de Reducción de Apagones
PSP	Política de Servicios Públicos Domiciliarios
SENI	Sistema Eléctrico Nacional Interconectado
SIE	Superintendencia de Electricidad
US\$	Dólares de los Estados Unidos Americanos

RESUMEN DEL PROYECTO
REPÚBLICA DOMINICANA
PROGRAMA PARA LA SOSTENIBILIDAD Y EFICIENCIA DEL SECTOR ELÉCTRICO II
(DR-L1058)

Términos y Condiciones Financieras				
Prestatario: República Dominicana			Facilidad de Financiamiento Flexible^(a)	
			Plazo de amortización:	20 años
Organismo Ejecutor (OE): Ministerio de Hacienda (MH)			VPP original:	12,58 años ^(b)
			Período de desembolso:	1 año
Fuente	Monto (US\$)	%	Período de gracia:	5,4 años
BID (CO)	400.000.000	100	Tasa de Interés	Basada en LIBOR
			Comisión de inspección y vigilancia:	(c)
			Comisión de crédito:	(c)
Total	400.000.000	100	Moneda de aprobación:	Dólares de los Estados Unidos Americanos (US\$)
Esquema del Proyecto				
<p>Objetivo del proyecto/descripción: El objetivo general es apoyar al Gobierno de República Dominicana (GDR) en la adopción e implementación de las reformas y políticas sectoriales necesarias para impulsar la sostenibilidad financiera y la eficiencia operativa del sector eléctrico. Los objetivos específicos son: (i) fortalecer la capacidad institucional y de supervisión del sector eléctrico; (ii) fortalecer la planificación y regulación sectorial; y (iii) apoyar la mejora gerencial y operativa de las empresas de distribución eléctrica.</p> <p>La presente operación de préstamo es la segunda de tres consecutivas de un solo desembolso cada una, vinculadas técnicamente entre sí, pero financiadas en forma independiente bajo la modalidad de Préstamo Programático de Apoyo a Reformas de Política (PBP).</p> <p>Condiciones contractuales especiales previas al único desembolso del financiamiento: (i) el cumplimiento de las condiciones de reforma de política, que constan en la Matriz de Políticas (Anexo II) y la Carta de Política; y (ii) el cumplimiento de las demás condiciones establecidas en el contrato de préstamo (¶3.2).</p>				
Excepciones a las políticas del Banco: Ninguna.				
Alineación Estratégica				
Desafíos^(d):		SI <input checked="" type="checkbox"/>	PI <input checked="" type="checkbox"/>	EI <input type="checkbox"/>
Temas Transversales^(e):		GD <input type="checkbox"/>	CC <input checked="" type="checkbox"/>	IC <input checked="" type="checkbox"/>

^(a) Bajo los términos de la Facilidad de Financiamiento Flexible (FN-655-1) el Prestatario tiene la opción de solicitar modificaciones en el cronograma de amortización, así como conversiones de moneda y de tasa de interés. En la consideración de dichas solicitudes, el Banco tomará en cuenta aspectos operacionales y de manejo de riesgos.

^(b) La VPP original del préstamo podría variar dependiendo de la fecha efectiva de firma del Contrato de Préstamo.

^(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 **Situación macroeconómica y fiscal.** República Dominicana tiene una economía pequeña y muy vulnerable a choques externos y desastres naturales¹. Durante la última década², el país ha registrado un crecimiento económico de 4,9% en términos reales, por encima del promedio de América Latina y el Caribe (ALC) de 2,1%. En 2017, la actividad económica se desaceleró y el crecimiento pasó de 5,5% en el primer trimestre a alrededor de 3% en el segundo y tercer trimestre, lo cual derivó en un crecimiento acumulado de 4,6%, por debajo de las estimaciones oficiales del 5,5%. Este comportamiento fue producido principalmente por una caída de la inversión, influenciada por la incertidumbre en el panorama macroeconómico interno y externo, y por un freno significativo del gasto de capital público. Las medidas de flexibilización monetaria adoptadas por el gobierno y una mayor ejecución fiscal empujaron la recuperación económica en el último trimestre del año y aún continúa en 2018. Las proyecciones del gobierno estiman que la economía dominicana alcance un crecimiento promedio del Producto Interno Bruto (PIB) real de 5,0% entre 2019 y 2022³.
- 1.2 En 2017, el país tuvo un sólido desempeño en el sector externo y las presiones inflacionarias fueron bajas. La inflación se mantuvo cercana al valor central del rango meta de 4%±1%, y se estima que mantendrá esta tendencia en 2018. En tanto al sector externo, al cierre del año, la cuenta corriente registró un saldo deficitario equivalente a 0,2% del PIB (1,1% del PIB en 2016), por debajo del promedio histórico y el menor de los últimos 13 años. Este resultado se relaciona con el sostenido crecimiento de los ingresos por turismo y las remesas familiares, un mejor desempeño de las exportaciones y la moderada factura petrolera.
- 1.3 Sin embargo, el proceso de consolidación fiscal iniciado en 2012 se encuentra actualmente estancado. El déficit del sector público consolidado alcanzó 4,4% del PIB en 2017(4,2% en 2016), lo que llevó a la deuda pública consolidada a un nivel de 48,9% del PIB al final del año. Una de las mayores fuentes de presión fiscal es el sector eléctrico. Entre 2000-2017, el déficit promedio del sector eléctrico fue 1,1% del PIB. La reducción de los precios internacionales del petróleo ha significado una disminución en el monto de las transferencias corrientes hasta 0,5% del PIB en 2017. No obstante, el aumento de los precios del petróleo registrado durante el primer semestre de 2018 estaría reversando este efecto, generando una mayor presión sobre las cuentas fiscales.
- 1.4 **Marco regulatorio e institucional del sector.** El marco legal, regulatorio e institucional del sector eléctrico está definido por la [Ley General de Electricidad 125-01](#) de 2001, la cual trajo consigo la eliminación de la integración vertical y la capacidad de atraer inversión privada para facilitar el desarrollo de nuevas

¹ Irma y María, dos huracanes de categoría 5, pasaron cerca del país en septiembre 2017, dejando daños económicos en regiones productivas.

² Período 2008-2017, según datos del *World Economic Outlook* (abril 2018).

³ MEPyD, *Marco Macroeconómico 2018-2020* (junio 2018).

inversiones en todas las etapas de la cadena productiva: generación, transmisión y distribución.

- 1.5 Los principales actores del sector son: (i) el Ministerio de Energía y Minas (MEM), creado en 2013, mediante Ley 100-13 del 2 de agosto de 2013, como responsable de la formulación y administración de la política energética y minera; (ii) la Superintendencia de Electricidad (SIE), órgano independiente con funciones de promoción, regulación y fiscalización del sector eléctrico; (iii) la Comisión Nacional de Energía (CNE), con la función principal de elaborar y coordinar los proyectos de normativa legal y reglamentaria para el buen funcionamiento y desarrollo del sector energético y velar por su cumplimiento; (iv) la Corporación Dominicana de Empresas Eléctricas Estatales (CDEEE), responsable, del desarrollo de planes y políticas relativas a las empresas eléctricas estatales⁴; y (v) el Organismo Coordinador del Sistema Eléctrico Nacional Interconectado (OC-SENI), como entidad privada sin fines de lucro, encargada de realizar la coordinación del despacho del sistema nacional integrado (ver Gráfico 1).
- 1.6 La generación de electricidad está a cargo de empresas privadas⁵, empresas mixtas de capital público-privado⁶, una empresa pública⁷, y las Productoras Independientes de Energía (IPPs)⁸. Por otro lado, la transmisión está a cargo del sector público, por medio de la Empresa de Transmisión Eléctrica Dominicana (ETED). En cuanto a distribución, existen tres empresas estatales a cargo: Empresa Distribuidora de Electricidad del Norte S.A. (EdeNorte), Empresa Distribuidora de Electricidad del Sur S.A. (EdeSur), y Empresa Distribuidora de Electricidad del Este S.A. (EdeEste)⁹.

⁴ La [Ley 142-13](#) establece que, la CDEEE mantiene sus atribuciones, facultades y funciones en lo que concierne a su condición de entidad líder y coordinadora de todas las estrategias, objetivos y actuaciones de las EDE y que el MEM asume aquellas relacionadas con la formulación, coordinación y promoción de la política y programas en materia de uso racional de energía, eficiencia energética, el desarrollo de fuentes alternas de energía y promoción de energía en armonía con el medio ambiente establecidas en las leyes 125-01 y 100-13, a partir del 30 de julio de 2018.

⁵ Entre las más importantes están: AES Dominicana, San Felipe, Compañía De Electricidad De San Pedro De Macorís, Compañía de Electricidad de Puerto Plata, Generadora Palamara - La Vega, Consorcio Laesa Limited LTD, Complejo Metalúrgico Dominicano, SeaBoard, Pueblo Viejo Dominicana Corp, Falconbridge Dominicana S.A.

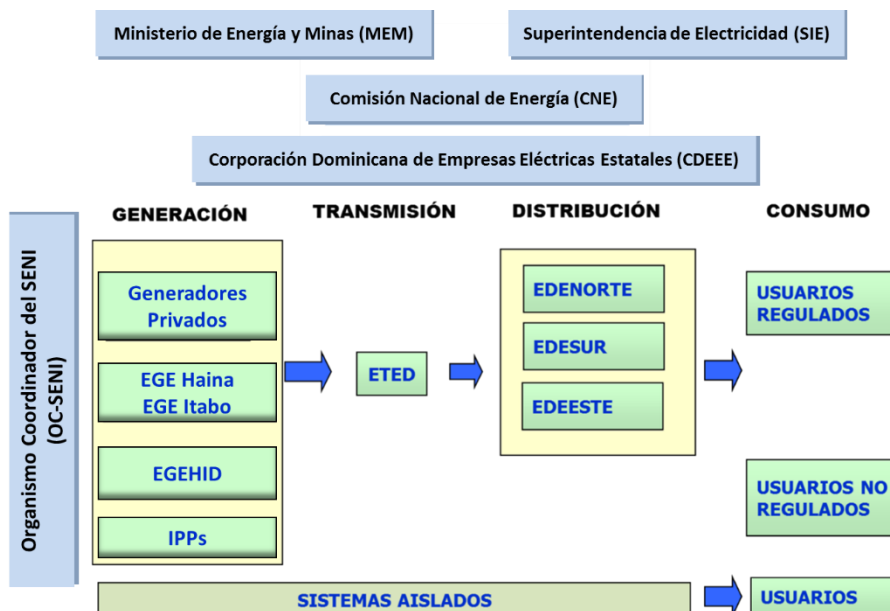
⁶ EGE Haina y EGE Itabo, donde el GRD participa a través del Fondo Patrimonial de las Empresas Reformadas (FONPER), encargado de velar, custodiar y administrar las acciones del Estado en las empresas surgidas del proceso de reforma.

⁷ Empresa de Generación Hidroeléctrica Dominicana (EGEHID).

⁸ Actualmente, 86% de la capacidad de generación es de propiedad y/o operación privada (excluyendo autogeneración) y 14% es de propiedad pública. El sistema comprende un total de 15 generadoras, dos de las cuales son IPPs. De esas 15, tres generadoras: AES Dominicana, Empresa Generadora de Electricidad de Haina y EGEHID, proporcionan más del 69% de la generación total.

⁹ EdeEste, EdeNorte y EdeSur sirven el 98% del mercado eléctrico nacional, y prestan servicio por asignación geográfica.

Gráfico 1. Estructura del Sector Eléctrico Dominicano *



* Elaboración propia conforme a las Leyes 125-01, 143-13 y 100-13.

1.7 El sistema eléctrico dominicano. Las principales características del sector eléctrico dominicano a diciembre de 2017 son: (i) capacidad instalada de generación de 3.703 Megawatts (MW); (ii) demanda máxima anual de 2.219 MW; (iii) generación total de energía de 16.326 Gigavatios-hora (GWh), siendo el sector residencial el mayor consumidor con un 38%; (iv) subsidios generalizados que benefician al 90% de los clientes residenciales y al 50% de los clientes comerciales; y (v) déficits operativos originados por pérdidas de energía (29,9%), mala gestión de cobro y elevados gastos operativos de las EDE (US\$352,4 millones). Pese a que el sistema eléctrico dominicano tiene una capacidad de generación por encima de su demanda, por razones operativas y financieras, en circuitos con altos niveles de pérdidas, se producen en promedio entre ocho y 12 horas diarias de interrupciones programadas. La calidad y el costo del suministro eléctrico afectan la competitividad del país¹⁰, para el caso de las MiPyMEs.

1.8 Acciones de política en el sector eléctrico. El gobierno inició un proceso de reformas en el sector en 2011, cuando el Banco aprobó la primera operación de una serie de tres operaciones de Préstamo Programático de Apoyo a Reformas de Política (PBP) "Programa para la Sostenibilidad y Eficiencia del Sector Eléctrico", por US\$200 millones (2610/OC-DR). Dicho programa se diseñó buscando implementar las medidas establecidas entre el gobierno, el Fondo Monetario Internacional y la banca multilateral en el marco de "Plan de Acción del Sector Eléctrico 2010-2015". En este sentido, el gobierno había identificado las áreas estratégicas fundamentales, a través de las cuales podía llegarse a la sostenibilidad financiera y la eficiencia operativa del sector: (i) generación

¹⁰ De acuerdo al *Doing Business* (2017), la obtención de electricidad es el segundo factor que más dificulta hacer negocios en el país.

eléctrica, mediante la diversificación de la matriz de generación; (ii) eficiencia operativa de las Empresas Distribuidoras de Electricidad (EDE), a través de reducción de pérdidas y de costos operativos; (iii) eficiencia del sistema tarifario y de subsidios; y (iv) fortalecimiento institucional y de supervisión.

- 1.9 En 2012, bajo un escenario de altos precios del petróleo, el gobierno decide priorizar las dos primeras áreas mencionadas anteriormente (generación y distribución), fundamentando su estrategia sectorial en la reducción de los costos de generación (mediante la modificación de la matriz de generación) y la reducción de pérdidas eléctricas y gastos operativos en las EDE. El gobierno postergó cualquier referencia al tema tarifario y de subsidios (que en ese entonces implicaba incrementos de más del 40% en la tarifa) hasta después de la realización de un gran diálogo nacional sobre la solución al problema eléctrico (Pacto Eléctrico), el cual finalmente tuvo lugar entre enero de 2015 y octubre de 2017. Igualmente, las acciones de política en los temas de independencia institucional de la SIE fueron postergados hasta la realización del diálogo nacional.
- 1.10 Finalmente, en base a los resultados de dicho diálogo, en marzo de 2018, el gobierno no solo reconoció la necesidad de continuar trabajando sobre las cuatro áreas estratégicas fundamentales, sino, que tomó la iniciativa de llevar adelante medidas para: (i) comprometer a las EDE a reducir sus pérdidas eléctricas y costos operativos; (ii) lograr la independencia de la SIE; y (iii) definir criterios regulatorios para el establecimiento de una estructura tarifaria eficiente y un esquema de subsidio optimizado. Como se puede evidenciar, el sector ha estado enfrentando, y el gobierno priorizando, la superación de los mismos retos identificados desde el 2011. Esta situación hace que haya coincidencia entre las medidas contenidas en el primer Préstamo en Apoyo de Reformas de Políticas (PBL), las cuales son consistentes con las propuestas en este segundo PBL¹¹ y las medidas del Pacto Eléctrico consensuado. Las áreas fundamentales se describen a continuación:
- 1.11 **Generación Eléctrica.** En el 2010, el país enfrentaba un costo alto de suministro de electricidad debido a la alta participación de los combustibles fósiles importados en la matriz de generación eléctrica (88% de participación), y el traslado de los elevados niveles de pérdidas de energía en los sistemas de distribución a las tarifas de los usuarios¹². Como consecuencia del primero de estos factores, el costo marginal de corto plazo, alcanzó US\$140/MWh en 2010, muy superior al promedio de US\$100/MWh para Centroamérica.
- 1.12 A finales de 2012, el gobierno decidió que para impulsar la diversificación en la matriz de generación era necesaria su intervención como inversionista en generación eléctrica. Esta intervención dio origen a la construcción de la central de generación a carbón de Punta Catalina (752 MW), la cual entrará a reemplazar

¹¹ Las medidas de política contenidas en el primer y segundo PBL son consistente, aunque las herramientas de acción pudieran, en algunas áreas fundamentales, presentar ciertas variaciones.

¹² Como un mecanismo para recuperar el alto costo que implican estas pérdidas.

gran parte de la generación con combustibles líquidos (con elevada tarifa de importación).

- 1.13 El aumento de la capacidad de generación con gas natural y Energía Renovable (ER) (apoyadas por la Ley No 57-07 de Incentivos a las ER y Regímenes Especiales, promulgada en 2007) contribuyeron a la disminución de la participación en la matriz de generación eléctrica de los combustibles fósiles líquidos importados. El país ha logrado transformar su matriz de generación de un 85% de su capacidad de generación operada con combustibles líquidos derivados del petróleo (década de los 90's) a una matriz más diversificada en 2017, con tan solo un 40%.
- 1.14 La entrada en operación de la Central Térmica Punta Catalina en 2019, combinado con la adjudicación de licitaciones internacionales que lleva a cabo el gobierno para la compra de energía eléctrica de corto y largo plazo¹³ debe conducir a: (i) estabilizar los costos de generación (alrededor de US\$100/MWh); (ii) concentrar los esfuerzos en la mejora de la eficiencia operativa de las empresas distribuidoras; y (iii) reducir, de manera considerable, los requerimientos de transferencias del gobierno al sector. Por otro lado, se espera para 2030 un incremento en la cuota de ER a un 27% de la matriz de generación, representando ahorros económicos importantes¹⁴.

Tabla 1. Avances en el Subsector de Generación Dominicano

	2010	2017	Futuro (2022)
Precio del petróleo crudo (US\$/Barril)	79,59	50,84	59,00
Costo Marginal Tope (US\$/MWh)	13,72	123,44	8,11
Generación No Renovable (%)	88,36	83,30	73,00 ^(*)
✓ Generación con Combustibles Líquidos (%)	46,00	40,00	
✓ Generación con Gas Natural (%)	27,24	30,10	
✓ Generación con Carbón (%)	15,11	13,20	
Generación Hidráulica (%)	11,69	13,30	14,00 ^(*)
Generación Renovable (%)	0,00	3,30	13,00 ^(*)
Generación Total (GW)	12.271,64	16.326,52	20.770,04
Capacidad Instalada (MW)	2.956,18	3.702,81	4.496,00
Demanda Máxima (MW)	1.795,18	2.218,83	2.938,83
Otras acciones relevantes		Finalización de los Acuerdos de Madrid	Entrada en funcionamiento de Punta Catalina con 752 MW brutos, así como la operación de 400 MW de ER

(*) Para 2030, véase IRENA, REmap: Perspectivas de ER: República Dominicana (2017).

¹³ En julio 2016 terminaron los onerosos acuerdos de compra y venta de energía, denominados Acuerdos de Madrid.

¹⁴ En el caso REmap (IRENA, 2017), más del 80% de todas las opciones tecnológicas basadas en ER podrían implementarse obteniendo ahorros económicos si se comparan con las tecnologías no renovables a las que sustituyen. Desde la perspectiva empresarial, el conjunto de tecnologías de ER identificadas más allá del caso de referencia, arroja ahorros de US\$62 por megavatio-hora de energía producida (o US\$17 por gigajulio).

- 1.15 **Eficiencia operativa de las Empresas Distribuidoras de Electricidad (EDE).** Las EDE han presentado a lo largo de los años indicadores de gestión por debajo de los estándares para empresas similares en la región. Ello es el resultado de un conjunto de factores: (i) un modelo tarifario que no ha reflejado adecuadamente los costos incurridos en la prestación del servicio, en particular durante el período 2008–2014¹⁵; (ii) niveles altos de pérdidas totales de electricidad, superiores al 30% promedio anual, mayoritariamente de tipo no técnico (comerciales); y (iii) problemas de gestión con los clientes que se muestra en bajos índices de facturación y cobranza, así como por conexiones informales que se estiman del orden de 22% de la base de usuarios¹⁶.
- 1.16 En 2010, las EDE presentaban: (i) niveles de pérdidas técnicas y comerciales del 35,20%¹⁷; (ii) niveles de cobranza¹⁸ e Índice de Recuperación de Efectivo (CRI) de alrededor de 90,61% y 58,71%, respectivamente; y (iii) altos gastos operativos: US\$234,99 millones. Estos resultados contribuyeron a agudizar una situación financiera deficitaria recurrente del sector: las transferencias ascendieron a US\$729,86 millones, correspondiendo US\$647,1 millones a transferencias corrientes.
- 1.17 En 2012 el gobierno cambió algunas estrategias originalmente incluidas en el primer programático de la serie de PBP, tales como mantener el manejo gerencial de las EDE bajo gestión pública, en lugar de considerar contratos de gestión. No obstante, ratificó como prioridades en su [Plan Integral del Sector Eléctrico 2013-2016](#) los ejes estratégicos de reducción de pérdidas y eficiencia en la gestión de las EDE para seguir avanzando en su mejoramiento financiero y operativo¹⁹.
- 1.18 A 2017 se han logrado avances modestos en la reducción de pérdidas totales de energía, debido principalmente a que, además de un financiamiento limitado para llevar a cabo las inversiones planeadas (reducción de pérdidas técnicas), la gestión comercial de las EDE ha sido insuficiente²⁰. El Banco, junto al apoyo de otros cooperantes²¹, viene apoyando al gobierno en el Programa de Modernización de Redes de Distribución y Reducción de Perdidas Eléctricas. La primera fase de dicho plan (préstamo 3182/OC-DR), comenzó su implementación en 2010 con una asignación presupuestaria que alcanzó para intervenir el 10% de los circuitos del sistema. En coordinación con las otras instituciones multilaterales,

¹⁵ En un escenario de altos precios de los combustibles importados utilizados por cerca del 85% de la capacidad de generación instalada.

¹⁶ Véase Jiménez (2017). *Are blackout days free of charge? Valuation of individual preferences for improved electricity services*. IDB-WP-822.

¹⁷ En América Latina (2014) las pérdidas de electricidad alcanzan en promedio al 16.5%.

¹⁸ Para empresas similares no debería ser menor del 98%.

¹⁹ La prioridad consistía en diversificación de la matriz de generación, con el fin de hacerla más eficiente, reduciendo así los costos del servicio y, por tanto, las transferencias del GRD para cubrir los déficits operativos de las EDE.

²⁰ La experiencia en los países de la región que han implementado planes de reducción de pérdidas, la reducción es del orden de 5% anual durante los primeros años.

²¹ Banco Mundial, Fondo OPEP para el Desarrollo Internacional, Banco Centroamericano de Integración Económica y Banco de Desarrollo de América Latina.

el Banco espera acompañar al gobierno en la implementación una segunda fase (DR-L1128, en preparación).

- 1.19 Para completar el cuadro financiero de las distribuidoras, los datos muestran que la expectativa en cuanto a la reducción del costo de energía contrasta con gastos corrientes elevados y en aumento. En el caso de los gastos operativos, la comparación con un *benchmark* internacional y con los resultados de los estudios recientes para la determinación del valor agregado de distribución, indican que las distribuidoras gastan más del estándar de la industria²². Esto se confirma mediante indicadores de gestión que relacionan los gastos con: ingresos, cantidad de clientes, u otras variables relevantes.
- 1.20 En el marco del Diálogo Nacional del Sector Eléctrico -denominado Pacto Eléctrico- se acordó como meta que las EDE deben tener la capacidad para cubrir sus gastos operativos, de mantenimiento y de inversión para expansión. Para esto, se requiere contar con instrumentos efectivos de gestión y de monitoreo de las EDE a fin de eliminar los déficits financieros que requieren financiamiento del gobierno, un plan de reducción de pérdidas, y un régimen de consecuencias que estimule su buen desempeño. En ese contexto, se tomó el acuerdo para 2022 de reducir el nivel de pérdidas global de las EDE a 15% y limitar sus gastos operativos a un 10% de sus ingresos. Cabe resaltar que, la prioridad de acciones de política debe girar en torno a la eficiencia operativa de las EDE para producir mayores retornos al sector, representando cada punto de pérdidas recuperado, aproximadamente US\$21 millones en ingresos para el sector (distribución).

Tabla 2. Avances en la Eficiencia Operativa de las EDE

	2010	2017	Futuro (2022)
Pérdidas totales (%)	35,20	29,80	15,00
Índice de Recuperación de Efectivo (CRI) (%)	58,71	67,50	82,30
Gastos Operativos/ Ingresos (%)	18,88	22,54	10,00
✓ Gastos Operativos (US\$ MM)	234,99	352,41	332,5
✓ Total Ingresos (US\$ MM)	1.244,56	1.563,58	
Gastos Operativos/ Energía Facturada (US\$/MWh)	32,70	36,54	21,87
Clientes/ Empleados (número)	296,07	270,11	
Cobranzas (%)	90,61	96,10	97,00
Índice de Recuperación de Energía (%)	58,71	68,10	84,21
Disponibilidad (%)	80,11	87,60	
Transferencias totales (% del PIB)	1,36	1,50	0
Transferencias Totales (US\$ MM)	729,86	1.141,10	0
✓ Transferencias de Capital (US\$ MM)	82,76	771,50	0
✓ Transferencias Corrientes (US\$ MM)	647,10	369,60	0

- 1.21 **Eficiencia del Sistema Tarifario y de Subsidios.** La Ley 125-01 ratificó el principio de peajes y tarifas orientadas a la recuperación de costos de prestación del servicio, y estableció el procedimiento que debería seguir la SIE para la

²² En 2017, según el Informe de Desempeño de la CDEEE, las EDE tenían una relación de 260 clientes/empleado; con el promedio en la región Latinoamericana que es 1.000 clientes/empleado (ejemplo Chile: 1.540 clientes/empleado). Las cuentas por cobrar de las EDE tienen una antigüedad superior a cuatro meses; en la región se maneja promedio de dos meses.

actualización de los pliegos tarifarios, de tal forma que se garantizase la sostenibilidad de las empresas. No obstante, el esquema tarifario del sector eléctrico ha permanecido con inflexibilidades por largos periodos, sin que su nivel refleje adecuadamente los costos de generación: (i) ha estado por debajo cuando los precios del petróleo han superado los US\$100/barril (hasta antes de 2014); o (ii) por encima, cuando la caída de los precios del petróleo ha reducido considerablemente los costos de generación en el mercado mayorista de electricidad. Esto se ha traducido, en el primer caso, en un subsidio generalizado que ha sido cubierto por las finanzas públicas, y, en el segundo, en un sobreprecio del componente de generación en la formula tarifaria.

- 1.22 Asimismo, la estructura tarifaria contempla un subsidio implícito para consumos iguales o inferiores a 500 kWh/mes. Ese subsidio beneficia a 90% de clientes residenciales y al 50% de los clientes comerciales.
- 1.23 En 2009 se aprobó mediante el Decreto 421-09 el nuevo esquema focalizado de subsidio al consumo de electricidad para los más pobres²³, denominado BonoLuz²⁴, identificados a través del Sistema Único de Beneficiarios (SIUBEN). A fines de 2010, el BonoLuz cubría cerca de 130 mil familias, en 2011 subió a 271.000 familias y en 2017 alcanza las 450 mil familias. El BonoLuz actualmente subsidia un poco más del 50% de aquellos hogares que se encuentran en condición de pobreza (el universo comprende 804 mil familias). Las dificultades para aumentar la cobertura se deben a: (i) restricciones presupuestarias, más aún durante la época de precios altos del combustible; y (ii) debilidad operativa de las empresas distribuidoras para continuar normalizando hogares potencialmente beneficiarios. Cabe destacar que el incremento en la cobertura de este subsidio focalizado responde a uno de los objetivos de la primera operación de la serie del PBP.
- 1.24 Actualmente, la tarifa aplicada²⁵ se encuentra por encima de la tarifa técnica²⁶ o tarifa de eficiencia, lo que alivia la presión para un ajuste inmediato a la tarifa. Los subsidios cruzados (sobrecosto que pagan los mayores consumidores compensando la tarifa baja a los usuarios de menor consumo), independientemente de la distorsión que los mismos pudieran ocasionar con relación a la tarifa técnica, tienen balance neto cercano a cero.
- 1.25 El reto en conjunto es aplicar entre 2019-2022 una tarifa de transición tendiente a corregir las ineficiencias hasta alcanzar la tarifa de referencia en 2023. En paralelo, definir una nueva política de subsidios que revise el umbral del subsidio

²³ La categorización de pobreza es determinada por el SIUBEN, en base al índice de calidad de vida de los hogares.

²⁴ Bonoluz subsidia el cargo fijo y el valor del consumo hasta 100 kWh mensuales a hogares beneficiados. Para la selección de los hogares se usa la plataforma nacional existente para la asignación de subsidios y beneficios sociales del SIUBEN.

²⁵ La tarifa aplicada es la tarifa efectivamente cobrada a los usuarios del servicio eléctrico, establecida y publicada mensualmente por la SIE.

²⁶ La tarifa técnica es aquella que cubre el costo de abastecimiento de las distribuidoras, sustentado en un régimen de competencia según lo establecido en Ley 125-01, más las pérdidas técnicas entre el punto de inyección de los generadores y el punto de retiro de la energía por parte del consumidor, más los costos asociados a transmisión y distribución, cargando un máximo de 3% de energía incobrables. (Ref. Ley General de Electricidad No.125-01).

generalizado y el subsidio focalizado, de tal forma que se logre la inclusión de la totalidad de hogares elegibles por el SIUBEN.

- 1.26 **Fortalecimiento institucional y de supervisión.** Uno de los principales retos institucionales es la consolidación de esfuerzos para separar las actividades del sector en: (i) diseño e implementación de política sectorial; (ii) planificación; (iii) regulación; y (iv) iniciativa empresarial para producción y prestación del servicio eléctrico. La expansión de los sistemas de generación, distribución y transmisión debe responder a un plan indicativo de expansión²⁷. En ese contexto, las inversiones que se lleven a cabo deben considerar opciones tecnológicas económicamente viables para el país, y un plan para apoyar la maduración de las nuevas inversiones.
- 1.27 En 2015, conforme al mandato de la Estrategia Nacional de Desarrollo 2030 (Ley 1-12), se inició un diálogo nacional con diversos sectores de la sociedad, con el fin de acordar una estrategia de largo plazo para el sector. Durante dicho diálogo se definieron las acciones a desarrollar en el corto, mediano y largo plazo para que el país contara con un servicio eléctrico universal, de calidad, eficiente, confiable, resiliente, ambiental y financieramente sostenible. Igualmente, se reafirmó el respeto efectivo a la Ley General de Electricidad 125-01 y su normativa, al tiempo que se reconoció que la solución de la problemática sectorial requerirá modificaciones puntuales en el marco legal; y las funciones del estado como promotor, regulador y fiscalizador en el sector.
- 1.28 El diálogo nacional tuvo como resultado la elaboración del Pacto Eléctrico Nacional para la Reforma del Sector Eléctrico (El Pacto Eléctrico), conforme al mandato del Decreto Presidencial 389-14 de octubre de 2014. El Pacto Eléctrico fue consensuado con vigencia hasta 2030 y se espera que su firma se materialice una vez los dirigentes de los partidos políticos hayan concluido la revisión del mismo.
- 1.29 En cuanto al marco institucional, a pesar de la creación del MEM como órgano rector del sector, aún persisten retos institucionales que no contribuyen a lograr la eficiencia y uso racional de recursos en el sector. En este sentido, se requiere contar con un plan indicativo actualizado para la expansión eficiente de generación y transmisión, que considere: (i) las opciones de fuentes de generación viables y metas de atención de la demanda con criterio de mínimo costo; (ii) una planificación del desarrollo de electrificación rural²⁸ teniendo en cuenta las políticas públicas, planes de desarrollo y de expansión sectorial, la identificación de soluciones con tecnología de punta y las fuentes de Energía Renovable No Convencional (ERNC); (iii) el desarrollo de un Programa Nacional de Eficiencia Energética (PNEE)²⁹; y (iv) un mecanismo tarifario que responda a

²⁷ Los planes indicativos de generación y de transmisión son planes energéticos nacionales con carácter integral e indicativo, que tienen como objetivo servir como patrón para las políticas sobre proyectos de inversión y desarrollo del sector.

²⁸ Para el año 2017, el 4% de la población no cuenta con acceso a la energía eléctrica y en su mayoría se encuentran en las zonas más pobres y alejadas del país, como son: Elías Piña, donde falta 32% de cobertura; San Juan de la Maguana con 31%; Santiago Rodríguez con 29% y Montecristi con 25%.

²⁹ En 2011 se estableció el PNEE, que define los lineamientos para disminuir costos e implementar procesos innovadores para el ahorro de energía. El PNEE contempla la gestión de demanda de energía en instituciones gubernamentales y capacitación en ahorro y EE. Estas medidas atendían uno de los objetivos del primer PBP.

la racionalidad económica y financiera del servicio, garantizando la sostenibilidad de las empresas e introduciendo incentivos para la eficiencia de productores y consumidores de electricidad.

- 1.30 Por otro lado, se requiere fortalecer los sistemas de gestión de las EDE, debido a la ausencia de un mecanismo efectivo de monitoreo, falta de robusticidad en la definición de transferencias presupuestales a las distribuidoras, y ausencia de un régimen de consecuencias ante incumplimientos de las metas de gestión operativas y comerciales, dificultándose el seguimiento del cumplimiento de compromisos y metas operativas y financieras de las EDE. Esa tarea requiere de un sistema informático de monitoreo y rendición de cuentas y de una labor de fiscalización de la SIE, que se apoye en auditorías técnicas independientes que publiquen los resultados.
- 1.31 Con respecto al OC-SENI, aún existe la necesidad de que fortalezca y automatice su operación. De igual modo, la SIE debe desarrollar las regulaciones necesarias para la selección y remuneración de los servicios auxiliares, así como cualquier otra regulación que sea necesaria para mejorar la eficiencia del mercado mayorista.
- 1.32 En resumen, el sector sigue enfrentando los retos de: (i) ineficiencia operativa de las EDE; (ii) sistema tarifario inadecuado; y (iii) debilidad institucionalidad. Por esta razón, la presente operación estará apoyando al gobierno en la implementación de las acciones de políticas necesarias para el cierre de las brechas del sector en las cuatro áreas estratégicas fundamentales. Se espera que el PBL contribuya a la consecución de:
- (i) Costos de generación más eficientes a largo plazo, por motivo de la diversificación de la matriz de generación en consistencia con el plan indicativo de expansión de la generación (Componente 2), del monitoreo de los valores de los mínimos técnicos de las plantas de generación con el fin de optimizar los costos (Componente 1), y la realización de licitaciones y contrataciones mediante procesos competitivos (Componente 2).
 - (ii) Pérdidas eléctricas y costos operativos de distribución más bajos y eficientes, por la implementación de los Planes de Mejora de Gestión y Plan de Reducción de Pérdidas de las EDE (Componente 3), donde las EDE se comprometen y desarrollan una planificación para bajar las pérdidas eléctricas de 29,9% (2017) a 15% (2022). Cada punto porcentual recuperado (facturado y cobrado), se estima representan US\$21 millones anuales en ingresos. El cumplimiento con este plan estará siendo monitoreado por la SIE (Componente 1), auditado por un auditor independiente (Componente 3) y sujeto a un régimen de consecuencias (Componente 3).
 - (iii) Régimen tarifario óptimo por la definición de una tarifa de eficiencia meta y propuesta de régimen de subsidio mejor focalizado. Para el cierre de esta brecha, se está desarrollando la Contabilidad Regulatoria para una mayor transparencia y eficiencia en las cuentas y costos asociados a la prestación del servicio eléctrico (Componente 1). Con base a esto, se define y aprueba

una tarifa meta³⁰ para reflejar adecuadamente los costos de prestación eficiente del servicio, con los parámetros de eficiencia definidos en cuanto a pérdidas eléctricas, porcentaje de cobranza, relación de gastos operativos/ingresos y tasa de costos de capital de inversión en el sector (Componente 2). Finalmente, se realiza una propuesta de asignación de subsidios para apoyar a los usuarios más vulnerables, de manera consistente con el régimen tarifario a proponerse.

- (iv) Instituciones que cumplan con su rol conforme al mandato otorgado por la ley. Muestra de esto es la creación del MEM (Componente 1) y su fortalecimiento para el desarrollo de programas de EE (Componente 2). Igualmente, es el desarrollo de capacidades de la SIE para supervisar el cumplimiento de las EDE con sus metas de reducción de pérdidas, de las plantas de generación con los valores mínimos técnicos y con los servicios auxiliares, entre otros (Componente 1).

1.33 **Estrategia del país en el sector.** La política del sector está regida por el plan estratégico del gobierno al 2030 [“Estrategia Nacional de Desarrollo 2030” \(Ley 1-12\)](#) que establece los principales objetivos económicos, sociales, institucionales y ambientales que orientan la política hasta 2030. Esta Estrategia incluye como un objetivo específico, asegurar un suministro confiable de energía a precios competitivos y en condiciones de sostenibilidad financiera y ambiental; y ordena tres “pactos” a ser alcanzados entre el gobierno y la sociedad civil en las tres prioridades del país: reforma educativa, reforma fiscal y reforma del sector eléctrico. El MEM ha definido tres Ejes Estratégicos: (i) seguridad y sostenibilidad energética; (ii) gestión de recursos mineros; y (iii) fortalecimiento institucional. Asimismo, el Poder Ejecutivo ha establecido Metas Presidenciales para el sector, entre las que se encuentran: (i) anteproyectos para la Reforma Institucional de los Sectores Energía, Minas e Hidrocarburos; y (ii) desarrollar e implementar programas de fomento a la ER.

1.34 **Conocimiento del sector.** El Banco ha acumulado amplio conocimiento del sector como resultado de su continuo apoyo, especialmente desde 2009, mediante cooperación y diálogo técnico y financiamiento de iniciativas de inversión y de reformas, tales como el “Proyecto de Rehabilitación de Redes de Distribución de Electricidad” (1281/OP-DR,2042/OC-DR)³¹ y “Apoyo al Programa de Modernización Red Distribución y Reducción Pérdidas Eléctricas” (3182/OC-DR)³².

1.35 El Banco cuenta con vasta experiencia en apoyo a reformas de políticas en el sector, siendo las más recientes: Nicaragua (4313/BL-NI), Surinam (2848/OC-SU), Perú (2847/OC-PE), Honduras (3619/BL-HO) y Ecuador (3420/OC-EC). De acuerdo con el informe de cierre de proyecto de la operación 2847/OC-PE, se concluye que las operaciones programáticas son instrumentos adecuados para acompañar reformas sectoriales que involucren múltiples actores y que, con la posibilidad de una oferta de energía diversificada y sostenible, los

³⁰ Tarifa de referencia a ser aplicada a partir del mes de enero del 2023.

³¹ Aprobado en 2008 por US\$40 millones y cofinanciado con el Fondo de la OPEP para el Desarrollo Internacional (OFID) por US\$30 millones.

³² Aprobado en 2014 por US\$78 millones.

consumidores finales constituyan los principales beneficiarios de este tipo de intervenciones. De estas intervenciones se resaltan las siguientes lecciones aprendidas, las cuales fueron tomadas en cuenta al diseñar este PBP: (i) las reformas institucionales y regulatorias per se no son suficientes para garantizar el funcionamiento eficiente del sector. Es fundamental que las instituciones puedan ejercer las funciones de ley con autonomía; (ii) las medidas de política, en particular las regulatorias, requerirán de gradualidad en su implementación, pero deben contar desde el principio con un cronograma definido y responsabilidades claramente asignadas; y (iii) debe darse un acompañamiento muy cercano del Banco al gobierno durante el proceso de implementación de cambios institucionales y de medidas de política, a través de asistencia técnica. El Banco mediante la Cooperación Técnica DR-T1179, en preparación continuará su acompañamiento para asegurar el cumplimiento de los compromisos e identificar nuevas áreas de apoyo.

- 1.36 Las experiencias previas en la región y otros países en desarrollo sugieren que marcos institucionales y regulatorios bien definidos, mecanismos de formación de precios transparentes, y participación del sector privado juegan un rol relevante en el desempeño del sector eléctrico. Las experiencias en Argentina, Bolivia, Chile, México, Nicaragua y Perú indican que dichas dimensiones conducen a mejoras en los indicadores de pérdidas eléctricas, calidad del servicio, sostenibilidad financiera y eficiencia operativa de las empresas (ej. indicadores de cobranza, productividad laboral, etc.)³³ Las características institucionales y de participación privada que favorecen la materialización de resultados positivos son: el fortalecimiento de la capacidad institucional y de fiscalización del sector con metas claras y realistas para eficiencia operativa y financiera. Un aspecto central de las experiencias previas es el establecimiento de normativas que incentiven la adopción de buenas prácticas de gestión de las empresas, como por ejemplo implementación y uso de sistemas informáticos integrados de gestión³⁴.
- 1.37 **Estrategia del programa.** Esta segunda operación de préstamo da continuidad al apoyo del Banco al programa de reformas del sector eléctrico. Con este segundo préstamo de la serie, se avanza en las reformas encaminadas a lograr la sostenibilidad financiera y eficiencia operativa del sector, mediante la ampliación de la capacidad de supervisión, regulatoria y de planificación sectorial; y la profundización de las mejoras en gestión operativa y financiera del sector. Los compromisos de políticas para este segundo tramo, se ajustan a los retos fundamentales del sector en cuanto a (i) generación; (ii) distribución; (iii) tarifas y subsidios; y (iv) institucionalidad. El Banco ha tenido un papel protagónico en el acompañamiento para la definición de los acuerdos nacionales para la mejora del sector, contribuyendo en cada una de las áreas a través de estudios tales como: (i) generación: Estudio de penetración aceptable de ERNC en República

³³ Para el caso de Argentina, Gonzalez-Airas y Rossi (2007, IDB *Working Paper*); para el caso de Chile, Fischer y Serra (2004, Universidad de Chile); para el caso de Perú, Chong y Lopez-de-Silanes (2005, *Stanford University Press*). Para una muestra de 18 países de la Región ver [“Privatization, Institutional Reform, and Performance in the Latin American Electricity Sector”](#) Balza, Jimenez y Mercado (2013, BID). Para una muestra de 28 países en desarrollo ver *“The Impact of Regulatory Governance and Privatization on Electricity Industry”* Cubbin y Stern. *The World Bank Economic Review* 2006.

³⁴ Una experiencia reciente en Ecuador, apoyada por el BID, muestra los resultados de medidas institucionales sobre los niveles de pérdidas eléctricas y solvencia financiera del sector, particularmente de la Empresa de Distribución Eléctrica de Quito. Ver [“Incrementando la eficiencia del sector eléctrico: Lecciones sobre la reducción de pérdidas eléctricas en Ecuador”](#) BID.

Dominicana (2017); Actualización del Estudio de Plan de Obras para la Generación y Transmisión del Sistema Eléctrico Nacional Interconectado (SENI), 2018-2030 (2017); (ii) distribución: Esquemas de Participación Privada en las Actividades de D&C y Viabilidad de Contratos de Gestión en las EDEs de RD (2017); y Estudio para la Elaboración de un Plan Maestro para la Expansión del Sistema de Distribución y Estudio de Pérdidas de las EDE (2017); (iii) tarifas y subsidios: Alternativas de Tarifas y Subsidios para el Sector Eléctrico Dominicano (2015); Impacto de la Crisis del Sector Eléctrico en la Economía Dominicana: Informe final para Empresas (2016); e Impacto de la Crisis del Sector Eléctrico en la Economía Dominicana: Informe final para Hogares (2016); y (iv) Institucionalidad: Estudios de fortalecimiento institucional para el MEM con respecto a electrificación rural en 2017³⁵ y; otros estudios para el fortalecimiento institucional de la SIE en 2017³⁶.

- 1.38 Este conjunto de estudios ha servido como base para el diseño de las medidas de políticas que el gobierno ha decidido implementar, y que fueron plasmadas en las discusiones en el documento resultante del Diálogo Nacional.
- 1.39 **Estrategia del Banco con el País.** La operación está alineada con la Estrategia del Banco con el País 2017-2020 (GN-2908). La participación del Banco en el sector tiene como objetivo estratégico “Mejorar la eficiencia operativa y tarifaria del sector eléctrico”. Para esto, se prevé apoyar el incremento de la eficiencia operativa y la sostenibilidad financiera en el área de distribución, contribuyendo a reducir su impacto sobre las finanzas públicas, mediante préstamos de inversión orientados a desarrollar la recuperación operativa, comercial y financiera de las empresas de distribución estatales. En esa dirección, el Banco está preparando el proyecto de inversión: “Programa de Expansión de Redes y Reducción de Pérdidas Eléctricas en Distribución” (DR-L1128). Adicionalmente, el Banco mantendrá el acompañamiento técnico que ha brindado al sector, fundamentalmente en el uso de herramientas técnicas para ejecutar el programa de expansión eléctrico y la implementación de un esquema tarifario eficiente.
- 1.40 **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, con el objetivo de definir una nueva política de subsidio para el sector eléctrico, buscando mejorar su asignación y focalización a la población que realmente lo necesita; y (ii) productividad e innovación, al apoyar el fortalecimiento tanto del MEM, como institución responsable de la planificación y desarrollo de la electrificación rural, así como de las EDE y con las áreas transversales de: (i) cambio climático y sostenibilidad ambiental, al contribuir a reducir las emisiones de GEI a través de los compromisos del programa asociados con el aumento en uso de fuentes renovables resultantes de la optimización operativa y expansión eficiente de los sistemas de generación y transmisión eléctricos y la reducción de pérdidas; y (ii) capacidad institucional y estado de derecho, al promover reformas que fortalecen las capacidades de las instituciones del sector, en las áreas de supervisión, planificación y regulación sectoriales dirigida a mejorar la

³⁵ Estudio Técnico y Económico preliminar de los recursos geotérmicos en RD, Georeferenciación de Pequeñas Centrales Hidroeléctricas y el Estudio para la Producción de Briquetas a partir de Biomasa.

³⁶ Actualización del Sistema Único de Cuentas (SUC) y el Cálculo del Valor Agregado de Transmisión (VAT) Procedimiento de Actualización de Plan de Expansión de la Transmisión.

transparencia, eficiencia, y autosostenibilidad de los servicios. Se estima que el 23,81% de los recursos de la operación se asocian con políticas que promocionaran actividades de mitigación al cambio climático, según la [metodología conjunta de los BMD de estimación de financiamiento climático](#). Estos recursos contribuyen a la meta del Grupo BID de aumentar el financiamiento de proyectos relacionados con el cambio climático a un 30% de todas las aprobaciones de operaciones a fin de año 2020.

- 1.41 Asimismo, el programa se alinea al Marco de Resultados Corporativos (CRF) 2016-2019 (GN-2727-6), al apoyar el logro del indicador de resultado de desarrollo país: “Agencias gubernamentales beneficiadas por proyectos que fortalecen los instrumentos tecnológicos y de gestión para mejorar la provisión de servicios públicos”. En este sentido, el programa impulsa una reforma en el sector eléctrico que promueve el uso de: (i) planes de gestión en las distribuidoras; (ii) herramientas tecnológicas para monitoreo de gestión de las EDE; y (iii) sistema integrado de administración de recursos para mejorar el manejo (oportunidad y calidad) de la información administrativa, financiera y comercial en las EDE.
- 1.42 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 zonas rurales; (ii) desarrollo sostenible del sector; (iii) diversificación de la matriz energética; y (iv) uso eficiente de la energía.
- 1.43 **Consistencia con la Estrategia de Infraestructura Sostenible para la Competitividad y el Crecimiento Inclusivo (GN-2710-5).** El programa está alineado con las áreas prioritarias de la GN-2710-5, mediante reformas que promueven: (i) inclusión social e igualdad, con la oferta de un servicio eléctrico de calidad a todos los usuarios del sistema; (ii) sostenibilidad ambiental, con una matriz de generación eléctrica con importante participación de ER y un servicio de distribución más eficiente que implica menos emisiones; y (iii) fortalecimiento institucional, a fin de que dichas instituciones garanticen un servicio eléctrico universal, suficiente, oportuno y de calidad.
- 1.44 **Consistencia con la Política de Servicios Públicos Domiciliarios (GN-2716-6).** El programa es consistente con los objetivos de la Política de Servicios Públicos Domiciliarios (PUP). El programa cumple con los principios de la PUP al mejorar las herramientas de planificación y control para impulsar la eficiencia operativa y autosuficiencia financiera de las empresas del sector eléctrico. Asimismo, con el fin de dar cumplimiento a las condiciones específicamente establecidas en la Política de Servicios Públicos Domiciliarios (sección IV. del documento 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 de las reformas del programa propuesto, así como un análisis de su sostenibilidad financiera, según se desarrolla en el [Análisis de cumplimiento con la PUP](#).

B. Objetivos, Componentes y Costo

- 1.45 **Objetivos.** El objetivo general es apoyar al GDR en la adopción e implementación de reformas y políticas sectoriales necesarias para impulsar la sostenibilidad

financiera y la eficiencia operativa del sector eléctrico. Los objetivos específicos son: (i) fortalecer la capacidad institucional y de supervisión del sector eléctrico; (ii) fortalecer la planificación y regulación sectorial; y (iii) apoyar la mejora gerencial y operativa de las empresas eléctricas.

- 1.46 **Estabilidad del marco general de políticas macroeconómicas.** Se deberá contar con un marco macroeconómico estable y conducente al logro de los objetivos del programa y consistente con los lineamientos establecidos en la Carta de Política Sectorial.
- 1.47 **Componente 1. Fortalecimiento de la capacidad institucional y de supervisión del sector eléctrico.** Este componente busca mejorar la capacidad de supervisión de las cuentas del sector eléctrico para aumentar la transparencia; mejorar la supervisión del mercado mayorista de electricidad para incrementar la eficiencia en la generación eléctrica; extender la cobertura del subsidio y mejorar su focalización al consumo de electricidad de manera sostenible; fortalecer capacidad institucional y de coordinación del sector; y fortalecer la capacidad institucional para desarrollar la electrificación rural en el país.
- 1.48 Para lograr esto, se han acordado las siguientes condiciones para la segunda operación de préstamo: (i) que la SIE cuente con un Sistema Informático de Monitoreo y Rendición de Cuentas, que produzca informes semestrales sobre el avance en el cumplimiento de las metas de reducción de pérdidas y costos operativos de las EDE, establecidos en sus Planes de Mejora de Gestión y Planes de Reducción de Pérdidas 2017-2022. Dicho informe deberá incluir lo siguiente: nivel de pérdidas, porcentaje de cobranzas, porcentaje de abastecimiento y relación de gastos operativos sobre ingresos; (ii) que el OC-SENI se encuentre emitiendo y presentando a la SIE, reportes históricos sobre el incumplimiento con los valores mínimos técnicos de las plantas de generación del sistema, que fueron fijados por la SIE mediante resolución, con el fin de optimizar los costos de generación; (iii) que la SIE haya preparado y remitido al Poder Ejecutivo, una propuesta de decreto aprobando la modificación del reglamento que establece el procedimiento de selección y remuneración de los servicios auxiliares³⁷ de regulación de frecuencia en el mercado de generación mayorista; (iv) que la SIE haya emitido y aprobado una resolución que establece el procedimiento de Contabilidad Regulatoria a ser seguido por las empresas de generación, transmisión y distribución del sector, cuya metodología homogenizará tanto las cuentas como costos asociados a la prestación del servicio eléctrico, para una mayor transparencia y eficiencia; (v) que el GCPS se encuentre realizando la focalización y asignación del subsidio eléctrico a aquellas personas categorizadas como elegibles por el SIUBEN, en función a su condición socioeconómica; (vi) que la SIE haya definido los criterios base para llevar a cabo la revisión de la política de subsidios (cruzados y directos a través de Bonoluz) para los usuarios del servicio eléctrico; (vii) que el MH, con el objetivo de permitir el pago del subsidio focalizado de electricidad, se encuentre implementando las siguientes medidas a nivel presupuestario: reconocimiento de Bonoluz como entidad receptora en la clasificación de gastos de la Ley General de Presupuesto de cada año, y asignación a Bonoluz de los recursos financieros necesarios para el

³⁷ Son empresas generadoras previamente seleccionadas, que utilizan su capacidad instalada para mantener la continuidad y calidad del SENI, en términos de frecuencia (una característica principal del servicio eléctrico).

funcionamiento del subsidio; (viii) que el Congreso Nacional haya aprobado la Ley que crea al MEM, como órgano encargado de la formulación y administración de la política energética y de minería metálica y no metálica nacional; y que el MEM se encuentre en funcionamiento con presupuesto asignado y aprobado; y (ix) que el MEM haya fortalecido su capacidad para ejercer la función de desarrollo de la electrificación rural y suburbana, mediante la elaboración de un plan operativo bianual.

- 1.49 Para el tercer préstamo se han acordado medidas que garanticen la continuidad de las compromisos alcanzados durante el primer y segundo préstamo, en cuanto al uso de los sistemas para monitorear el cumplimiento con las metas establecidas por las EDE, la emisión por el OC-SENI y supervisión por la SIE de reportes históricos sobre el incumplimiento con los valores mínimos técnicos de las plantas de generación, el monitoreo de la selección del servicio auxiliar de regulación de frecuencia en el mercado de generación mayorista, entre otros. Adicionalmente, se destacan los siguientes compromisos convenidos: (i) que la SIE realice auditorías técnicas periódicas conforme a la Ley General de Electricidad No. 125-01; (ii) que la SIE haya emitido una normativa que establezca las condiciones necesarias para que las EDE puedan subcontratar la actividad de comercialización, para mejorar la gestión; (iii) que el Poder Ejecutivo haya definido y aprobado la nueva política de subsidios para el sector eléctrico, tanto en términos de subsidios cruzados como de subsidios directos (a través del programa Bonoluz); (iv) que la CNE, como institución adscripta al MEM conforme Ley 100-13, se encuentre coordinando la ejecución de sus planes operativos anuales con el MEM; y (v) que la Unidad de Electrificación Rural (UERS) de la CDEEE, se encuentre implementando los planes operativos bianuales elaborados por el MEM en coordinación con dicha institución. Estas últimas dos medidas tienen el propósito principal de reforzar el rol de planificación estratégica asignado al MEM y su coordinación con la CNE y UERS.
- 1.50 **Principales cambios en la matriz de políticas para el Componente 1.** Entre los cambios al componente de fortalecimiento de la capacidad institucional y de supervisión del sector eléctrico, se citan las siguientes condiciones adicionales: (i) el seguimiento a la aplicación de los valores de los mínimos técnicos de las plantas de generación, ya que con el primer PBL se logró la definición de los mismos; (ii) la creación del MEM, como órgano encargado de la formulación y administración de la política energética; (iii) la aprobación de la contabilidad regulatoria, como metodología para homogenizar las cuentas y costos asociados a la prestación del servicio eléctrico; y (iv) la definición de los criterios base para llevar a cabo la revisión de la política de subsidios (cruzados y directos a través de BonoLuz) para los usuarios del servicio eléctrico.
- 1.51 Adicionalmente, se efectuaron algunas modificaciones a las condiciones previstas desde el primer programático, entre las que se puede mencionar: (i) en la condición 1.1 originalmente se indicaba: “Se ha instituido y se encuentra en aplicación el mecanismo institucional de seguimiento de las cuentas sectoriales”. No obstante, en esta ocasión se estableció que la SIE cuente con un Sistema Informático de Monitoreo y Rendición de Cuentas, que produzca informes semestrales sobre el avance en el cumplimiento de las metas de reducción de pérdidas y costos operativos de las EDE. Esto dado a que las autoridades decidieron que la SIE es el ente idóneo para realizar la tarea de supervisión

sectorial. La SIE tiene, como parte de sus competencias legales, el tener un mecanismo de seguimiento y monitoreo, por lo que la supervisión de las cuentas del sector eléctrico los está realizando la SIE. (ii) en la condición 1.2, se modificó la condición sobre la aprobación y emisión, por parte de la SIE, de la resolución con el procedimiento de selección y remuneración de los servicios auxiliares. Esto dado a que se concluyó que para que la SIE emita dicha resolución era necesario primero aprobar una modificación del reglamento, que fue aprobado por Decreto Ejecutivo; y (iii) en la condición 1.3, se modifica la que originalmente establecía la “evaluación del cumplimiento de metas del programa Bonoluz”, debido a que, aunque el número de beneficiarios aumentó a partir del 2012, las nuevas autoridades no establecieron metas específicas de cobertura del subsidio directo (Programa Bonoluz); no obstante, vale resaltar que el incremento de la cobertura del subsidio se produjo utilizando los criterios de selección establecidos por el SIUBEN, es decir, focalizando los grupos vulnerables y de bajo ingreso.

1.52 **Componente 2. Fortalecimiento del planeamiento sectorial y consolidación del marco regulatorio.** Este componente tiene como propósito: (i) asegurar la expansión eficiente de los sistemas de generación y transmisión eléctricos; (ii) incrementar la eficiencia en la gestión de la demanda de energía eléctrica, para la cual se acordó que el MEM haya fortalecido su capacidad institucional para el desarrollo de programas de EE; y (iii) apoyar el diseño e implementación de un nuevo régimen tarifario eficiente, flexible y que favorezca la sostenibilidad del sector.

1.53 Para estos fines, se acordó para el segundo préstamo programático que: (i) las EDE hayan realizado la contratación de la expansión de generación, y que la ETED haya contratado los nuevos proyectos de transmisión, de forma consistente con el Plan Indicativo de Expansión de la Generación y la Transmisión 2011-2025, aprobado por la CNE; (ii) en el marco de la actualización del Plan Indicativo de Expansión de Generación y Transmisión 2018-2030, la SIE haya preparado los siguientes estudios como insumos base: Estudio de penetración máxima de las energías renovables no convencionales en el SENI, y Estudio para la determinación del Valor Agregado de Transmisión; y la CDEEE haya preparado el siguiente estudio: Estudio para la elaboración del plan maestro para la expansión del sistema de distribución; (iii) las EDE se encuentren realizando las licitaciones y contrataciones de la generación de electricidad, mediante procesos competitivos, conforme al Artículo 110 de Ley General de Electricidad No. 125-01; (iv) que el MEM haya fortalecido su capacidad institucional para el desarrollo de programas de EE, mediante: la creación de un Viceministerio encargado de proponer y administrar la política de ahorro y EE, y la elaboración de informe de iniciativas y proyectos de EE; (v) el MEM haya elaborado y puesto a consulta pública, una nueva propuesta de proyecto de ley conteniendo el marco legal para el desarrollo del Programa Nacional de Eficiencia Energética, que incluya los siguientes puntos: Promoción y fomento, Incentivos fiscales, Programas de etiquetado y Uso de productos eficientes; (vi) la SIE haya aprobado y emitido la resolución con la tarifa de referencia a ser aplicada a partir del 1ro de enero de 2023, en función de los siguientes parámetros: hasta un 15% de pérdidas, un 97% de cobranzas, un 10% de relación gastos operativos/ingresos, y la tasa de costo de capital para inversión en el sector eléctrico establecida por el Banco Central; y (vii) la SIE transparente, mediante la publicación en su página Web, la metodología de cálculo y la estimación del subsidio implícito otorgado a los

usuarios del servicio eléctrico, el cual estará dado por la diferencia entre la tarifa de referencia y la tarifa aplicada.

- 1.54 Para el tercer préstamo se ha convenido que: (i) el MEM se encuentre implementando un Programa Nacional de Eficiencia Energética para el Sector Público; (ii) el MEM haya aprobado el plan indicativo de expansión de generación y transmisión 2018-2030; (iii) el Poder Ejecutivo haya remitido al Congreso Nacional el proyecto de ley conteniendo el marco legal para el desarrollo del Programa Nacional de Eficiencia Energética; (iv) las EDE continúen realizando la contratación de la generación mediante procesos competitivos; (v) la SIE haya aprobado el marco regulatorio para el desarrollo de la generación distribuida; y (vi) la SIE haya aprobado y esté aplicando el régimen de tarifas de transición.
- 1.55 **Principales cambios en la matriz de políticas para el Componente 2.** Los principales cambios en cuanto al fortalecimiento del planeamiento sectorial y la consolidación del marco regulatorio, contemplan las siguientes incorporaciones: (i) el avance en el marco de la actualización del Plan Indicativo de Expansión de Generación y Transmisión 2018-2030, dada a la importancia de actualizar estos planes preparados durante el primer PBL; (ii) la realización de licitaciones y contrataciones de la generación de electricidad, mediante procesos competitivos, para mayor eficiencia en la prestación del servicio eléctrico; y (iii) la aprobación de una tarifa de referencia³⁸ y la transparencia del subsidio implícito a los usuarios del servicio eléctrico.
- 1.56 En adición a las condiciones incorporadas, se incluyeron algunas modificaciones a las condiciones ya existentes, entre las que se pueden mencionar: la condición 2.1 que originalmente indicada “La expansión del sistema de generación es consistente con el Plan Indicativo de Expansión de la Generación y la Transmisión 2011-2025 aprobado por la CNE, y la contratación de la generación se hace mediante procesos competitivos” fue modificada para separar en dos condiciones distintas: (a) la realización de la expansión de la generación y la transmisión (nueva capacidad) de forma consistente al plan indicativo; y (b) la contratación de energía de plantas existentes mediante procesos competitivos.
- 1.57 Adicionalmente, en la condición 2.3, originalmente se preveía el “envío al Congreso para aprobación de la ley de modificación del régimen tarifario” y el “Ejecutivo prepara e implementa la reglamentación de la ley de modificación del régimen tarifario”. Esta se ha modificado por “Que la SIE haya aprobado y emitido la resolución con la tarifa de referencia a ser aplicada a partir del 1ro de enero de 2023, en función de los siguientes parámetros: hasta un 15% de pérdidas, un 97% de cobranzas, un 10% de relación gastos operativos/ingresos, y la tasa de costo de capital para inversión en el sector eléctrico establecida por el Banco Central.” El cambio responde a que se ha avanzado en la definición de un mecanismo regulatorio que establece una tarifa eléctrica que reconoce los costos eficientes de generación, transmisión y distribución. De forma paralela, se ha desarrollado la Contabilidad Regulatoria para dar transparencia a la estructura de costos del

³⁸ La tarifa de referencia toma como base la tarifa técnica con metas menos exigentes fijadas por la SIE (hasta un 15% de pérdidas, un 97% de cobranzas, un 10% de relación gastos operativos/ingresos, y la tasa de costo de capital para inversión en el sector eléctrico establecida por el Banco Central), esta tarifa de referencia sería aplicada a partir del mes de enero del 2023.

sector. Con la definición de la tarifa de eficiencia se tiene una referencia adecuada para definir los subsidios sectoriales que deben apoyar, en primera instancia, a los usuarios más vulnerables. La nueva condición considera la definición de esta estructura tarifaria eficiente, en donde se especifica tanto la meta a nivel de tarifa (de reconocimiento de costos de eficiencia) como la estructura de esta, con los niveles de subsidios definidos por el Estado, basados en estudios técnicos de referencia³⁹. Actualmente, se buscará implementar, de manera escalonada y a través de la regulación sectorial, un régimen tarifario de eficiencia, aprovechando las facultades que para tal fin tiene la SIE (debido a la Ley 125-01). Como medida inicial, la SIE establece la meta de tarifa media o tarifa de referencia a alcanzar en un periodo de cinco años, tal como lo establece el Pacto Eléctrico. Lo anterior es consistente con el objetivo de tener un régimen tarifario eficiente, flexible y que favorezca la sostenibilidad del sector. Para el tercer programático, se espera que se esté aplicando un régimen tarifario más eficiente y flexible.

- 1.58 **Componente 3. Mejora gerencial y operativa de las empresas eléctricas.** Los objetivos específicos de este componente son mejorar eficiencia y sostenibilidad operativa y financiera en la distribución de energía eléctrica; y mejorar la gestión corporativa de CDEE y de EDE. Para el segundo préstamo programático, se acordó que: (i) los Consejos Directivos de cada EDE hayan aprobado los Planes de Mejora de Gestión y Plan de Reducción de Pérdidas 2017-2022, los cuales consideren metas anuales hasta lograr en 2022, las siguientes metas: 15% de pérdidas eléctricas totales, un 97% de cobranzas, 10% como relación Gastos operativos/ingresos y la tasa de costo de capital para inversión en el sector eléctrico establecida por el Banco Central; (ii) el MEM y el MH hayan emitido una normativa estableciendo los criterios para la determinación de las instituciones gubernamentales que se consideraran no cortables⁴⁰, en virtud de la Ley General de Electricidad No. 125-01; (iii) las EDE estén utilizando el módulo administrativo en el sistema integrado de administración de recursos; y (iv) las EDE estén utilizando el módulo financiero y módulo comercial del sistema integrado de administración de recursos.
- 1.59 Para el tercer préstamo se ha acordado confirmar que las EDE estén logrando los resultados previstos en sus Planes de Mejora de Gestión y Plan de Reducción de Pérdidas, incluyendo el compromiso de que el Poder Ejecutivo haya aprobado un régimen de consecuencias a aplicar en caso de incumplimiento por parte de las EDE, con los indicadores operativos y de inversión. El cumplimiento de las EDE con las metas previstas en los planes de gestión y de reducción de pérdidas será monitoreado a través de: (i) los informes semestrales a ser emitidos por la SIE, en base al Sistema Informático de Monitoreo y Rendición de Cuentas; y (ii) las auditorías técnicas independientes, contratadas por la SIE precisamente para fiscalizar el cumplimiento de las metas de reducción de pérdidas y costos operativos de las EDE. Adicionalmente, para el tercer préstamo también se acordó que el compromiso del MH haya emitido una normativa que establezca el procedimiento para el pago total de la factura del servicio eléctrico de las

³⁹ “Actualización del Estudio para la Determinación y Ajuste de las Tarifas de Suministro Eléctrico a Clientes (tarifa técnica) y el Valor Agregado de Distribución (VAD)” del BID en 2016 y un estudio complementario del Banco Mundial, en 2018.

⁴⁰ La Ley 125-01 denomina Instituciones Gubernamentales No Cortables (IGNC) a todas aquellas instituciones que por la naturaleza del servicio que brindan no pueden ser objeto de corte del suministro eléctrico, como es el caso de los hospitales.

instituciones gubernamentales no cortables a las EDE y que el mismo se esté aplicando. Finalmente, se convino que las EDE y la CDEEE estén generando anualmente estados financieros auditados, con base a los informes generados por el sistema integrado de administración de recursos.

- 1.60 **Principales cambios en la matriz de políticas para el Componente 3.** Los principales cambios en cuanto a la mejora gerencial y operativa de las empresas eléctricas son los siguientes: (i) la emisión de una normativa para establecer los criterios de las empresas gubernamentales no cortables; y (ii) el seguimiento a la utilización del módulo administrativo instalado para el primer PBL.
- 1.61 Los objetivos generales y específicos sobre los temas fundamentales perseguidos con la serie programática (institucionalidad, tarifas y subsidios, y eficiencia operativa de las EDE) no han cambiado desde que en 2011 se propuso la serie, pero la especificación de las acciones de política para cada uno de dichos temas se ha adaptado a la estrategia que el GRD ha establecido para el sector eléctrico desde el 2012. El objetivo fundamental de desarrollo perseguido con la serie programática, un sector financieramente autosostenible y operativamente eficiente, sigue siendo el mismo.
- 1.62 En cuanto a modificaciones, la de mayor relevancia es la implementación de los Planes de Mejora de Gestión y Plan de Reducción de Pérdidas en cada EDE, como parte de una estructura que busca simular los contratos de gestión que se venían aplicando en las EDE por parte de CDEEE; en contraste con el esquema previsto en el primer PBL de contratos de gestión.

C. Indicadores Claves de Resultados

- 1.63 El logro de los objetivos del programa se medirá tomando como referencia los indicadores y metas que se presentan en la [Matriz de Resultados](#) en la cual se refleja el alcance de la serie programática. El programa tendrá como resultados: (i) reducción de los costos de generación del sistema; (ii) disminución de las transferencias fiscales al sector; (iii) reducción de pérdidas totales; (iv) mejora de la eficiencia operativa de las tres EDE (Indicadores de desempeño financiero); y (v) reducción de la tarifa media a los usuarios finales. Estos resultados deben llevar a disminuir las transferencias del gobierno al sector eléctrico, liberando recursos que pueden ser dirigidos a otras prioridades sectoriales del gobierno.
- 1.64 **Beneficiarios.** La reducción de costos de la generación y mejoras en eficiencia operativa y financiera benefician a toda la economía, como resultado de una mejor asignación de recursos. Una mejor sostenibilidad financiera beneficiará a las empresas distribuidoras y a la CDEEE y origina menores transferencias fiscales, favoreciendo a la economía como un todo, al lograr una mejor asignación de recursos públicos a programas de mayor valor social. Un menor costo de abastecimiento refleja en forma más cercana el precio real de los recursos que enfrentan los segmentos subsidiados. Si la reducción de costos se traduce en tarifas generales más bajas, los sectores industrial y comercial reducen el costo del insumo eléctrico, logrando mayor competitividad, mientras que el sector

residencial, en promedio, tiene un efecto positivo en su ingreso debido a la reducción de la tarifa media.

II. ESTRUCTURA DE FINANCIAMIENTO Y PRINCIPALES RIESGOS

A. Instrumentos de Financiamiento

- 2.1 Se financia el segundo préstamo de una secuencia de tres operaciones individuales del PBP. El PBP constituye el instrumento del Banco más apropiado para apoyar la profundización de los avances del gobierno en la gestión sostenible del sector, teniendo en cuenta que facilita el diálogo de política entre el país y el Banco, brinda los plazos necesarios para que las reformas se implementen y la oportunidad para revisar los avances logrados en la primera operación. La primera operación fue de US\$200 millones.
- 2.2 **Dimensionamiento de la operación.** Esta segunda operación será de US\$400 millones. 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. Para 2018, las necesidades de financiamiento del gobierno central equivalen a 5,5% del PIB. El monto de la operación está destinado a cubrir parte de este financiamiento, representando el 9,39% de las necesidades de financiamiento totales.

B. Riesgos Ambientales y Sociales

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

C. Riesgos Fiduciarios

- 2.4 En relación a los Sistemas de Gestión de Finanzas Públicas (SGFP) de la República Dominicana (RD); según la Evaluación del SGFP de la RD (Agosto 2017) y el informe PEFA RD 2016 (presentado en Octubre 2016), en términos generales, el sistema de gestión de las finanzas públicas de República Dominicana está parcialmente alineado con las buenas prácticas internacionales y tiene un riesgo medio. El país tiene extensa trayectoria en el manejo de recursos de crédito externo y no se visualizan riesgos de gestión financiera con el proyecto. El Ministerio de Hacienda cuenta con experiencia ejecutando procesos de reforma y brindará apoyo a las autoridades sectoriales que lideran el proceso que este PBP apoya en el sector eléctrico. El PBP propuesto provee fondos de libre

disponibilidad para apoyo presupuestario bajo un marco de política fiscal responsable.

III. PLAN DE IMPLEMENTACIÓN Y GESTIÓN

A. Resumen de los Arreglos de Implementación

- 3.1 El prestatario será la República Dominicana. La ejecución del programa y la utilización de los recursos del financiamiento serán llevadas a cabo por el prestatario a través del MH en calidad de Organismo Ejecutor. El MH mediante el desarrollo de reuniones periódicas de análisis y seguimiento, trabajará conjuntamente con MEM, CNE, CDEE, SIE, y GDPS, las entidades competentes involucradas, para el cumplimiento de los compromisos programáticos y la consolidación de la reforma sectorial. El MH es responsable de: (i) impulsar el logro de los objetivos de política; (ii) proveer evidencia del cumplimiento de las condiciones de política acordadas; y (iii) recopilar y proveer la información que permita al gobierno y al Banco medir y evaluar los resultados del programa.
- 3.2 La transferencia de recursos de esta operación constituye un apoyo presupuestario directo. Los recursos serán transferidos al MH siguiendo los procedimientos de administración financiera establecidos en la legislación nacional. Se prevé efectuar un desembolso único, luego de suscrito el contrato de préstamo y cuando se haya verificado el cumplimiento de las condiciones especiales y generales previas al desembolso. **Serán condiciones contractuales especiales previas al único desembolso del financiamiento: (i) el cumplimiento de las condiciones de reforma de política, que constan en la Matriz de Políticas (Anexo II) y la [Carta de Política](#); y (ii) el cumplimiento de las demás condiciones establecidas en el contrato de préstamo.** El Banco podrá solicitar auditorías externas de conformidad con lo establecido en la política del Banco.

B. Resumen de los Arreglos para el Seguimiento de Resultados

- 3.3 Las previsiones de las matrices de política, [medios de verificación](#) y [resultados](#), son los parámetros clave para la supervisión y evaluación de los resultados del programa. El cumplimiento de los compromisos de política se hará a través del equipo de coordinación estructurado por el MEM. El BID monitoreará su ejecución desde la oficina de país, así como desde su División de Energía.
- 3.4 Arreglos para la evaluación del programa. La metodología de evaluación propuesta será un antes y después, que consistirá en la medición de los indicadores de resultados de línea base del proyecto y después de implementadas las políticas, y la comparación de las mediciones para constatar el logro de las metas. Una vez ejecutada la tercera operación, se llevará a cabo una evaluación ex post de los resultados del programa. Un Informe de Terminación del Proyecto (PCR, Project Completion Report por sus siglas en inglés) será preparado por el equipo de proyecto al finalizar la tercera operación de préstamo, aplicando las guías vigentes para la preparación de PCR del BID, no más de seis meses después de realizado el desembolso de la última operación.

IV. Carta de Política

- 4.1 El prestatario hizo llegar al Banco la [Carta de Política](#) sectorial en la cual se describen los principales componentes de su estrategia macroeconómica y sectorial y su compromiso con las medidas de reforma establecidas en el programa.

Matriz de Efectividad en el Desarrollo		
Resumen		DR-L1058
I. Prioridades corporativas y del país		
1. Objetivos de desarrollo del BID		Sí
Retos Regionales y Temas Transversales	-Inclusión Social e Igualdad -Productividad e Innovación -Cambio Climático y Sostenibilidad Ambiental -Capacidad Institucional y Estado de Derecho	
Indicadores de desarrollo de países		
2. Objetivos de desarrollo del país		Sí
Matriz de resultados de la estrategia de país	GN-2908	Mejorar de la eficiencia operativa y tarifaria del sector eléctrico
Matriz de resultados del programa de país	GN-2915-2	La intervención está incluida en el Programa de Operaciones de 2018.
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		7.0
5.1 Mecanismos de Monitoreo		1.1
5.2 Plan de Evaluación		6.0
III. Matriz de seguimiento de riesgos y mitigación		
Calificación de riesgo global = magnitud de los riesgos*probabilidad		Medio
Se han calificado todos los riesgos por magnitud y probabilidad		Sí
Se han identificado medidas adecuadas de mitigación para los riesgos principales		Sí
Las medidas de mitigación tienen indicadores para el seguimiento de su implementación		Sí
Clasificación de los riesgos ambientales y sociales		B.13
IV. Función del BID - Adicionalidad		
El proyecto se basa en el uso de los sistemas nacionales		
Fiduciarios (criterios de VPC/FMP)	Sí	Administración financiera: Presupuesto, Tesorería, Contabilidad y emisión de informes, Controles externos, Auditoría interna. Adquisiciones y contrataciones: Sistema de información, Método de comparación de precios, Contratación de consultor individual, Licitación pública nacional.
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	Sí	El Banco ha venido apoyando al GRD a través de las siguientes TC: "Apoyo identificación potenciales soluciones oferta energización rural en la República Dominicana" (DR-T1131); "Estudio Regulatorio para la Optimización del Mercado Eléctrico" (DR-T1128); "Fortalecimiento Institucional Ministerio Energía y Minas" (DR-T1127). Adicionalmente, se encuentra preparando "Apoyo a la Evaluación de los Proyectos de Reducción de Pérdidas y Fortalecimiento de la Gobernanza del Sector Eléctrico"(DR-T1179)

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

Esta operación de préstamo es la segunda de tres consecutivas de un solo desembolso cada una, vinculadas técnicamente entre sí, pero financiadas en forma independiente bajo la modalidad de Préstamo Programático de Apoyo a Reformas de Política (PBP). El objetivo general del PBP es apoyar al Gobierno de República Dominicana en la adopción e implementación de las reformas y políticas sectoriales necesarias para impulsar la sostenibilidad financiera y la eficiencia operativa del sector eléctrico.

La documentación está bien estructurada—se provee un buen resumen del marco regulatorio e institucional del sector, del proceso de reformas y respectivos avances, incluyendo los logros principales de la primera fase de la serie. Se identifican y cuantifican los desafíos actuales del sector eléctrico relacionados al marco legal y fortalecimiento institucional, fortalecimiento de planificación y regulación, eficiencia operativa y financiera, incremento en la cobertura eléctrica, y la implementación del subsidio focalizado al consumo de electricidad.

La solución propuesta esta claramente vinculada con los desafíos identificados. Se propone implementar tres componentes: 1) Fortalecimiento de la capacidad institucional y de supervisión del sector eléctrico; 2) Fortalecimiento del Planeamiento Sectorial y Consolidación del Marco Regulatorio; y 3) Mejora gerencial y operativa de las empresas eléctricas. La matriz de resultados (MR) refleja los objetivos de la operación y muestra una lógica vertical clara para los tres componentes. Los indicadores de impacto medirán el efecto del PBP en sostenibilidad financiera y mejora de eficiencia operativa. La MR incluye indicadores SMART a nivel de producto, resultados, e impacto, con sus respectivos valores de línea de base, metas, y medios para coleccionar la información.

Conforme a los cambios al DEM aprobados el 30 de enero del 2018, esta operación no presenta un análisis económico e incluye la justificación correspondiente. El plan de monitoreo y evaluación propone una evaluación usando un análisis económico de costo-beneficio ex post, el cual se complementa con una evaluación reflexiva (Antes-Después).

Los riesgos identificados en la matriz de riesgo parecen razonables y se clasifican como de riesgo medio (2) y Bajo (1). Los riesgos incluyen acciones de mitigación e indicadores de cumplimiento.

MATRIZ DE POLÍTICAS

Objetivo: El objetivo general es apoyar al Gobierno de República Dominicana (GDR) en la adopción e implementación de las reformas y políticas sectoriales necesarias para impulsar la sostenibilidad financiera y la eficiencia operativa del sector eléctrico. Los objetivos específicos son: (i) fortalecer la capacidad institucional y de supervisión del sector eléctrico; (ii) fortalecer la planificación y regulación sectorial; y (iii) apoyar la mejora gerencial y operativa de las empresas de distribución eléctrica.

Objetivos	Programático I 2011	Programático II 2018	Mecanismos activadores Programático III ¹
Marco General de Políticas Macroeconómicas			
Estabilidad del Marco General de Políticas Macroeconómicas	Marco macroeconómico estable y conducente al logro de los objetivos del Programa y los lineamientos establecidos en la Carta de Política sectorial.	Marco macroeconómico estable y conducente al logro de los objetivos del Programa y consistente con los lineamientos establecidos en la Carta de Política Sectorial.	Marco macroeconómico estable y conducente al logro de los objetivos del Programa y consistente con los lineamientos establecidos en la Carta de Política Sectorial.
Componente 1. Fortalecimiento de la Capacidad Institucional y de Supervisión del Sector Eléctrico			
Mejorar la capacidad de supervisión de las cuentas del sector eléctrico para aumentar transparencia.	Establecimiento de un mecanismo institucional, aprobado por el Ministerio de Hacienda (MH), que permita definir y llevar a cabo un proceso de seguimiento de las cuentas del sector eléctrico y establecer los criterios técnicos para la recolección y validación de la información.	Que la Superintendencia de Electricidad (SIE), cuente con un Sistema Informático de Monitoreo y Rendición de Cuentas , que produzca informes semestrales sobre el avance en el cumplimiento de las metas de reducción de pérdidas y costos operativos de las Empresas Distribuidoras de Electricidad (EDE), establecidos en sus Planes de Mejora de Gestión y Planes de Reducción de Pérdidas 2017-2022. Dicho informe deberá incluir lo siguiente: <ul style="list-style-type: none"> • Nivel de pérdidas. • Porcentaje de cobranzas. • Porcentaje de abastecimiento. • Relación de gastos operativos sobre ingresos. 	Que la SIE, con base al Sistema Informático de Monitoreo y Rendición de Cuentas , se encuentre generando informes periódicos sobre el cumplimiento con las metas establecidas por las EDE en sus Planes de Mejora de Gestión y Planes de Reducción de Pérdidas 2017-2022. Que la SIE haya contratado auditorías técnicas independientes para fiscalizar el cumplimiento de las metas de reducción de pérdidas y costos operativos de las EDE; y los resultados de dichas auditorías sean publicados.

¹ Los mecanismos activadores para el Programático III han sido actualizados en consonancia con los ajustes hechos a la segunda operación, a los fines de asegurar la lógica horizontal del programa.

Objetivos	Programático I 2011	Programático II 2018	Mecanismos activadores Programático III ¹
Mejorar supervisión del mercado mayorista de electricidad para incrementar eficiencia en la generación eléctrica.	Aprobación y emisión, por la SIE, de la resolución para la fijación de los valores de los mínimos técnicos de las plantas de generación del sistema, con el fin de optimizar los costos de generación.	Que el Organismo Coordinador del Sistema Eléctrico Nacional Interconectado (OC-SENI) se encuentre emitiendo y presentando a la SIE, reportes históricos sobre el incumplimiento con los valores mínimos técnicos de las plantas de generación del sistema, que fueron fijados por la SIE mediante resolución, con el fin de optimizar los costos de generación.	Que el OC-SENI continúe emitiendo y presentando a la SIE, reportes históricos sobre el incumplimiento con los valores mínimos técnicos de las plantas de generación del sistema, que fueron fijados por la SIE para optimizar los costos de generación.
		Que la SIE haya preparado y remitido al Poder Ejecutivo, una propuesta de decreto aprobando la modificación del reglamento que establece el procedimiento de selección y remuneración de los servicios auxiliares de regulación de frecuencia en el mercado de generación mayorista.	<p>Que el Poder Ejecutivo haya aprobado la modificación al reglamento que establece el procedimiento de selección y remuneración de los servicios auxiliares de regulación de frecuencia en el mercado de generación mayorista.</p> <p>Que la SIE se encuentre monitoreando que la selección del servicio auxiliar de regulación de frecuencia en el mercado de generación mayorista haya sido realizada de acuerdo con el procedimiento aprobado por la SIE.</p> <p>Que la SIE haya emitido los reglamentos que actualicen las normas de calidad de servicios (comercial y técnico) y las normas de calidad de producto (frecuencia y voltaje).</p>
		Que la SIE haya emitido y aprobado una resolución que establece el procedimiento de Contabilidad Regulatoria a ser seguido por las empresas de generación, transmisión y distribución del sector, cuya metodología homogenizará tanto las cuentas como costos asociados a la prestación del servicio eléctrico, para una mayor transparencia y eficiencia.	<p>Que la SIE realice auditorías técnicas periódicas conforme a la Ley General de Electricidad No. 125-01.</p> <p>Que la SIE haya emitido una normativa que establezca las condiciones necesarias para que las EDE puedan subcontratar la actividad de comercialización, para mejorar la gestión.</p>

Objetivos	Programático I 2011	Programático II 2018	Mecanismos activadores Programático III ¹
Extender la cobertura del subsidio y mejorar su focalización al consumo de electricidad de manera sostenible	Determinación por el Gabinete de Coordinación de Política Social (GCPS) de la población objetivo beneficiaria del subsidio focalizado al consumo de electricidad (BonoLuz), así como la evaluación del cumplimiento de metas.	<p>Que el GCPS se encuentre realizando la focalización y asignación del subsidio eléctrico a aquellas personas categorizadas como elegibles por el Sistema Único de Beneficiarios (SIUBEN), en función a su condición socioeconómica.</p> <p>Que la SIE haya definido los criterios base para llevar a cabo la revisión de la política de subsidios (cruzados² y directos a través de BonoLuz) para los usuarios del servicio eléctrico.</p>	Que el Poder Ejecutivo haya definido y aprobado la nueva política de subsidios para el sector eléctrico, tanto en términos de subsidios cruzados como de subsidios directos (a través del programa Bonoluz).
	<p>La adopción de medidas a nivel presupuestario que permitan el funcionamiento sostenible del subsidio focalizado de electricidad, que incluyan:</p> <p>(i) certificación por el GCPS de la existencia de recursos presupuestarios suficientes en el Programa Administración de Contribuciones Especiales para cubrir los gastos de BonoLuz para el 2011;</p> <p>(ii) la identificación por el GCPS de los criterios y parámetros de cálculo de gastos para la asignación de recursos a BonoLuz en la Política Presupuestaria de 2012; y</p>	<p>Que el MH, con el objetivo de permitir el pago del subsidio focalizado de electricidad, se encuentre implementando las siguientes medidas a nivel presupuestario:</p> <ul style="list-style-type: none"> • reconocimiento de BonoLuz como entidad receptora en la clasificación de gastos de la Ley General de Presupuesto de cada año; y • asignación a BonoLuz de los recursos financieros necesarios para el funcionamiento del subsidio. 	Que el GCPS esté implementando las medidas a nivel presupuestario que permiten el pago del nuevo esquema de subsidio focalizado de electricidad.

² Se denomina **subsidio cruzado** a la elaboración de un pliego tarifario por reglón de consumo de energía, donde aquellos usuarios de mayor consumo pagan una tarifa mayor a la tarifa de referencia determinada por la SIE, en beneficio de aquellos usuarios de menor consumo, a quienes se les aplica una tarifa menor a la tarifa de referencia.

Objetivos	Programático I 2011	Programático II 2018	Mecanismos activadores Programático III ¹
	(iii) la creación por el MH de una línea correspondiente a BonoLuz como entidad receptora en la clasificación de gastos de la Ley General de Presupuesto de 2012 para la asignación directa de recursos.		
Fortalecer capacidad institucional y de coordinación del sector		Que el Congreso Nacional haya aprobado la Ley que crea al Ministerio de Energía y Minas (MEM), como órgano encargado de la formulación y administración de la política energética y de minería metálica y no metálica nacional; y que el MEM se encuentre en funcionamiento con presupuesto asignado y aprobado.	<p>Que la CNE, como institución adscrita al MEM conforme Ley 100-13, se encuentre coordinando la ejecución de sus planes operativos anuales con el MEM.</p> <p>Que el MEM asigne parte de su presupuesto para la implementación de programas en diferentes áreas como: acceso, eficiencia energética (EE), planificación y supervisión.</p> <p>Que el MEM haya implementado las disposiciones del Reglamento Orgánico.</p>
Fortalecer la capacidad institucional para desarrollar la electrificación rural en el país.	Preparación por la Corporación Dominicana de Empresas Eléctricas Estatales (CDEEE) de un documento de política con el diseño institucional que soportará el desarrollo del Plan de Electrificación Rural.	Que el MEM haya fortalecido su capacidad para ejercer la función de desarrollo de la electrificación rural y suburbana, mediante la elaboración de un plan operativo bianual.	<p>Que el MEM haya desarrollado y aprobado el plan de acceso de energía de conformidad con buenas prácticas internacionales de planificación.</p> <p>Que la Unidad de Electrificación Rural (UERS) de la CDEEE, se encuentre implementando los planes operativos bianuales elaborados por el MEM en coordinación con dicha institución.</p> <p>Que la UERS cuente con los recursos necesarios para promover y financiar los programas y planes de electrificación rural y suburbano.</p>

Objetivos	Programático I 2011	Programático II 2018	Mecanismos activadores Programático III ¹
Componente 2. Fortalecimiento del Planeamiento Sectorial y la Consolidación del Marco Regulatorio			
Asegurar la expansión eficiente de los sistemas de generación y transmisión eléctricos.	<p>Elaboración por la CDEEE y aprobación por la CNE del Plan Indicativo de expansión de la generación y la transmisión 2011-2025, el cual considerará:</p> <ul style="list-style-type: none"> Fuentes de energía renovable para generación eléctrica. Todas las potenciales opciones de generación eléctrica viables para RD. Estimaciones de cobertura del 100% de la demanda. Expansión de mínimo costo marginal. 	<p>Que las EDE hayan realizado la contratación de la expansión de generación y, que la Empresa de Transmisión Eléctrica Dominicana (ETED) haya contratado los nuevos proyectos de transmisión, de forma consistente con el Plan Indicativo de Expansión de la Generación y la Transmisión 2011-2025, aprobado por la CNE.</p>	
		<p>Que en el marco de la actualización del Plan Indicativo de Expansión de Generación y Transmisión 2018-2030, la SIE haya preparado los siguientes estudios como insumos base:</p> <ul style="list-style-type: none"> Estudio de penetración máxima de las energías renovables no convencionales en el Sistema Eléctrico Nacional Interconectado. Estudio para la determinación del Valor Agregado de Transmisión. <p>Y que la CDEEE haya realizado el siguiente estudio:</p> <ul style="list-style-type: none"> Estudio para la elaboración del plan maestro para la expansión del sistema de distribución. 	<p>Que el MEM haya aprobado el plan indicativo de expansión de generación y transmisión 2018-2030, incluyendo fuentes de energía renovables no convencionales y la actualización del estudio de demanda eléctrica.</p>

Objetivos	Programático I 2011	Programático II 2018	Mecanismos activadores Programático III ¹
		Que las EDE se encuentren realizando las licitaciones y contrataciones de la generación de electricidad, mediante procesos competitivos, conforme al artículo 110 de Ley General de Electricidad No. 125-01.	Que las EDE continúen realizando la contratación de la generación mediante procesos competitivos. Que la SIE haya aprobado el marco regulatorio para el desarrollo de la generación distribuida.
Incrementar eficiencia en la gestión de la demanda de energía eléctrica		Que el MEM haya fortalecido su capacidad institucional para el desarrollo de programas de EE, mediante: <ul style="list-style-type: none"> • la creación de un Viceministerio encargado de proponer y administrar la política de ahorro y EE, y • la elaboración de informe de iniciativas y proyectos de EE 	Que el MEM haya aprobado y se encuentre implementando un Programa Nacional de EE para el Sector Público.
	Preparación, por parte de CNE, de un proyecto de Ley que contenga el marco legal para el desarrollo de un programa nacional de EE, el cual considerará: <ul style="list-style-type: none"> • Diseño institucional. • Mecanismos de financiamiento. • Promoción y fomento. • Exención de impuestos. • Incentivos fiscales. • Programas de etiquetado. • Uso de productos eficientes 	Que el MEM haya elaborado y puesto a consulta pública, una nueva propuesta de proyecto de ley conteniendo el marco legal para el desarrollo del Programa Nacional de EE, que incluya los siguientes puntos: <ul style="list-style-type: none"> • Promoción y fomento • Incentivos fiscales • Programas de etiquetado • Uso de productos eficientes 	Que el Poder Ejecutivo haya remitido al Congreso Nacional el proyecto de ley conteniendo el marco legal para el desarrollo del Programa Nacional de EE.

Objetivos	Programático I 2011	Programático II 2018	Mecanismos activadores Programático III ¹
Apoyar diseño e implementación de nuevo régimen tarifario eficiente, flexible y que favorezca la sostenibilidad del sector	La preparación por parte de SIE y la presentación a la Consultoría Jurídica del Poder Ejecutivo del proyecto de Ley para la modificación del régimen tarifario y su flexibilización, que incluya: <ul style="list-style-type: none">Las disposiciones para la implementación del nuevo régimen.Mecanismo de ajuste automático de la tarifa técnica³ de electricidad que refleje los cambios en los costos de generación, transmisión y distribución.	Que la SIE haya aprobado y emitido la resolución con la tarifa de referencia ⁴ a ser aplicada a partir del 1ro de enero de 2023, en función de los siguientes parámetros: <ul style="list-style-type: none">hasta un 15% de pérdidas,un 97% de cobranzas,un 10% de relación gastos operativos/ingresos, yla tasa de costo de capital para inversión en el sector eléctrico establecida por el Banco Central.	Que la SIE haya aprobado y este aplicando el régimen de tarifas de transición ⁵ .
		Que la SIE transparente, mediante la publicación en su página Web, la metodología de cálculo y la estimación del subsidio implícito otorgado a los usuarios del servicio eléctrico, el cual estará dado por la diferencia entre la tarifa de referencia y la tarifa aplicada ⁶ .	Que la SIE continúe transparentando, mediante la publicación en su página Web, la metodología de cálculo y la estimación del subsidio implícito otorgado a los usuarios del servicio eléctrico, el cual estará dado por la diferencia entre la tarifa de referencia y la tarifa aplicada .
Componente 3. Mejora Gerencial y Operativa de las Empresas Eléctricas			
Mejorar eficiencia y sostenibilidad	La mejora en la eficiencia operativa y financiera de las	Que los Consejos Directivos de cada EDE hayan aprobado los Planes de Mejora de	Que las EDE hayan logrado los resultados previstos en sus Planes de Mejora de Gestión

³ La **tarifa técnica** es aquella que cubre el costo de abastecimiento de las distribuidoras, sustentado en un régimen de competencia según lo establecido en Ley 125-01, más las pérdidas técnicas entre el punto de inyección de los generadores y el punto de retiro de la energía por parte del consumidor al que se le factura el servicio, más los costos asociados a la labor de transmisión y distribución (costo de expansión, operación, mantenimiento y márgenes de operación), cargando un máximo de un 3% de energía incobrables. (Ref. Ley General de Electricidad No.125-01).

⁴ La **tarifa de referencia** se refiere la tarifa técnica con metas menos ambiciosas fijadas por la SIE (hasta un 15% de pérdidas, un 97% de cobranzas, un 10% de relación gastos operativos/ingresos, y la tasa de costo de capital para inversión en el sector eléctrico establecida por el Banco Central), la cual el Estado se propone aplicar a partir del mes de enero del 2023.

⁵ La **tarifa de transición** corresponde a la tarifa a aplicar al usuario durante el período 2019-2022 hasta alcanzar la tarifa de referencia en enero 2023.

⁶ La **tarifa aplicada** se refiere la tarifa efectivamente cobrada a todos los usuarios del servicio eléctrico a través de su factura, la cual es establecida y publicada mensualmente por la SIE.

Objetivos	Programático I 2011	Programático II 2018	Mecanismos activadores Programático III ¹
operativa y financiera en la distribución de energía eléctrica	EDE, mediante la implementación de contratos de gestión de las EDE con la Gerencia Corporativa de la CDEEE con metas de reducción de pérdidas eléctricas, desempeño financiero, número de clientes registrados y número de usuarios con 24 horas de servicio.	<p>Gestión y Plan de Reducción de Pérdidas 2017-2022, los cuales consideren metas anuales hasta lograr en 2022, las siguientes metas:</p> <ul style="list-style-type: none"> • 15% de perdidas eléctricas totales • un 97% de cobranzas, • 10% como relación Gastos operativos/ingresos⁷ • la tasa de costo de capital para inversión en el sector eléctrico establecida por el Banco Central. 	<p>y Plan de Reducción de Pérdidas para el período en cuestión.</p> <p>Que el Poder Ejecutivo haya aprobado algún régimen de consecuencias a aplicar en caso de incumplimiento por parte de las EDE, con los indicadores operativos y de inversión.</p>
		Que el MEM y MH hayan emitido una normativa estableciendo los criterios para la determinación de las instituciones gubernamentales que se consideraran no cortables, en virtud de la Ley General de Electricidad No. 125-01.	<p>Que el MH haya emitido una normativa que establezca el procedimiento para el pago total de la factura del servicio eléctrico de las instituciones gubernamentales no cortables a las EDE.</p> <p>Que el MH, las EDE y las instituciones no cortables estén aplicando las normativas que establecen los criterios y determinación de las instituciones gubernamentales no cortables, así como el procedimiento para el pago total de la factura del servicio eléctrico.</p>
Mejorar la gestión corporativa de CDEEE y de EDE	Aprobación por CDEEE de la utilización de un sistema integrado de administración de recursos en las EDE para mejorar el manejo (oportunidad y	Que las EDE estén utilizando el módulo administrativo en el sistema integrado de administración de recursos.	Que las EDE y la CDEEE estén generando anualmente estados financieros auditados, con base a los informes generados por los módulos administrativo, financiero y comercial

⁷ Cifra sujeta a los resultados de la aplicación de la contabilidad regulatoria a los resultados del año 2017.

Objetivos	Programático I 2011	Programático II 2018	Mecanismos activadores Programático III ¹
	calidad) de la información financiera y comercial.		del sistema integrado de administración de recursos.
	Se completa la implementación del módulo financiero del sistema integrado de administración de recursos en las EDE.	Que las EDE estén utilizando el módulo financiero y módulo comercial del sistema integrado de administración de recursos.	

DOCUMENTO DEL BANCO INTERAMERICANO DE DESARROLLO

PROYECTO DE RESOLUCIÓN DE-___/18

República Dominicana. Préstamo ____/OC-DR a la República Dominicana
Programa para la Sostenibilidad y Eficiencia del Sector Eléctrico 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 Dominicana, como Prestatario, para otorgarle un financiamiento destinado a cooperar en la ejecución del Programa para la Sostenibilidad y Eficiencia del Sector Eléctrico II. Dicho financiamiento será por una suma de hasta US\$400.000.000, 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 de Proyecto de la Propuesta de Préstamo.

(Aprobada el ___ de _____ de 2018)