

Apoyo Programático a Reformas Estructurales del Sector Eléctrico (HO-L1070; HO-L1118; y HO-L1189)

Informe de Terminación de Proyecto (PCR)

Equipo de Proyecto Original HO-L1070: Carlos Jácome (ENE/CHO) Jefe de Equipo; Carlos Trujillo (INE/ENE) Jefe de Equipo Alterno; Nancy Jesurun-Clements (INE/ENE); Edwin Malagón (INE/ENE); Jorge Mercado (INE/ENE); María Cristina Landázuri-Levey (LEG/SGO); Alejandro Quijada (CID/CHO); Kelvin Suero (FMP/CHO); Ana Paz (CID/CHO); y Liliana López (INE/ENE).

Equipo de Proyecto Original HO-L1118: Carlos Jácome (ENE/CHO), Jefe de Equipo; Nancy Jesurun-Clements (INE/ENE); Jefe de Equipo Alterno; Jorge Mercado (INE/ENE); Carlos Trujillo (INE/ENE); Wilkferg Vanegas (INE/ENE); Haydemar Cova León (INE/ENE); María Cristina Landázuri-Levey (LEG/SGO); Alejandro Quijada (CID/CHO); Kelvin Suero (FMP/CHO); y Ana Paz (CID/CHO).

Equipo de Proyecto Original HO-L1189: Carlos Jacome (ENE/CHO), Jefe de Equipo; Alberto Levy, Jefe de Equipo alternativo, Michelle Carvalho, Wilkferg Vanegas y Stephanie Suber (INE/ENE); Nalda Morales y María Cecilia del Puerto (FMP/CHO); Alejandro Aguiluz (CID/CHO); y María Cristina Landázuri-Levey (LEG/SGO)

Equipo PCR: Carlos Jacome (ENE/CHO), Jefe de Equipo, Alejandro Aguiluz (ENE/CHO); Nalda Morales (FMP/CHO); María Cristina Landázuri-Levey (LEG/SGO); y Nancy Jesurun-Clements (Consultora).

Índice

Enlaces Electrónicos Requeridos (EER).....	1
Enlaces Electrónicos Opcionales (EEO).....	1
INFORMACIÓN BÁSICA DEL PROYECTO	3
I. INTRODUCCIÓN.....	5
1.1 Antecedentes.....	5
1.2 Diagnóstico de la situación durante el diseño.....	7
II. CRITERIOS CENTRALES. RENDIMIENTO DEL PROYECTO	9
II.1 Relevancia	9
a. Alineación con las necesidades de desarrollo del país.....	9
b. Alineación estratégica	10
c. Relevancia del diseño	12
d. Análisis de la Lógica Vertical.....	15
e. Calificación de la Relevancia.....	18
II.2 Efectividad	24
a. Declaración de objetivos de desarrollo del proyecto.....	24
b. Resultados logrados	24
c. Atribución	30
d. Resultados imprevistos	33
e. Calificación de Efectividad	33
II.3 Sostenibilidad.....	33
a. Aspectos generales de sostenibilidad	33
b. Calificación de Sostenibilidad.....	35
III. CRITERIOS NO CENTRALES.....	39
III.1 Desempeño del Banco	39
III.2 Desempeño del Prestatario	40
IV. Hallazgos y Recomendaciones.....	42

Enlaces Electrónicos Requeridos (EER)

1. [Resumen de la Matriz de Efectividad del Desarrollo \(DEM\)](#)
2. Cambios a la Matriz de Resultados (No Aplica)
3. [Lista de verificación PCR \(*Checklist*\)](#)

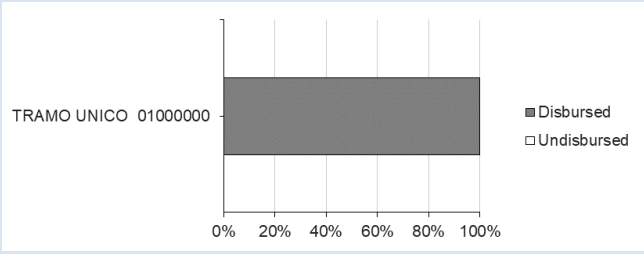
Enlaces Electrónicos Opcionales (EEO)

1. Informe de resultados de QRR
2. [Comentarios por escrito del Gobierno](#)
3. [Resumen de la Lógica Vertical](#)
4. [Evolución de la Matriz de Políticas](#)
5. [Desarrollo institucional del sector](#)
6. [Acciones para mejora en la sostenibilidad financiera](#)
7. [Acciones para garantizar la sostenibilidad operativa del sector](#)

Acrónimos y abreviaturas

BID	Banco Interamericano de Desarrollo
CNE	Comisión Nacional de Energía
CO	Capital Ordinario
CONAEN	Consejo Nacional de Energía
CREE	Comisión Reguladora de Energía Eléctrica
CT	Cooperación Técnica
EBP	Estrategia del Banco en el País
EE	Eficiencia Energética
EEH	Empresa Energía Honduras
ENEE	Empresa Nacional de Energía Eléctrica
ER	Energía Renovable
ERNC	Energías Renovables No Convencionales
FMI	Fondo Monetario Internacional
FOE	Fondo de Operaciones Especiales
FOMPIER	Fortalecimiento del Marco de Política Regulatorio e Institucional para las Energías Renovables
FOSODE	Fondo Social de Desarrollo Eléctrico
GdH	Gobierno de Honduras
MER	Mercado Eléctrico Regional
MiAmbiente	Secretaría de Energía, Recursos Naturales, Ambiente y Minas
LGIE	Ley General de la Industria Eléctrica
LOFP	Ley de Ordenamiento de las Finanzas Públicas
OD	Objetivo de Desarrollo
OdS	Operador del Sistema
PBP	Préstamo Programático Basado en Reformas de Política
PCR	<i>Project Completion Report</i> (Informe de Terminación de Proyecto)
PIB	Producto Interno Bruto
POD	Propuesta de Desarrollo de la Operación
PPA	<i>Power Purchasing Agreement</i> (Contratos de compraventa de electricidad)
PROMEf	Proyecto de Mejora de la Eficiencia del Sector de Energía
PSE	Plan de Seguimiento y Evaluación
PSP	Política de Servicios Públicos
SAIDI	<i>System Average Interruption Duration Index</i> (Índice de Promedio de Duración de Interrupción del Sistema).
SAIFI	<i>System Average Interruption Frequency Index</i> (Índice de Promedio de Frecuencia de Interrupciones)
SEFIN	Secretaría de Finanzas
SERNA	Secretaría de Recursos Naturales y Ambientales
SIAFI	Sistema Integrado de Administración Financiera
SIEPAC	Sistema de Interconexión Eléctrica para América Central
SIN	Sistema Interconectado Nacional

INFORMACIÓN BÁSICA DEL PROYECTO

NÚMEROS DE PROYECTO :	HO-L1070	HO-L1118	HO-L1189
TÍTULO: APOYO PROGRAMÁTICO A REFORMAS ESTRUCTURALES DEL SECTOR ELÉCTRICO			
INSTRUMENTO DE PRÉSTAMO: PRÉSTAMO DE APOYO A REFORMAS DE POLÍTICA PROGRAMÁTICA (PBP)			
PAÍS: HONDURAS			
PRESTATARIO: REPÚBLICA DE HONDURAS			
PRÉSTAMOS:	3386/BL-HO	3619/BL-HO	4448/BL-HO
SECTOR/SUBSECTOR: ENERGÍA / ELECTRICIDAD			
FECHA DE APROBACIÓN DIRECTORIO:	11-DEC-2014	11-DIC-2015	13-DEC-2017
FECHA DE EFECTIVIDAD CONTRATO DE PRÉSTAMO:	14-DEC-2014	22-DIC-2015	22-NOV-2018
FECHA DE ELEGIBILIDAD PRIMER DESEMBOLSO:	22-DEC-2014	28-DIC-2015	07-DEC-2018
<u>MONTO PRÉSTAMO (S)</u>			
MONTO ORIGINAL:	130.000.000	40.000.000	50.000.000
MONTO ACTUAL:	130.000.000	40.000.000	50.000.000
PARI PASU:	-	-	-
COSTO TOTAL DEL PROYECTO:	130.000.000	40.000.000	50.000.000
<u>MESES DE EJECUCIÓN</u>			
DESDE APROBACIÓN:	0	0	12
DESDE EFECTIVIDAD DEL CONTRATO:	0	0	1
<u>PERIODOS DE DESEMBOLSO</u>			
FECHA ORIGINAL DE DESEMBOLSO FINAL:	22-DEC-2014	28-DIC-2015	07-DEC-2018
FECHA ACTUAL DE DESEMBOLSO FINAL:	22-DEC-2014	28-DIC-2015	07-DEC-2018
EXTENSIÓN ACUMULATIVA (MESES):	0	0	0
EXTENSIÓN ESPECIAL (MESES):	0	0	0
<u>DESEMBOLSOS</u>			
MONTO TOTAL DE DESEMBOLSOS			
HASTA LA FECHA:	130.000.000	40.000.000	50.000.000
<u>GRAFICO DE DESEMBOLSOS</u>			
 <p>TRAMO UNICO 01000000</p> <p>Legend: ■ Disbursed, □ Undisbursed</p> <p>X-axis: 0% 20% 40% 60% 80% 100%</p>			
<u>REDIRECCIONAMIENTO. ESTE PROYECTO:</u>			
¿RECIBIÓ FONDOS DE OTRO PROYECTO?	NO	NO	NO
¿ENVIÓ FONDOS A OTRO PROYECTO?	NO	NO	NO
<u>Calificaciones del desempeño del proyecto en los PMR:</u> Por ser un PBP no se requiere clasificación. Se reportan los desembolsos:			

No.	PMR Fecha	Fecha del Desembolso	Desembolsos reales (millones de USD)
1	30 –Nov - 2019	22 – Dic - 2014	130.0
2	30 – Nov- 2019	29 – Dic - 2015	40.0
3	30 –Nov - 2019	10 - Dic - 2018	50.0

METODOLOGÍA DE ANÁLISIS ECONÓMICO EX POST: NO APLICA

METODOLOGÍA DE EVALUACIÓN EX POST: ANTES Y DESPUÉS CON SOPORTE DE EVIDENCIA EN LITERATURA

CLASIFICACIÓN DE EFECTIVIDAD DE DESARROLLO: EXITOSO

Personal del Banco

Posiciones	En PCR	En la aprobación		
		HO-L1070	HO-L1118	HO-L1189
Vicepresidente VPS	Ana María Rodríguez	Santiago Levy	Santiago Levy	Santiago Levy
Vicepresidente VPC	Alexandre Meira da Rosa	Roberto Vellutini	Alexandre Meira da Rosa	Alexandre Meira da Rosa
Gerente de país	Verónica E. Zavala	Gina Montiel	Gina Montiel	Gina Montiel
Gerente Sectorial	José Agustín Aguerre	Alexandre Meira da Rosa	Pablo Pereira	José Agustín Aguerre
Jefe de División	Ariel Yepez-Garcia	Ariel Yepez-Garcia	Ariel Yepez-Garcia	Ariel Yepez-Garcia
Representante de país	Eduardo Márquez	Ian Walker	Mirna Liévano de Márquez	Mirna Liévano de Márquez
Jefe de equipo del proyecto	Carlos A Jácome	Carlos A Jácome	Carlos A Jácome	Carlos A Jácome
Jefe de equipo del PCR	Carlos A. Jácome	Carlos A. Jácome	Carlos A. Jácome	Carlos A. Jácome

Tiempo y costo (directo) del personal - usar <http://analytics.4030/Resources.aspx?oper=AR-L1078>

Ciclo de proyecto de etapa (# horas reportadas personal)	HO-L1070	HO-L1118	HO-L1189
Preparación	1,969	588.5	692
Ejecución	192.5	13	209.5
Total	2,061.5	601.5	901.5

DECLARACIÓN DE LOS OBJETIVOS DE DESARROLLO DEL PROGRAMA:

El objetivo general de la serie fue apoyar al Gobierno de Honduras en la implementación de reformas y políticas sectoriales necesarias para mejorar la sostenibilidad financiera, la eficiencia operativa y la seguridad del suministro en el sector eléctrico. Los objetivos de desarrollo específicos fueron

Objetivo de Desarrollo 1: Fortalecer la capacidad institucional y el marco regulatorio sectorial

Objetivo de Desarrollo 2: Mejora en la sostenibilidad financiera y eficiencia operativa del sector.

Objetivo de Desarrollo 3: Adoptar políticas energéticas orientadas a garantizar la seguridad del suministro eléctrico.

El objetivo general y los objetivos de desarrollo se mantuvieron idénticos en cada una de las tres operaciones de la serie programática.

I. INTRODUCCIÓN

1.1 Antecedentes.

Este documento presenta un único Informe de Terminación de Proyecto (PCR, por sus siglas en inglés) para el *Programa de Apoyo Programático a Reformas Estructurales del Sector Eléctrico de Honduras*, Préstamo Programático Basado en Reformas de Política (PBP) que consistió en una serie programática de tres operaciones consecutivas de un solo tramo de desembolsos cada una, vinculadas técnicamente entre sí pero financiadas en forma independiente. Las tres operaciones fueron aprobadas respectivamente en: diciembre 2014 por US\$130 millones (HO-L1070); diciembre 2015 por US\$40 millones (HO-L1118); y diciembre 2017 por US\$50 millones (HO-L1189). El objetivo general de la serie fue apoyar al Gobierno de Honduras (GdH) en la implementación de reformas y políticas sectoriales necesarias para mejorar la sostenibilidad financiera, la eficiencia operativa, y la seguridad del suministro en su sector eléctrico.

A finales de 2013 el Gobierno de Honduras (GdH), enfrentando una situación institucional, operativa y financiera insostenible en el sector eléctrico, la cual afectaba seriamente la calidad del servicio, con altos costos para el país en términos fiscales, de desarrollo y de competitividad, tomó la decisión de iniciar un proceso profundo de reforma regulatoria e institucional del sector eléctrico, con las medidas necesarias para asegurar la sostenibilidad financiera, la eficiencia operativa y la seguridad de suministro eléctrico. En enero 2014 el Congreso Nacional aprobó la Ley General de la Industria Eléctrica (LGIE) la cual entró en vigor el 4 de julio del mismo año, reemplazando el marco legal del sector vigente desde 1994. Esta ley constituyó el marco básico sobre el cual se articularía la estructura regulatoria e institucional del sector que se apoyó con el PBP e hizo viable su diseño.

La Ley de Promoción a la Generación de Energía Eléctrica con recursos renovables aprobada en 2007 y su reforma en 2013, introdujeron incentivos para el incremento en la participación de las energías renovables no convencionales (ERNC) en la oferta eléctrica, permitiendo subir su participación en la matriz de generación eléctrica del 5% al 12% entre 2007 y 2013. Dentro de los incentivos creados por esta ley se encuentran: exoneración del impuesto a la importación y de renta; fórmula clara para el cálculo del precio de la energía, y prioridad en el sistema para el despacho de las ERNC. Posteriormente se otorgó un incentivo de 3.3cUS/kWh adicionales al precio de la energía producida con tecnología solar fotovoltaica para los primeros 300 MWp de potencia que ingresasen en operación antes del 31 de julio 2015. Este esquema de incentivos generó incremento de la inversión privada con la entrada de nuevos proyectos hidroeléctricos, de biomasa y eólicos en su primera instancia y posteriormente de energía solar fotovoltaica. La participación de ERNC en 2018 incrementó a 41%¹ destacándose la energía solar fotovoltaica. El porcentaje de participación de energía solar fotovoltaica en la matriz de generación convierte a Honduras en la primera nación no insular con la mayor participación de energía renovable a nivel mundial. El rápido crecimiento en la participación de la ERNC en la matriz de generación permite ver que el esquema de incentivos logró su objetivo, aunque incidió en el incremento en el costo promedio de generación de electricidad y en la necesidad de fortalecer el sistema nacional de

¹ La contribución de la ERNC no incluye la generación hidroeléctrica estatal porque esta posee centrales hidroeléctricas de potencia mayor a 30 MW se distribuye en 11.7% hidroeléctrica privada a pequeña escala, 7% biomasa, 9.4% eólica, 3% geotérmica y 10% fotovoltaica.

transmisión (SNT)² que permitiese incorporar los proyectos de generación de ERNC distantes del Sistema Interconectado Nacional (SIN).

Honduras es signataria del Tratado Marco del Mercado Eléctrico de América Central³ y participó en la ejecución del proyecto del Sistema de Interconexión Eléctrica para América Central (SIEPAC). El proyecto incluyó la creación del Mercado Eléctrico Regional (MER), sus instituciones y la construcción y puesta en operación del primer sistema de transmisión eléctrica regional, una línea de casi 1.800 km de longitud, la Línea SIEPAC, con el objeto de facilitar los intercambios de electricidad entre los países de América Central. Se creó el marco institucional y regulatorio del MER que inició sus operaciones en 2013. El MER se encuentra en pleno funcionamiento y las transacciones comerciales se han venido incrementando desde que se implementó. Honduras se identifica como el segundo importador de electricidad más grande en el marco del MER. En el 2018 el 3.9% de la oferta de energía provino del MER.

Como parte del proceso de reforma apoyado por el PBP, se creó en Honduras una nueva institucionalidad del sector eléctrico en la que participan: la Secretaría de Energía responsable de formular políticas energéticas, la Comisión Reguladora de Energía Eléctrica (CREE), y el Operador del Sistema (OdS). En cada entidad se han definido roles claros de las instituciones y se han asignado los recursos para su operación. La situación financiera de la ENEE pasó de un déficit de 1,8% del PIB en 2013 a 0,6% a Septiembre 2019 y se introdujo la participación del sector privado en la gestión de la distribución eléctrica para avanzar en la reducción de pérdidas eléctricas, en especial las no técnicas. Se ha fortalecido la capacidad de Honduras de participar activamente en el MER, incrementando la compra de energía de 1,5% en el 2013 a 3,9% en 2018, además de avanzar en la diversificación de la matriz de generación de electricidad con energías renovables, pasando de 41% en 2013 a 62% en 2018.

Durante la preparación del PCR se observó que no todos los “atributos” de los Objetivos de Desarrollo (OD) del programa cuentan con indicadores de resultado con los que se puedan vincular, a pesar de que algunos de estos indicadores fueron propuestos e incluidos en las Matrices de Política y logrados bajo estos OD. Reconociendo que estos resultados contribuyen a dimensionar de mejor forma el alcance real del PBP y por tanto merecen ser considerados como logros importantes de la serie, se procedió a realizar un análisis en el documento (Relevancia del Diseño) que justifica la inclusión de estos resultados, a pesar de no haber sido incluidos en las MR originales. La contribución de estos al logro de los OD se incorpora en las Tabla 1 y 2, en el análisis de la lógica vertical, de atribución y de sostenibilidad del programa, y en la Lista de verificación (*Checklist*) en el Enlace Electrónico Requerido (EER) # 3 cuando los datos permiten realizar el cálculo del Ratio de Logro.

Los logros de los indicadores de resultados más importantes del tercer préstamo son valores de resultados parciales a 2018 debido a que la meta establecida en aprobación para estos indicadores se proyectó a 2019 y 2020, cuyos datos aún no están disponibles.

² Debido al desarrollo de proyectos de energía renovable fue necesario fortalecer el sistema de transmisión. El BID aprobó las Operaciones HO-G1006, *Investment Grant* por US\$ 7 millones; y HO-L1186 con préstamo de US\$155 millones para mejorar el SNT. La aprobación del financiamiento se realizó en función del avance en el proceso de reforma.

³ El BID ha impulsado fuerte y sostenidamente al SIEPAC, desde los estudios para su concepción técnica, hasta la aprobación de préstamos a cada país participante, así como Cooperaciones Técnicas (CT) para la ejecución del proyecto, incluyendo financiamiento para la inversión en la línea de transmisión y la constitución de las instituciones regionales del mercado y su reglamentación asociada. [“Integración eléctrica centroamericana: Génesis, beneficios y prospectiva del Proyecto SIEPAC”](#). BID 2017.

1.2 Diagnóstico de la situación durante el diseño.

El primer préstamo de la serie fue preparado durante 2014. La coyuntura fiscal y del sector en ese período fue determinante en la identificación de los elementos de la reforma y las medidas que se incorporarían en el total de la serie del PBP. En 2013 el déficit del gobierno central llegó a 7,9% del PIB, más de cuatro puntos por encima del originalmente presupuestado de 3,5%. La profundización de este déficit se atribuyó, en gran medida, al menor dinamismo de la economía; mayores niveles de gasto corriente y de inversión; debilidad institucional en la recaudación tributaria; y a las pérdidas financieras de la Empresa Nacional de Energía Eléctrica (ENEE), cuyo déficit en 2013 alcanzó a 1.8 % del PIB. A principios de 2014 las autoridades adoptaron un conjunto de reformas destinadas a equilibrar las finanzas públicas mediante acciones de política de reducción de gasto e incrementos tributarios. Entre las principales acciones adoptadas se destacan: (i) incremento del impuesto sobre ventas de 12% a 15%; (ii) reducción del subsidio a la energía con disminución del umbral de subsidio de 150 kWh/mes a 75 kWh/mes y aprobación del reglamento de focalización del subsidio incluyendo variables socio económicas. De esta manera se redujo la asignación de subsidios en US\$35 millones/año; (iii) incremento de US\$0,25 al precio de la gasolina y del diésel, equivalente a un incremento promedio de 22% del precio de venta; y (iv) reducción de transferencias a entes descentralizados.

Las reformas de política fiscal permitieron al gobierno contar en 2014, con un Acuerdo de Derecho de Giro (*Stand-By*) por tres años con el Fondo Monetario Internacional (FMI). Este acuerdo contempló medidas de política económica conducentes a un restablecimiento del equilibrio fiscal en el mediano plazo, reduciendo el déficit del gobierno central a menos de 3% del PIB y generando superávits primarios a partir de 2017. Las acciones de política dirigidas a impulsar la recuperación del crecimiento económico debían estructurarse bajo un ambiente de estabilidad fiscal, el cual incorporó medidas para reducir la contribución de la ENEE al déficit consolidado del sector público, tales como la disminución de la carga salarial mediante reducción de la planilla de empleados; la revisión con la ENEE de los Contratos de compra-venta de electricidad (PPA por su siglas en inglés) de generadores térmicos privados, estimando un ahorro de US\$20 millones/año para los PPAs que vencían en 2014 y entre US\$13 millones y US\$20 millones para los que vencían posteriormente, hasta 2017; y corrección de la fórmula de ajuste de la tarifa en barra por fluctuación de precios de hidrocarburos.

El sector eléctrico por su parte adolecía de una seria debilidad institucional para la adecuada formulación, planificación y control de la política energética, y para la regulación, control y operación del sector en forma efectiva resultante de la falta de definición clara de la estructura de las instituciones que conformaban el sector. La autoridad sectorial era ejercida *de facto* por la misma ENEE, con participación limitada de la Secretaría MiAmbiente. La Comisión Nacional de Energía (CNE) jugaba un rol marginal por su falta de capacidad para la elaboración e implementación de regulación y otros mecanismos de control, necesarios para una operación efectiva. Esta deficiencia institucional incidía en el desempeño operativo y financiero de la ENEE, llegando a un nivel de insostenibilidad financiera que afectaba la calidad y costo del servicio. Por ejemplo, a fines de 2013 la cobertura eléctrica a nivel nacional era de solo 81%⁴, con áreas del país con cobertura eléctrica inferior al 60% y la ENEE reportaba muy bajo nivel de voltaje, con tiempo equivalente de interrupciones del servicio (41.8 horas/año), superior a los estándares recomendados internacionalmente (< 10 horas /año).

El marco legal vigente hasta julio 2014 establecía que solo el Estado podía realizar inversiones en los sectores de distribución y transmisión. La frágil situación financiera de la ENEE provocó restricciones en las inversiones en la empresa incluyendo las inversiones en el sector de

⁴ Información levantada por el último censo de población y vivienda

transmisión, causando significativos rezagos en las inversiones para garantizar la confiabilidad del suministro eléctrico, la calidad del servicio, la conexión del creciente parque de generación de proyectos de ERNC, la reducción de pérdidas eléctricas y el cumplimiento oportuno de los compromisos de inversión en el SIEPAC.

El estado financiero crítico de la ENEE debido a su deterioro desde 2011 presentaba un flujo de caja negativo continuo, con pérdidas en su estado de resultados del orden de los US\$340 millones en el 2013. La ENEE enfrentaba un alto nivel de pérdidas totales de energía en su sistema, alcanzando valores totales del 31%. Los sectores de transmisión y distribución reportaban pérdidas técnicas⁵ y pérdidas no técnicas causadas por hurto, fraude, errores en lectura, conexiones ilegales y errores de medidores. La gestión en la recaudación de la facturación por servicio de ENEE también era inadecuada. El total de la cartera en mora de entidades privadas se reportó en 76%, de la cual clientes residenciales y comerciales representaban el 55% y 36% respectivamente; y el 24% de instituciones del sector público, que por problemas presupuestarios no cancelaban el servicio eléctrico. La mora se estimó en el equivalente a 3,2 meses de facturación de la ENEE. Estas restricciones originaron una deuda de la ENEE con los generadores privados por US\$423 millones a agosto de 2014 y la necesidad de transferencias fiscales para poder operar.

La política tarifaria y de subsidios era inadecuada. Las tarifas eléctricas no eran actualizadas con la regularidad suficiente para reflejar los costos de la energía ni permitían remunerar adecuadamente a los agentes de la cadena con tarifas competitivas al usuario final, impidiendo una posible participación efectiva del sector privado en distribución. Se presentaba un elevado nivel de subsidios tanto en la oferta como en la demanda de energía y el esquema de subsidios no siempre estaba focalizado de la forma más eficiente posible a usuarios de bajos ingresos.

Factores adicionales que seriamente afectaban el desempeño del sector operativo y financiero incluían: Alta dependencia de generación térmica a partir de derivados líquidos de petróleo, particularmente en periodos de alta volatilidad del precio; falta de revisión en las condiciones de los contratos de compra de energía; limitada participación en el MER que podría favorecer la reducción de costos de la energía; estancamiento de inversiones sacrificando la calidad de servicio eléctrico; y el impacto financiero a la ENEE de los incentivos económicos a las ERNC, el cual fue más alto de lo esperado.

El segundo préstamo de la serie se preparó durante 2015. Durante 2014 y 2015 las autoridades continuaron las reformas poniendo en marcha una serie de reglamentos de parte del ente regulador, realizando acciones para fortalecer los ingresos fiscales, reducir el gasto público y asegurar la sostenibilidad financiera de las empresas públicas. En 2014 el déficit del sector público consolidado se situó en 4,0% del PIB, comparado con 7,2% del PIB en 2013. El impacto de la situación financiera de la ENEE en el déficit consolidado del sector público pasó de 1,8% del PIB al final de 2013, a 1,3% en diciembre 2014.

Como parte de las medidas tomadas, al margen del PBP, la ENEE efectuó un proceso de racionalización de su recurso humano, resultando en una importante reducción de la planilla de empleados. Sin embargo, la ENEE continuó enfrentando alto nivel de pérdidas totales de energía

⁵ Pérdidas técnicas representan energía que se pierde durante la transmisión y distribución como consecuencia del calentamiento natural de los conductores que transportan la electricidad desde los generadores. Es energía que no puede ser aprovechada y que el Sistema requiere para su operación. Estas pérdidas no pueden ser totalmente eliminadas, pero pueden reducirse a través de mejoras en la red.

en su sistema, obstaculizando el camino a su sostenibilidad financiera. La mayor parte de las pérdidas eran no técnicas⁶, causadas por debilidades en el área comercial.



Fuente: ENEE

Durante el periodo 2016- 2017 el gobierno continuó con su esfuerzo de reformas del sector, poniendo énfasis en el desarrollo institucional del sector, lo que permitió al Banco acordar la preparación y aprobación del tercer y último préstamo de la serie.

II. CRITERIOS CENTRALES. RENDIMIENTO DEL PROYECTO

II.1 Relevancia

El programa fue diseñado con el objetivo general y los objetivos de desarrollo (OD) en completa alineación con las prioridades y necesidades del país y las prioridades estratégicas del Banco. Su lógica vertical muestra un claro vínculo entre la intervención, el problema que atiende y los resultados que obtiene para contribuir a los OD propuestos. El instrumento de PBP probó ser el más adecuado para la reforma que se efectuó y la composición de la Matriz de Política circunscribió las medidas requeridas para lograr los objetivos. Aunque el diseño de la Matriz de Resultados (MR) era sólido, este no capturó la totalidad de los resultados derivados de las medidas implementadas. Como se explica en el literal c de esta sección, los aspectos excluidos de la MR se consideran como logros importantes de la serie, al evaluar su contribución al logro de los objetivos específicos de desarrollo (OD).

a. Alineación con las necesidades de desarrollo del país

El gobierno declaró su compromiso de impulsar políticas para promover la sostenibilidad y la eficiencia del sector eléctrico en Honduras como parte esencial de las políticas de desarrollo económico, social y ambiental del país. El Plan Estratégico de Gobierno 2014-2018, adoptado y

⁶ Pérdidas no técnicas (o pérdidas comerciales) se refiere a energía que se produce y se usa pero no se vende o se cobra. Estas pérdidas no constituyen pérdida real de energía pues es utilizada por usuarios, pero el sistema no recibe remuneración por el servicio.

publicado a través de la Secretaría de Coordinación General de Gobierno en la Presidencia de la República, incluyó este compromiso como objetivo estratégico con resultados concretos, consistentes con las metas que se propuso en el proceso de reforma y en el PBP.

Las reformas promovidas por el PBP reflejan el compromiso del gobierno de realizar los ajustes necesarios en el marco legal, institucional y reglamentario del sector. El Banco inició el diseño del PBP en apoyo a la agenda de reformas del sector eléctrico que el GdH había iniciado en 2013. El GdH promovió la Ley General de la Industria Eléctrica (LGIE) aprobada en enero de 2014, lo cual refleja los esfuerzos del gobierno por tomar medidas dirigidas a reformar el sector eléctrico y a mejorar su impacto fiscal. La implementación adecuada de la LGIE buscaba atender los principales elementos de reforma requeridos para hacer frente a los desafíos del sector. El 26 de diciembre 2013 fue aprobada la Ley de Ordenamiento de las Finanzas Públicas, Control de las Exoneraciones y Medidas Anti-evasión mediante la cual se emitieron lineamientos para reducir el nivel de endeudamiento público⁷. El PBP fue diseñado para actualizar y modernizar las reglas y estructura de funcionamiento de la industria eléctrica en forma ordenada, dentro del marco legal e institucional que requería la LGIE y la operación sostenible del sector.

El financiamiento del PBP fue coherente con el programa *Stand-By* con el FMI, el cual contempló el apoyo presupuestario del Banco como eje central del proceso de reformas en el sector eléctrico.

El apoyo del PBP al desarrollo de los diferentes proyectos de generación renovable y de eficiencia energética, ha contribuido a la Visión de País 2010-2022 (Decreto Legislativo No. 286-2009 de 2010) de contar con una matriz energética con menor dependencia de derivados del petróleo.

Las reformas regulatorias impulsadas se articulan y son subsidiarias con los objetivos regionales promovidos en el MER y por tanto fortalecen la iniciativa de integración eléctrica para los países centroamericanos del Proyecto SIEPAC. Estos objetivos se reflejan en los compromisos ratificados por Honduras que propenden por la integración de los sectores energéticos y el fomento de los objetivos nacionales y regionales para promover la energía renovable, la diversificación de la matriz de generación eléctrica y la eficiencia energética.

b. Alineación estratégica

La primera operación guardó consistencia con la EBP con Honduras 2011-2014 (GN-2645), vigente durante su diseño, la cual priorizó al sector energía y señalaba que los préstamos de inversión estarían sujetos a avances en las reformas del sector, encaminadas a mejorar la sostenibilidad financiera de la ENEE y la capacidad operativa del sector y al apoyo a la consolidación de un marco institucional que permitiera contar con las entidades adecuadas para la operación del sector, determinando roles muy claros en la determinación y cumplimiento de políticas, planificación, regulación, y de ejecución de programas y proyectos para el desarrollo del sector y la sostenibilidad financiera; la diversificación de las fuentes de energía con el aumento de la generación de energías renovables; y el aumento de la cobertura del servicio.

El programa fue igualmente consistente con la EBP 2015-2018 (GN-2796-1) vigente durante el diseño del segundo y tercer préstamo, la cual prioriza la sostenibilidad y competitividad del sector energético, apoyando el proceso de reforma del sector eléctrico y manteniendo un diálogo permanente con las autoridades sectoriales sobre las reformas prioritarias a ser implementadas.

⁷ La ley contempló la implementación de medidas para el incremento de ingresos como aumento de impuestos por consumo de combustibles y reducción de subsidios, incluye la reducción de umbral por consumo del subsidio eléctrico.

La EBP 2019-2022 vigente al cierre de la operación, se propone continuar el apoyo a la implementación de la reforma del sector con miras a consolidar su sostenibilidad financiera y operativa y minimizar los riesgos fiscales, probando la continuación de la relevancia de la intervención realizada. Esta EBP considera clave continuar con el fortalecimiento del sector y de la gestión de la ENEE para lograr su desarrollo sostenible, con miras a cerrar las brechas actuales de diversificación de la matriz de generación, mejorar la calidad, reducir la contingencia fiscal y cubrir las necesidades futuras del país.

El programa fue consistente con la Actualización de la Estrategia Institucional del BID (UIS) 2010-2020 (AB-3008) y se alineó con los desafíos de desarrollo de: (i) productividad e innovación, al promover un esquema tarifario competitivo por medio de la introducción de nuevas tecnologías y fuentes de energía de menor costo como el gas natural y la energía renovable (ER), en la matriz energética, y la estructuración de un esquema tarifario basado en costos eficientes de suministro; y (ii) integración económica bajo el criterio de subsidiaridad nacional, al fomentar mejoras normativas e institucionales que promuevan la integración del mercado eléctrico hondureño con el MER y faciliten el aumento de los intercambios eléctricos regionales a través de la línea SIEPAC. El programa se alineó con las áreas transversales de: (i) cambio climático y sostenibilidad ambiental, al contribuir a reducir las emisiones de Gases de Efecto Invernadero (GEI) a través de los compromisos del programa asociados al desarrollo de Eficiencia Energética (EE) y ER en el país; y (ii) capacidad institucional y estado de derecho, dado que el programa fortalecerá la planificación y gobernanza de las instituciones del sector eléctrico.

Aproximadamente el 18,18% de los recursos de la serie se asociaron con políticas que promocionarían actividades de mitigación al cambio climático, según la metodología conjunta de la Banca Multilateral de Desarrollo para la estimación de financiamiento climático. Estos recursos contribuyeron 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 2020. El programa se alineó con el Marco de Resultados Corporativos (CRF) 2016-2019 (GN-2727-6) a través de los indicadores de reducción de emisiones y, agencias de gobierno beneficiadas y fortalecidas con herramientas de gestión para mejorar la prestación de servicios públicos.

El programa fue consistente con el Marco Sectorial de Energía (GN-2830-3) en las áreas temáticas de acceso, sostenibilidad, seguridad y gobernanza energética, al impulsar reformas políticas que promueven: (i) desarrollo sostenible del sector; (ii) diversificación de la matriz energética mediante el uso de ER; (iii) uso eficiente de la energía; y (iv) integración regional. El programa fue consistente con el Marco Sectorial de Cambio Climático (GN-2835-3) ya que las reformas de política energética propuestas conllevan una reducción en las emisiones de Gas Efecto Invernadero (GEI). El Programa fue consistente con la Estrategia Sectorial de Apoyo a la Integración Competitiva Regional y Global (GN-2565-4). El programa busca propiciar el desarrollo de políticas energéticas que promuevan la participación de Honduras en el MER, la cual se ha alcanzado como resultado de las acciones desarrolladas en materia de política, y de la priorización del financiamiento para la construcción de refuerzos nacionales del Sistema Eléctrico Nacional (SEN).

El programa estuvo alineado con las áreas prioritarias de la Estrategia de Infraestructura Sostenible para la Competitividad y el Crecimiento Inclusivo (GN-2710-5), mediante reformas que promueven la racionalización del uso de la infraestructura energética mediante la EE, integración regional y expansión de cobertura eléctrica. El Programa guarda consistencia con los objetivos establecidos en la Política de Servicios Públicos (GN-2716-6) y contribuye con las condiciones de sostenibilidad financiera y evaluación económica, tal y como se indicó en el análisis realizado en cada operación, sobre el cumplimiento de esta política.

c. Relevancia del diseño

El Instrumento. El Programa está conformado como una serie de tres operaciones en un PBP, de acuerdo con las Directrices sobre Preparación y Aplicación de Préstamos en Apoyo de Reformas de Política (CS-3633-1) del Banco, vigente durante la aprobación de la serie. Se buscó apoyar al GdH en la implementación de un proceso de reformas de política encaminadas a la sostenibilidad financiera y eficiencia operativa del sector eléctrico, persiguiendo un impacto positivo sobre las finanzas públicas, el crecimiento a largo plazo y el proceso de integración eléctrica de la región, beneficiando a la población en su conjunto.

Se seleccionó la estructura programática por la flexibilidad que este instrumento proporciona en la consecución de objetivos de largo plazo mediante la implementación de medidas secuenciales de corto y medio plazo. Las medidas incorporadas se fueron acordando entre el gobierno y el Banco de acuerdo con los avances realizados y la coyuntura macroeconómica y sectorial que se fue enfrentando en las diferentes etapas. El Enlace Electrónico Opcional (EEO) # 4 incluye la evolución de la Matriz de Política a través de las tres operaciones de la serie, mostrando los ajustes realizados de acuerdo a las necesidades y evaluación de la reforma. Los EEO # 5, 6 y 7 reportan los avances en (i) el desarrollo institucional del sector; (ii) mejora en la sostenibilidad financiera y (iii) acciones desarrolladas para garantizar la sostenibilidad operativa del sector.

Medidas incluidas. El diseño del PBP tuvo una importante relevancia para el país y para el sector debido a que las medidas de política incluidas como compromisos del programa eran elementos contenidos en la nueva LGIE aprobada en enero 2014, la cual entró en vigencia en julio del mismo año; y/o tendrían un impacto en el desempeño financiero de la ENEE, contribuyendo a las metas de consolidación fiscal que se establecieron como de alta prioridad para el país. La LGIE fue el requisito implícito para desarrollar el diseño de la reforma del sector eléctrico. La LGIE incorporó el marco básico sobre el cual se articularía la estructura regulatoria e institucional del sector que se apoyaba con el PBP y sobre la cual se basó el diseño. Esta ley está dirigida a corregir las debilidades institucionales, regulatorias y operativas del sector y a mejorar su sostenibilidad e impacto fiscal.

Al diseñar el programa se partió del reconocimiento de que eran necesarios marcos jurídicos y regulatorios que dieran certidumbre y condiciones para atraer la sostenibilidad e inversiones requeridas en el sector energético. Los siguientes elementos de las reformas introducidas por la LGIE proveen estas condiciones, los cuales se apoyaron con el PBP: (i) creación de la cabeza del sector responsable de la política energética nacional; (ii) creación de la CREE; (iii) conformación del Operador del Sistema Eléctrico Nacional (OdS), responsable de garantizar la continuidad y seguridad del suministro eléctrico y la operación del sistema; (iv) participación del sector privado en los segmentos de distribución y operación del sistema; (v) modernización y reestructuración de la ENEE como matriz de empresas subsidiarias de generación, transmisión, distribución y operación del sistema; (vi) transición ordenada de la ENEE hacia el nuevo rol que le asigna la LGIE; (vii) mejora de procedimientos de compra de energía fortaleciendo la capacidad de negociación de la ENEE para la suscripción de PPAs con base en un Plan de Expansión de Generación aprobado de acuerdo con la LGIE; (viii) régimen tarifario que permita remunerar adecuadamente a los agentes de la cadena, con tarifas competitivas al usuario final y subsidios directos focalizados empleando una nueva metodología de focalización utilizando variables socio-económicas que permiten caracterizar a los abonados por umbral de pobreza, y la eliminación de subsidios cruzados.

Se analizó el débil desempeño del sector, identificando los principales obstáculos que incidían en su sostenibilidad financiera, afectando la calidad del servicio con altos costos para el país, descritos en la sección de diagnóstico de este informe y resumidos en el EEO # 3 Resumen Lógica Vertical. El PBP se diseñó en concordancia con estos obstáculos identificados,

introduciendo las medidas asociadas para removerlos, estimando su contribución a los objetivos propuestos con la medición de sus respectivos indicadores. Un importante valor agregado del programa fue el mejor desempeño financiero y operativo de la ENEE mediante el apoyo a la sostenibilidad financiera y eficiencia operativa del sector eléctrico, con impacto positivo inmediato en la reducción de la contribución de la ENEE al déficit consolidado del sector público, permitiendo una reducción de las transferencias fiscales a la ENEE y el crecimiento a largo plazo.

Cambios durante la ejecución. La serie tuvo tres Objetivos de Desarrollo (OD) idénticos en las tres operaciones de la serie: OD1-Fortalecer la capacidad institucional y el marco regulatorio sectorial; OD2-Mejorar la sostenibilidad financiera y eficiencia operativa; y OD3-Adoptar políticas energéticas orientadas a garantizar la seguridad del suministro eléctrico.

En el diseño del tercer préstamo se introdujo un resultado esperado adicional a la MR aprobada por el directorio: “Mejora en las capacidades de planificación y gestión del sector energético” dentro del OD1, y capturado en el indicador de “Secretaría de Energía establecida”. Esta modificación se relaciona con el establecimiento de la Secretaría de Energía como ente rector del sector en un nivel jerárquico más alto dentro de las instituciones del Estado del considerado originalmente en las primeras operaciones. En 2017 el GdH tomó la decisión de crear la Secretaría de Energía como rectora del sector, responsable de la planificación y formulación de políticas energéticas, con una estructura organizacional que consolidara las actividades del sector y que anteriormente se encontraban de manera dispersa en diferentes instituciones del Estado, dificultando la consolidación y manejo de información y elaboración de políticas públicas. La Secretaría de Energía es ahora la entidad rectora del sector energético nacional y lidera sus actividades.

Otro cambio importante realizado durante la ejecución fue limitar la contratación del operador privado solamente al segmento de distribución, excluyendo el segmento de transmisión originalmente considerado. El GdH en dos ocasiones intentó seleccionar a un operador-inversionista del sistema de transmisión, fracasando en ambos intentos. La falta de éxito en la contratación del operador de transmisión se le atribuye a no contar en esos momentos con un marco regulatorio claro para ese negocio. Por ello el GdH tomó la decisión de financiar directamente obras prioritarias de transmisión a través de préstamos con garantía soberana con apoyo del Banco, al reconocer que se había alcanzado una recuperación financiera de la ENEE. Esta modificación no afecta el logro en magnitud de las metas del programa, dado que los resultados de distribución son los que inciden directamente en la recuperación financiera de ENEE y esta recuperación financiera se logra con la ayuda de la participación del operador privado de distribución.

La Matriz de Resultados (MR). La MR de cada operación de la serie incluye indicadores de resultado con logros del 100% o parciales, para cada uno de los tres OD. Sin embargo, no todos los “atributos” de estos tres OD cuentan con indicadores de resultado con los que se puedan vincular, a pesar de que algunos de estos indicadores fueron propuestos e incluidos en las Matrices de Política y logrados bajo estos OD.

Reconociendo que estos resultados no incluidos contribuyen a dimensionar de mejor forma el alcance real del PBP y por tanto merecen ser considerados como logros importantes de la serie, se presenta a continuación un análisis que justifica la inclusión de estos resultados en el PCR, a pesar de no haber sido incluidos en las MR originales. La contribución de estos al logro de los OD se incorpora en las Tabla 1 y 2, en el análisis de la lógica vertical, de atribución y de sostenibilidad del programa, y en la Lista de Verificación (*Checklist*) en el EER # 3 cuando los datos permiten realizar el cálculo de la Ratio de Logro.

Específicamente, la MR carece de medición de los siguientes aspectos de la reforma que fueron ejecutados durante el programa y considerados en las Matrices de Política (se señala el

componente en el que se incluyó), y que pudiesen considerarse como indicadores de resultado inmediato o de muy corto plazo:

- Para el OE1: “Fortalecer la capacidad institucional y el marco regulatorio sectorial”, solo se incluyó un indicador de resultado para la tercera operación, el cual se vincula al fortalecimiento de la capacidad institucional. Sin embargo, al diseñar el programa se partió del reconocimiento de que eran necesarios marcos jurídicos y regulatorios que dieran certidumbre y condiciones para la sostenibilidad y para atraer las inversiones requeridas en el sector energético. Por ello el PBP introdujo importantes acciones relacionadas con el marco regulatorio sectorial. No obstante, en ninguna de las tres MR se incluyeron indicadores de resultado para el “atributo” del marco regulatorio sectorial. Entre las más importantes reformas logradas con el PBP bajo este atributo que no fueron incluidos en la MR se encuentran:
 1. Comisión Reguladora de Energía Eléctrica (CREE) establecida y operando. Este indicador contribuye directamente a que se cuente con la adecuada regulación, control y operación del sector, independiente de la ENEE, que asegure la sostenibilidad del sector. La tercera matriz de política contempló que la CREE se encontrara funcionando como ente encargado de regular las actividades del sector eléctrico. Esta acción está incluida en el Componente I-3 de la Matriz de Política.
 2. Número de regulaciones de la LGIE que fueron aprobadas y entraron en vigor, las cuales muestran que se está mejorando la capacidad regulatoria de la CREE y permiten clara planificación para la expansión de la generación del sector, derivándose en suscripción de acuerdos de compra de energía favorables a la sostenibilidad financiera del sector. A partir de la segunda serie programática se aprobaron importantes reglamentos para el adecuado funcionamiento del sector. Está incluido en el Componente I-3 de la Matriz de Política.
 3. Operador del Sistema establecido y operando. Esta entidad es responsable de garantizar la continuidad y seguridad del suministro eléctrico y la operación independiente del sistema eléctrico. Esta actividad se contempló desde la segunda serie programática. Corresponde al Componente I-4 de la Matriz de Política.
- Para el OE2: “Mejora en la sostenibilidad financiera y eficiencia operativa del sector” se tiene solamente un indicador de resultado vinculado al “atributo” de eficiencia operativa en las tres operaciones (reducción de pérdidas). Sin embargo las MR no incluyen indicadores para capturar el “atributo” de sostenibilidad financiera, aunque se considera capturado en el indicador de impacto. Adicionalmente, importantes logros con el PBP bajo este atributo que no se incorporaron en la MR se encuentran:
 1. Reducción en el número de usuarios recibiendo subsidio, lo cual refleja el resultado de la implementación de la nueva metodología de focalización de subsidios directos al reducir el umbral del consumo de energía eléctrica a 75 kWh/mes y al emplear variables socioeconómicas que permiten caracterizar a los abonados por umbral de pobreza, y la eliminación de subsidios cruzados. Como consecuencia se eliminó significativamente el número de usuarios beneficiarios que no se enmarcaban en el nuevo esquema, con efecto directo asociado a la sostenibilidad financiera de la ENEE. Está incluido en el Componente II-3 de la Matriz de Política. Mayores detalles en EEO # 6 “Acciones para mejora en la sostenibilidad financiera”.
 2. Ajustes tarifarios implementados de manera consistente y periódicamente durante la serie programática, resultante de la emisión de la regulación de la CREE que establece el nuevo régimen tarifario y las actualizaciones realizadas para reflejar los costos de la

cadena de la industria eléctrica, con impacto positivo sobre los ingresos de la ENEE. Esta regulación tiene fuerza de ley y debe ser aplicada por la ENEE. Se incluyó en el Componente II-3 de la Matriz de Política.

3. Indicadores de mejora en la calidad del servicio eléctrico como resultado de la mejor eficiencia operativa del sector. Se incorporan dos indicadores de medición estándar en la industria eléctrica:

SAIFI: *System Average Interruption Frequency Index* (Índice de Promedio de Frecuencia de Interrupciones).

SAIDI: *System Average Interruption Duration Index* (Índice de Promedio de Duración de Interrupción del Sistema).

Las medidas citadas e implementadas por el GdH tuvieron un elevado riesgo por su posible impacto social y político. Esto puede evidenciarse en los últimos acontecimientos sociopolíticos en varios países de la región en materia de aplicación de ajustes tarifarios y subsidiarios del sector energético, las cuales no han podido ser implementadas por generar problemas de gobernabilidad en los países. No obstante, fueron satisfactoriamente implementadas en Honduras de manera estratégica durante la serie programática, aprovechando factores asociados con variación del precio del petróleo, gradualidad y continuidad de las medidas adoptadas y desarrollo de una estrategia adecuada de comunicación con la sociedad. Además de los otros resultados en el marco de la serie programática que se expresan en la matriz de resultados, el PCR reconoce este importante esfuerzo y logro para el sector

d. Análisis de la Lógica Vertical

Durante el diseño se identificaron los problemas observados al realizar el diagnóstico durante el diseño del PBP, sus principales determinantes, los productos presentados para atender dichos determinantes y los resultados e impacto sobre los cuales influyó la implementación de las medidas tomadas para el logro de los OD específicos establecidos. El EEO # 3 resume la lógica vertical del programa mostrando el vínculo entre los productos introducidos con la intervención, los problemas que atienden y el OD al que contribuyen.

OD 1- Fortalecer la capacidad institucional y el marco regulatorio sectorial

Las reformas en el marco legal y regulatorio del sector permiten contar con la capacidad institucional para el desarrollo de la política sectorial, para regular las actividades del sector eléctrico; y claridad en las reglas para la operación y planificación del sistema eléctrico nacional y regional, acciones que contribuyen a la mejora en la eficiencia operativa y comercial del sector eléctrico que busca el programa.

Este OD se apoyó mediante el Componente 1. Marco legal, regulatorio e institucional adecuado para el sector eléctrico. Su objetivo fue apoyar el fortalecimiento institucional dirigido a contar con: (i) un marco legal, regulatorio e institucional que permita asegurar la sostenibilidad del sector; (ii) puesta en marcha de la nueva estructura institucional de la autoridad superior del sector eléctrico, de manera que cuente con una estructura organizacional con el personal capacitado requerido, la asignación de presupuesto necesario y un plan de trabajo anual; (iii) capacidad institucional que permita regular las actividades del sector eléctrico; y (iv) marco

regulatorio con los reglamentos necesarios para la operación y planificación del sistema eléctrico nacional en concordancia con las reglas operativas y comerciales del MER.

Mediante este componente, el PBP apoyó y aceleró la implementación del marco legal, su reglamentación y su articulación institucional, creando un marco conducente al funcionamiento del sector eléctrico, asegurando la definición y puesta en marcha y seguimiento de las políticas públicas que orientan las actividades del sector con potencial para lograr la sostenibilidad financiera y su eficiencia operativa; y el fortalecimiento de la capacidad institucional de las entidades claves del sector existentes y las creadas bajo el programa: la Secretaría de Estado de Energía como ente rector del sector responsable de formular políticas energéticas, el reforzamiento del marco regulatorio sectorial con la CREE, y el establecimiento del Operador del Sistema (OdS); como base para asegurar la sostenibilidad del sector.

El apoyo a la reforma institucional contribuye adicionalmente al cumplimiento de los requisitos básicos dentro del ordenamiento de la integración al MER, para que Honduras pueda competir en igualdad de condiciones para acceder a ese mercado. Las reformas regulatorias a ser impulsadas se articulan y son subsidiarias con los objetivos promovidos en el MER del Proyecto SIEPAC que procura la unificación de las reglas para el intercambio de energía entre los países centroamericanos y la definición de condiciones estables para el desarrollo de proyectos sectoriales de generación con impactos regionales. En especial, se pretenden articular las reglas nacionales con las normas para el intercambio de energía entre los países de Centroamérica.

OD2 - Mejora en la sostenibilidad financiera y eficiencia operativa del sector.

Bajo este objetivo se identificaron las áreas más determinantes de la grave situación operativa y financiera de la ENEE y se diseñaron medidas que directamente atendieran esta problemática. Los factores problemáticos más influyentes identificados y sobre los cuales se orientaron las acciones del programa para alcanzar la recuperación financiera fueron: elevado nivel de pérdidas de energía, inadecuada estructura tarifaria, ineficiencias en el esquema de subsidios al consumo y altos costos de generación ligados a la composición de la matriz energética.

Las reformas institucionales se implementaron buscando la mejora en la eficiencia del sector, impactando directamente en el desempeño operativo, financiero y comercial de la ENEE mediante la reestructuración de la empresa para mejorar su desempeño operativo y financiero; la promoción de la competencia en el sector y fortalecimiento del mercado de electricidad; mejora en los procedimientos de compra de energía; y el establecimiento de un régimen tarifario que progresivamente permite remunerar adecuadamente a los agentes de la cadena, tarifas competitivas al usuario y focalización del subsidio directo hacia usuarios de bajo consumo empleando variables socioeconómicas que permiten caracterizar a los abonados por umbral de pobreza.

Este objetivo se apoyó mediante el Componente 2. Mejora en la sostenibilidad financiera y eficiencia operativa del sector eléctrico. Su objetivo fue la mejora en la eficiencia del sector a través de medidas orientadas a: (i) reestructurar la ENEE para mejorar el desempeño operativo y financiero del sector; (ii) promover la competencia en el sector eléctrico y fortalecer el mercado de electricidad, mejorando los procedimientos de compra de energía; y (iii) contar con un régimen tarifario que permita remunerar adecuadamente a los agentes de la cadena, unas tarifas competitivas al usuario final y focalización del subsidio directo a usuarios de bajo consumo.

Las principales medidas bajo el programa que contribuyeron a mejorar la situación financiera y operativa de la ENEE fueron: (i) la reorganización de la ENEE y su escisión en unidades de negocio, separando las funciones de distribución en una empresa independiente que fuera gestionada por el sector privado; y (ii) la contratación del operador/gestor privado con la capacidad técnica y financiera para realizar: (a) la medición, facturación y cobro de la energía

venta por el sistema de distribución, así como la atención al usuario; (b) operación y mantenimiento del sistema de distribución; y (c) reducción de pérdidas en el sistema de distribución. Se buscó con este contrato optimizar los costos operacionales, ampliar el portafolio de clientes, desarrollar un sistema de información eficiente que perdurara en el tiempo. El contrato con el operador privado inició en agosto 2016.

Estas medidas resultan directamente en mejor control de la calidad del servicio y mejor gestión comercial mediante recuperación de cartera, reducción de pérdidas no técnicas, compras de energía mediante procesos competitivos y eficiencias en los gastos de operación y mantenimiento. La reducción de pérdidas se traduce principalmente en beneficios financieros para la ENEE, al incrementar el ingreso por cobro de la energía recuperada.

Un aspecto fundamental para la recuperación financiera de la ENEE fue el acompañamiento del fortalecimiento institucional y de gestión con un régimen tarifario que permite el ajuste en las tarifas incorporando los cargos para remunerar las actividades de transmisión y distribución de cada empresa, el ajuste periódico de tarifas y la focalización de los subsidios con base en variables socioeconómicas. Este régimen resulta directamente en un mejor nivel de ingresos al contar con tarifas más favorables a la ENEE, en comparación con el relativamente bajo nivel tarifario antes de la reforma. Con la focalización de los subsidios se experimenta un incremento de los ingresos a la empresa al reducir el número de usuarios que percibían este beneficio sin justificación socioeconómica.

Los esfuerzos realizados en materia de ajustes tarifarios, focalización de subsidios, mejoras en las condiciones de financiamiento de la ENEE, reducción de pérdidas por parte del operador privado, optimización de procesos, asignación de personal, y mejoras en calidad operativa son factores claves para alcanzar la sostenibilidad financiera y eficiencia operativa del sector, el OD2 del programa.

La entrada del operador privado de distribución se relaciona con las mejoras en la eficiencia operativa del sector incluyendo la mejor calidad y confiabilidad del servicio de suministro eléctrico, produciéndose reducciones de los índices de frecuencia y duración de interrupción del sistema (SAIFI y SAIDI). Una mejor calidad del servicio influye en la disponibilidad a pagar y en reducción de costos y de pérdidas.

OD3 - Adoptar políticas energéticas orientadas a garantizar la seguridad del suministro eléctrico

Los compromisos adquiridos bajo el PBP relacionadas con la diversificación de las fuentes de energía y su uso eficiente y la definición de un marco regulatorio armonizado con el MER, son coherentes de manera directa con este OD del programa de adoptar políticas energéticas para garantizar la seguridad del suministro.

Este objetivo se apoyó mediante el Componente 3. Políticas energéticas para garantizar la seguridad del suministro, cuya estrategia fue la mejora en la eficiencia de la operación del sector y su expansión a través de un marco regulatorio que: (i) promueva la diversificación de fuentes de energía limpia y la reducción de costos de generación; (ii) promueva la eficiencia energética; y (iii) que esté armonizado con el MER.

La introducción de medidas que promueven la participación de ERNC en la matriz energética aumenta las opciones de fuentes de energía disponibles en el sistema y contribuye con el potencial de que estas fuentes desplacen la energía térmica costosa y compitan con los costos marginales de la ENEE, representados por el costo de compra de energía térmica, impactando los costos operativos y los resultados financieros de la ENEE.

Las medidas de eficiencia energética incluidas están encaminadas a reducir el consumo eléctrico, inicialmente en oficinas de la administración pública, y a inducir por medio de la tarifa, el ahorro en el consumo en horas de punta cuando la generación es más costosa. La disminución en el consumo resulta en menor demanda por generación y mayor disponibilidad en el sistema.

Las reformas promovidas para contar con una empresa viable técnica y económicamente y la armonización del marco regulatorio con reglamentos para las licitaciones de compras de energía en el MER benefician el proceso de integración eléctrica de la región. El país puede obtener los beneficios esperados de la interconexión con los demás países de la región, toda vez que podrá reducir sus costos de suministro de electricidad a través de precios más competitivos. El promedio de energía comprada por Honduras en el MER tanto en el mercado de contratos como el de oportunidad durante 2014-2016 versus 2013, se incrementó en 90%, a pesar de limitaciones en los refuerzos del sistema nacional de transmisión. Honduras se beneficia ahora de la disponibilidad de energía en el MER, con lo cual asegura una mayor confiabilidad en la prestación del servicio a todos sus usuarios a menores precios, favoreciendo la sostenibilidad financiera del sector.

e. Calificación de la Relevancia

De acuerdo con los criterios definidos en las Guías PCR marzo 2018 (p.11), la clasificación del criterio de relevancia para el programa sería **Excelente (E)**. Los objetivos y el diseño del proyecto están completamente alineados con las necesidades y prioridades del país desde la aprobación hasta el cierre. Los objetivos y el diseño del proyecto están completamente alineados con las prioridades del BID (Estrategia de País del BID) en el momento de la aprobación/cierre. La lógica vertical de la intervención es sólida y demuestra con claridad la relevancia de la operación. Muestra un vínculo claro entre la cadena causal de la intervención, los objetivos de desarrollo de la operación y las necesidades y realidades del país.

Tabla 1. Matriz de Resultados (Incluye indicadores no incluidos en MR original)

Indicador	Unidad de Medida	Operación	En Aprobación		Unidad de Medida	Al Terminar el Proyecto (PCR)		Comentarios
			Línea de Base	Meta (P)		Línea de Base	A	
Impacto: Mejora de la sostenibilidad financiera del sector								
Contribución de la ENEE al Déficit Consolidado del Sector Público / PIB (%).	%	HO-L1070	1,8 2013	0,8 2015	%	1,8 2013	0,7 2015	
		HO-L1118	1,3 2014	0,7 2016		1,3 2014	0,3 2016	
		HO-L1189	0,7 2016	0,3 2020		0,7 2016	0,6 2019	Información actualizada a Septiembre de 2019 (Informe de negociaciones con FMI)

Indicador	Unidad de Medida	Operación	En Aprobación		Unidad de Medida	Al Terminar el Proyecto PCR)		Comentarios
			Línea de Base	Meta (P)		Línea de Base	A	
Objetivo de Desarrollo 1: Fortalecer la capacidad institucional y el marco regulatorio sectorial								
Resultado 1: Mejora en las capacidades de planificación y gestión del sector energético								
Secretaria de Energía establecida	#	HO-L1070	Solo aplica al tercer préstamo					
		HO-L1118	Solo aplica al tercer préstamo					
		HO-L1189	0 2016	1 2020	#	0 2017	1 2019	A pesar de no estar considerado en la Matriz de Políticas, el GdH tomó la decisión de crear la Secretaría de Energía en la tercera operación.

Indicador	Unidad de Medida	Operación	En Aprobación		Unidad de Medida	Al Terminar el Proyecto PCR)		Comentarios
			Línea de Base	Meta (P)		Línea de Base	A	
Resultado 2: Mejora en la Regulación del Sector Eléctrico								Nuevo Ritado Incorporado
Comisión Reguladora de Energía Eléctrico (CREE) establecida y operando	#	HO-L1070	Solo aplica al tercer préstamo					Se avanza en los procedimientos para selección de Comisionados.
		HO-L1118	Solo aplica al tercer préstamo					Se seleccionan Comisionados pero no arranca el funcionamiento.
		HO-L1189	N.A.	N.A.	#	0 2016	1 2019	Entra en funcionamiento la CREE con asignación de recursos financieros y humanos.
Resultado 3: Aprobación de legislación para garantizar la operación del sector								Nuevo Resultado Incorporado
Número de regulaciones y normas en vigencia	#	HO-L1070	No aplica al primer préstamo					
		HO-L1118	N.A.	N.A.	#	3 2015	4 2016	Incluye los siguientes reglamentos: (i) reglamento general de la LGIE; (ii) de compras de capacidad firme y energía; (iii) operación del sistema y (iv) administración del mercado mayorista. Los reglamentos fueron aprobados por los Comisionados a pesar no haber entrado en pleno funcionamiento la CREE.
		HO-L1189	N.A.	N.A.		4 2017	8 2019	Incluye los siguientes reglamentos: (i) Servicio eléctrico; (ii) interno de juntas de licitación; (iii) cálculo de tarifas provisionales. Las normas técnicas: a) calidad de distribución; b) calidad de transmisión. No se estableció meta por falta de punto de referencia. No se califica.

Indicador	Unidad de Medida	Operación	En Aprobación		Unidad de Medida	Al Terminar el Proyecto PCR)		Comentarios
			Línea de Base	Meta (P)		Línea de Base	A	
Resultado 4: Mejoras en la Operación del Sector Eléctrico								
Operador del Sistema (OdS) establecido y operando	#	HO-L1070	Solo aplica al tercer préstamo				Medida contemplada en la Matriz de Política desde el primer préstamo para ser establecida en el tercer préstamo.	
		HO-L1118	Solo aplica al tercer préstamo					
		HO-L1189	0 2016	1 2020		0 2017		1 2019
Objetivo de Desarrollo 2: Mejora en la sostenibilidad financiera y eficiencia operativa								
Resultado 5: Mejora en la sostenibilidad financiera del Sector								
Índice de pérdidas del sector eléctrico: (Energía generada – Energía facturada)/ Energía generada	%	HO-L1070	31,0 2013	29,0 2015	%	31,0 2013	32,5 2015	Información del corte 2019 se obtendrá a finales de febrero 2020.
		HO-L1118	31,0 2014	28,0 2016		31,0 2014	28,0 2016	
		HO-L1189	28,0 2016	18,81 2020		28,0 2016	31,0 2018	
Número de usuarios beneficiarios de subsidio	#	HO-L1070	N.A.	N.A.	#	950.000 2014	604.832 2015	Nuevo Indicador Incorporado
		HO-L1118	N.A.	N.A.		604.832 2015	151.598 2016	No se estableció meta por falta de punto de referencia. Se reconoce la reducción significativa en el número de usuarios con subsidio.
		HO-L1189	N.A.	N.A.		151.598 2017	127.850 2018	

Indicador	Unidad de Medida	Operación	En Aprobación		Unidad de Medida	Al Terminar el Proyecto PCR)		Comentarios
			Línea de Base	Meta (P)		Línea de Base	A	
Ajustes tarifarios emitidos por la CREE	#	HO-L1070	N.A.	N.A.	#	2 2013	2 2015	Nuevo Indicador Incorporado
		HO-L1118	N.A.	N.A.		2 2014	3 2016	Ajustes realizados en 2016 y en Sept 2018. El ajuste de 2018 era la condición pendiente para cumplir de la serie programática
		HO-L1189	N.A.	N.A.		3 2016	4 2018	
Resultado 6: Mejora en la calidad de servicio eléctrico – Mejora eficiencia operativa del sector								Nuevo Resultado Incorporado
Índice de calidad del servicio	SAIFI	HO-L1070	N.A.	N.A.	SAIFI	NA 2013	3,26 2015	Se establece como meta el valor máximo reconocido como <i>benchmark</i> para Honduras: 2,0
		HO-L1118	N.A.	N.A.		3,26 2015	3,23 2016	
		HO-L1189	N.A.	N.A.		2,02 2017	1,39 2018	Información del corte 2019 se obtendrá a finales de febrero 2020,
	SAIDI	HO-L1070	N.A.	N.A.	SAIDI	NA 2013	3,03 2015	Se establece como meta el valor máximo reconocido como <i>benchmark</i> para Honduras: 1,5
		HO-L1118	N.A.	N.A.		3,03 2015	2,33 2016	Información del corte 2019 se obtendrá a finales de febrero 2020.
		HO-L1189	N.A.	N.A.		1,97 2017	1,31 2018	
Objetivo de Desarrollo 3: Adoptar políticas energéticas orientadas a garantizar la seguridad del suministro eléctrico								
Resultado 7: Aumento de la participación de fuentes renovables en la matriz de generación eléctrica								
Generación proveniente de energías renovables/ generación total de energía eléctrica.	%	HO-L1070	41,0 2013	38,0 2015	%	41,0 2013	43,5 2015	
		HO-L1118	39,0 2014	48,0 2016		39,0 2014	48,0 2016	
		HO-L1189	48,0 2016	53 2020		48,0 2016	62,0 2018	Información del corte 2019 se obtendrá a finales de febrero 2020.

Indicador	Unidad de Medida	Operación	En Aprobación		Unidad de Medida	Al Terminar el Proyecto PCR)		Comentarios
			Línea de Base	Meta (P)		Línea de Base	A	
Resultado 8: Aumento en las transacciones de energía en el MER								
Cantidad de energía transada en el MER / energía disponible	%	HO-L1070	1,5 2013	3,5 2015	%	1,5 2013	4,0 2015	
		HO-L1118	3,6 2014	2,0 2016		3,6 2014	2,2 2016	
		HO-L1189	2,0 2016	3,0 2020		2,2 2016	3,9 2018	Información del corte 2019 se obtendrá a finales de febrero 2020.

II.2 Efectividad

a. Declaración de objetivos de desarrollo del proyecto.

El objetivo general de la serie fue apoyar al Gobierno de Honduras en la implementación de reformas y políticas sectoriales necesarias para mejorar la sostenibilidad financiera, la eficiencia operativa y la seguridad del suministro en su sector eléctrico. Los objetivos de desarrollo fueron:

Objetivo de Desarrollo 1: Fortalecer la capacidad institucional y el marco regulatorio sectorial. Para consolidar la reforma del sector eléctrico se requería operar bajo el marco legal, regulatorio e institucional de la LGIE que condujera a la sostenibilidad del sector.

Objetivo de Desarrollo 2. Mejorar la sostenibilidad financiera y eficiencia operativa del sector. Para lograr un desarrollo del sector que conllevara a la reducción de la contribución de la ENEE al déficit consolidado del sector público, era necesario mejorar el desempeño financiero y operativo de la ENEE.

Objetivo de Desarrollo 3: Adoptar políticas energéticas orientadas a garantizar la seguridad del suministro eléctrico. Para mejorar la eficiencia del sector y garantizar la seguridad del suministro eléctrico al país, era necesario adoptar políticas orientadas a la diversificación de la matriz de generación promoviendo el uso de fuentes de energía renovable; promover la eficiencia energética; y mejorar la participación de generación proveniente de países del MER.

El objetivo general y los objetivos específicos de desarrollo se mantuvieron idénticos en cada una de las tres operaciones de la serie programática.

b. Resultados logrados

Estabilidad macroeconómica. Para desarrollar y ejecutar la serie programática se requiere como condición general que el país mantenga un marco macroeconómico estable y conducente al logro de los objetivos del programa y los lineamientos establecidos en la Carta de Política sectorial. Aunque las medidas incluidas en el PBP no guardaban una incidencia directa sobre la situación macroeconómica del país, el país reunió los requisitos exigidos por el Banco para poder emitir y validar el Informe Independiente de Evaluación Económica (IAMC⁸ por sus siglas en inglés), condición requerida para poder continuar con el programa.

Resultados sectoriales. La Tabla 2 muestra los logros en las metas del programa medidos con los indicadores de impacto y de resultados en la Matriz de Resultados al final de cada préstamo de la serie programática y los valores establecidos como metas finales de estos indicadores, revisados al momento de aprobar cada uno de los préstamos de la serie. De acuerdo con la lista de Verificación (EER # 3) el programa logró el 92% de las metas establecidas. Se incluyen también los indicadores de resultados adicionales que se consideran apoyan directamente el esfuerzo de la reforma, aunque no fueron incluidos en las MR originales. Aquí se resumen los más importantes logros del PBP.

Impacto. Uno de los logros destacables del PBP es haber conseguido el impacto esperado del programa, al reducir la contribución del sector al déficit consolidado del sector público, el cual estaba en 1,8% al iniciar la serie. El indicador de impacto, “Contribución de la ENEE al Déficit Consolidado del Sector Público / PIB (%)” al inicio de la serie se esperaba llegara a 0,7% en 2016. En 2018 llegó al 0,3%. La segunda operación de la serie mostró avances importantes, llegando en diciembre de 2016 a 0,3% del PIB (meta 0,7% del PIB). Para Septiembre 2019 el valor del déficit se incrementó a 0.6%, como resultado principalmente de las inversiones

⁸ *Independent Assessment of Macroeconomic Conditions*

realizadas en el “Complejo Hidroeléctrico Río Patuca” para el proyecto Patuca III con capacidad instalada de 104 MW y producción anual esperada de 336 GWh/año, a ser administrado por la ENEE a partir de 2020. Otro factor, de carácter operativo, ha sido el aumento del costo de generación producido por el incremento en la participación de energía renovable no convencional, y del costo promedio de distribución asociado al pago del inversionista – operador de distribución, el cual incrementó el costo de distribución sin haber logrado aún obtener los resultados esperados de reducción de pérdidas. En promedio en las tres operaciones se logró un 100,3% de las metas propuestas.

OD1. Fortalecer la capacidad institucional y el marco regulatorio sectorial. En la segunda operación de la serie se creó la CREE, responsable de la regulación del sector. Durante su operación se aprobaron y entraron en operación regulaciones y normas valiosas para el funcionamiento del sector. En la tercera serie programática se creó la Secretaría de Energía, responsable de la formulación de políticas y de la planificación del sector. También en la tercera operación entró en marcha el Operador del Sistema Eléctrico, responsable de contar con un óptimo funcionamiento del sistema eléctrico nacional y administrar el mercado de oportunidad. El EEO # 4 - Evolución de la Matriz de Políticas, detalla las diferentes medidas adoptadas durante la serie. Se logró un 100% de las metas propuestas y una *ratio* de logro de 1, calificando este OD como Excelente.

OD2. Mejora en la sostenibilidad financiera y eficiencia operativa del sector. Se contrató el consorcio privado EEH para operar el segmento de distribución, a fin de mejorar la calidad y confiabilidad de servicio a los clientes, reducir las pérdidas comerciales, mejorar los ingresos por facturación y cobranza y reducir la mora. Los objetivos de este contrato buscan optimizar los costos operacionales, ampliar el portafolio de clientes, y desarrollar un sistema de información eficiente. Se firmó contrato con la empresa por siete años para la gestión del segmento de distribución, con metas específicas de reducción de pérdidas comerciales; y a la empresa Manitoba como supervisor del contrato de EEH. El contrato privado inició en agosto 2016 y la línea de base de pérdidas se definió en noviembre 2016. El Operador logró mejorar los indicadores de calidad de suministro del servicio eléctrico pero no fue muy efectivo en la reducción de pérdidas comerciales, aspecto que se tenía previsto en los primeros años de su gestión.

Durante la segunda y tercera serie programática se avanzó en la reorganización de la ENEE y la escisión operativa y jurídica de sus unidades de negocio, separando las funciones de las unidades de generación, transmisión, distribución y despacho. Parte de las funciones del negocio de distribución se asignaron al Consorcio EEH. A pesar de los esfuerzos realizado la escisión está pendiente de consolidarse por la falta de definición de la valoración de activos, distribución de pasivos incluyendo la deuda de todo el grupo ENEE.

Durante toda la serie programática se introdujo un régimen tarifario que progresivamente va permitiendo remunerar adecuadamente a los agentes de la cadena, se realizaron una serie de ajustes vinculados con el aporte de generación térmica en la matriz de generación, y de la cadena de la industria, ajustes que estuvieron rezagados por varios años. Este régimen contempla la preparación y elaboración de un nuevo reglamento tarifario elaborado y aprobado por el ente regulador. El régimen de la última operación de la serie contiene el reconocimiento de cargos en las actividades de transmisión y distribución, aplica para los clientes no residenciales y se debe actualizar con la periodicidad aprobada por la CREE. Estas acciones permitieron incrementar los ingresos de la ENEE. Mayores detalles en EEO # 6. Se realizaron esfuerzos de focalización del subsidio directo a usuarios de bajo consumo logrando reducir significativamente el número de clientes con este beneficio. Se elaboró el reglamento de focalización y durante tres años se realizó la implementación del esquema de focalización multicriterio, incorporando factores socioeconómicos y eliminando los subsidios cruzados. Durante el programa se logró reducir el

número de usuarios subsidiados de 950.000 (2014) a 127.850 (2018). Mayores detalles de la implementación en los EEO # 4 Evolución de la Matriz de Políticas y EEO # 6 Acciones para mejora en la sostenibilidad financiera.

En la primera operación el indicador de resultado “Índice de pérdidas del sector eléctrico” se mantuvo constante en valores de 32% (meta 29%). En la segunda operación el nivel de pérdidas acumulado hasta septiembre 2017 fue de 27,34% (meta en 2016 28%) con ayuda de la incorporación del operador en distribución. En la tercera serie programática el valor acumulado de pérdidas se incrementó a 31%, producto de la dificultad de continuar con el programa de ajuste de pérdidas por los acontecimientos políticos ocurridos en 2018 que detuvo el plan de reducción de pérdidas. A pesar de ello, con la entrada del operador privado de distribución se mejoró la calidad y confiabilidad del servicio de suministro eléctrico, produciéndose reducciones de los índices de frecuencia y duración de interrupción del sistema (SAIFI y SAIDI por sus siglas en inglés). El SAIFI se redujo a menos de la mitad, de 3,26 en 2015 a 1,39 en 2018 y el SAIDI también en esas proporciones, se redujo de 3,03 en 2015 a 1,31 en 2018. Estos indicadores de resultado no fueron contemplados en la Matriz de Resultados de la serie programática pero tienen importante incidencia en el desempeño operativo y financiero del sector. Por tanto, se consideró como meta de estos dos indicadores el valor de *benchmark* considerado como máximo para un sistema de distribución eléctrica como el de Honduras (SAIFI: 2,0 y SAIDI: 1,5). Estos valores fueron establecidos para sistemas similares como el de Quito (Ecuador) con base en estudio técnico elaborado para determinar el máximo nivel aceptable de interrupciones y su duración.

Se logró un 72% de las metas propuestas y una ratio de logro de 0,77 calificando este OD como Parcialmente Insatisfactorio. Estas calificaciones no reconocen los significativos logros en reducción de usuarios subsidiados y en ajustes tarifarios, por no contar con metas específicas establecidas.

OD3. Adoptar políticas energéticas orientadas a garantizar la seguridad del suministro eléctrico.

En la primera operación el indicador de resultado “Generación Proveniente de Energías Renovables/Generación total de energía eléctrica” llegó a 39% en 2014; con la segunda operación se llegó a 48%% en 2016, en la tercera operación llegó a 62% (meta 53%) y el indicador de resultado “Cantidad de energía transada en el MER/energía disponible” llegó a 3,6% en 2014 (meta 3%); a 2,2% en 2016 (meta 2%); y a 3,9% en 2018 (meta 3% en 2020).

Se logró un 100% de las metas propuestas y una ratio de logro de 1, calificando este OD como Excelente.

Tabla 2 - Matriz de Resultados Logrados

(Resultados finales son parciales debido a metas establecidas se proyectaron a 2019 y 2020, aún no disponibles)

Impacto/Indicador	Unidad de Medida	Línea de Base			Metas y Resultados Alcanzados			Fecha logro de metas	Tasa de Logro (%)
		Operación	Valor	Año	P	P (a)	EOP		
Contribución de la ENEE al Déficit Consolidado del Sector Público / PIB (%)	%	HO-L1070	1,8	2013	0,8 - 2015	0,8 – 2015	0,7	2015	110
		HO-L1118	1,3	2014	0,7 - 2016	0,7 - 2016	0,3	2016	166
		HO-L1189	0,7	2016	0,3 - 2020	0,3 - 2020	0,6	2019	25

Resultado/Indicador	Unidad de Medida	Línea de Base			Metas y Resultados Alcanzados			Fecha logro de meta	Tasa de logro (%)
		Operación	Valor	Año	P	P (a)	EOP		
OD1 - Fortalecer la capacidad institucional y el marco regulatorio sectorial									
Resultado 1: Mejora en las capacidades de planificación y gestión del sector energético									
Secretaria de Energía establecida	#	HO-L1070	N.A.	2013	N.A.	N.A.	N.A.	-	-
		HO-L1118	N.A.	2014	N.A.	N.A.	N.A.	-	-
		HO-L1189	0	2016	1	1	1	2018	100
Resultado 2: Mejora en la Regulación del Sector Eléctrico									
Comisión Reguladora de Energía Eléctrico (CREE) establecida y operando	#	HO-L1070	N.A.	N.A.	Solo aplica al tercer préstamo			-	-
		HO-L1118	N.A.	N.A.				-	-
		HO-L1189	0	2016	1	1	100	2019	100

Resultado/Indicador	Unidad de Medida	Línea de Base			Metas y Resultados Alcanzados			Fecha logro de meta	Tasa de logro (%)
		Operación	Valor	Año	P	P (a)	EOP		
Resultado 3: Aprobación de legislación para garantizar la operación del sector									
Número de regulaciones y normas en vigencia	#	HO-L1070	N.A.	N.A.	No aplica al primer préstamo			-	-
		HO-L1118	3	2015	N.A.	N.A.	4	2016	
		HO-L1189	4	2016	N.A.	N.A.	8	2019	
Resultado 4: Mejoras en la Operación del Sector Eléctrico									
Operador del Sistema (OdS) establecido y operando	#	HO-L1070	N.A.	N.A.	Solo aplica al tercer préstamo			-	-
		HO-L1118	N.A.	N.A.				-	-
		HO-L1189	0	2017	N.A.	N.A.	1	2019	100
Objetivo de Desarrollo 2: Mejora en la sostenibilidad financiera y eficiencia operativa									
Resultado 5: Mejora en la sostenibilidad financiera del Sector									
Índice de pérdidas del sector eléctrico: (Energía generada – Energía facturada)/ Energía generada	%	HO-L1070	31,0	2013	29,0 - 2015	29,0	32,5	2015	0
		HO-L1118	31,0	2014	28,0 - 2016	28,0	28,0	2016	100
		HO-L1189	28,0	2016	18,81 - 2019	18,81	31,0	2018	0
Número de usuarios beneficiarios de subsidio	#	HO-L1070	N.A.	N.A.	N.A.	N.A.	604.832	2015	36 Reducción*
		HO-L1118	N.A.	N.A.	N.A.	N.A.	151.598	2016	75 Reducción*
		HO-L1189	N.A.	N.A.	N.A.	N.A.	127.850	2018	15,7 Reducción*
* Reducción con respecto al año anterior. Este logro no se contabiliza en la Lista de Verificación (Checklist) por no tener metas establecidas.									

Resultado/Indicador	Unidad de Medida	Línea de Base			Metas y Resultados Alcanzados			Fecha logro de meta	Tasa de logro (%)
		Operación	Valor	Año	P	P (a)	EOP		
Ajustes tarifarios emitidos por la CREE	#	HO-L1070	2	2013	N.A.	N.A.	2	2015	
		HO-L1118	2	2014	N.A.	N.A.	3	2016	
		HO-L1189	3	2016	N.A.	N.A.	4	2018	
Resultado 6: Mejora en la calidad de servicio eléctrico – Mejora eficiencia operativa del sector									
Indice de calidad del servicio	SAIFI	HO-L1070	N.A.	N.A.	N.A.	N.A.	3,26	2015	
		HO-L1118	N.A.	N.A.	N.A.	N.A.	3,23	2016	
		HO-L1189	3,26	2015	N.A.	2,0	1,39	2018	148
	SAIDI	HO-L1070	N.A.	N.A.	N.A.	N.A.	3,03	2015	
		HO-L1118	N.A.	N.A.	N.A.	N.A.	2,33	2016	
		HO-L1189	3,03	2015	N.A	1,5	1,31	2018	112
OD3 - Adoptar políticas energéticas orientadas a garantizar la seguridad del suministro eléctrico									
Resultado 7: Aumento de la participación de fuentes renovables en la matriz de generación eléctrica									
Generación proveniente de energías renovables/ generación total de energía eléctrica.	%	HO-L1070	41,0	2013	38,0 - 2015	38,0	43,5	2015	100
		HO-L1118	39,0	2014	48,0 - 2016	48,0	48,0	2016	100
		HO-L1189	48,0	2016	53,0 - 2020	53,0	62,0	2018	280
Resultado 8: Aumento en las transacciones de energía en el MER									
Cantidad de energía transada en el MER / energía disponible	%	HO-L1070	1,5	2013	3,5 - 2015	3,5	4,0	2015	125
		HO-L1118	3,6	2014	2,0 - 2016	2,0	2,2	2016	100
		HO-L1189	2,0	2016	3.0 - 2020	3,0	3,9	2018	190

c. Atribución

El análisis de la lógica vertical muestra que las importantes medidas tomadas durante el período de reforma apoyado con el PBP fueron determinantes en la reducción de la contribución de la ENEE al déficit consolidado del sector público en relación con el PIB y en el logro de los objetivos de desarrollo. Ante la ausencia de una evaluación de impacto que permita cuantificar el cambio neto resultante del programa vs. un contrafactual, se analiza la solidez de la cadena causal entre los productos y los resultados, se reconocen otros factores que incidieron en el valor del PBP a la reforma, y se complementa con evidencia de la literatura sobre la efectividad de este tipo de intervenciones en indicadores u objetivos de desarrollo similares a los de este PBP.

OD1. Fortalecer la capacidad institucional y el marco regulatorio sectorial. Las medidas tomadas para fortalecer la capacidad institucional y regulatoria del sector desde el primer préstamo contribuyeron al ordenamiento y modernización del marco básico de funcionamiento y toma de decisiones políticas del sector, necesarios para lograr los objetivos de la reforma.

El establecimiento de la Secretaría de Energía, a inicios del 2018, como entidad rectora del sector energético nacional y líder de sus actividades fue resultado de una decisión del GdH dirigida a consolidar la institucionalidad del sector⁹. Esta medida es el indicador de mejora lograda en las capacidades de planificación y gestión del sector energético. Esta Secretaría constituye un factor determinante en la capacidad de planificación para el sector y será clave en los esfuerzos de gestión sostenible de los resultados y metas hacia el futuro.

Con apoyo del PBP se logró la mejora en el marco regulatorio a través del establecimiento de la CREE con autonomía financiera y de gestión, la cual contribuye a la viabilidad del sector al tener las funciones de proteger al consumidor y de promover la eficiencia en la industria eléctrica, encaminada a la sostenibilidad financiera. La CREE inició su gestión en el 2015 como regulador emitiendo reglamentos clave para la operación del sector.

A inicios del 2018 se constituyó el Operador del Sistema Eléctrico Nacional (OdS) independiente, con la función de garantizar la continuidad y seguridad del suministro eléctrico y la correcta operación del sistema. El OdS supervisa y controla las operaciones del SIN, administra el mercado de oportunidad, calcula el costo marginal en función del despacho al mínimo costo, verifica los costos variables a los generadores y realiza las demás funciones ordenadas en la LGIE. La misión de esta entidad contribuye a la gestión eficiente del servicio eléctrico.

OD2. Mejorar la sostenibilidad financiera y eficiencia operativa. Entre las principales acciones de ajuste que contribuyeron a los resultados en la sostenibilidad financiera y operativa de la ENEE se destacan: (i) ajustes tarifarios continuos e implementación del nuevo reglamento de tarifas aprobado el 31 de mayo de 2016 para mejorar los ingresos operativos; (ii) focalización del subsidio directo empleando variables socioeconómicas que permiten caracterizar a los abonados por umbral de pobreza, y la eliminación de subsidios cruzados, con el fin de reducir el número de usuarios con acceso a servicio subsidiado; (iii) mejora en la calidad del servicio eléctrico, medida con los indicadores SAIDI y SAIFI con el fin de mejorar la disponibilidad a pagar, la reducción de pérdidas y de costos de mantenimiento; (iv) licitación/ revisión y mejora de términos comerciales de contratos de compra de energía térmica y (v) implementación de medidas para reducir

⁹ Este avance se logró como parte del esfuerzo del Equipo en sensibilizar al GdH en la importancia de contar con una organización adecuada que permita liderar los cambios estructurales que posee el sector, incluyendo intercambio de experiencias con países de la región mostrando el trabajo de Ministerios de Energía.

pérdidas. Se esperaba mayor reducción de pérdidas comerciales de las logradas por parte del inversionista - operador privado (EEH), en cumplimiento de las metas establecidas en su contrato. El contrato con EEH establece como meta que durante los 7 años de ejecución del contrato a partir de fin de 2016, se reducirían las pérdidas en 17 puntos porcentuales.

Paralelamente, el sector tomó medidas adicionales de acompañamiento al esfuerzo financiero bajo el PBP, incluyendo: (i) optimización del uso del recurso humano de la ENEE, logrando una reducción mayor al 50% de la nómina durante la ejecución del programa; (ii) readecuación de la deuda bonificada, mediante la colocación del bono soberano de US\$700 millones en el mercado internacional en condiciones muy favorables, en enero 2017; (iii) optimización de procesos operativos y financieros durante el programa; (iv) negociación y reducción de los cargos fijos y variables de contratos de generación térmica, realizado en enero 2014, con asistencia técnica del Banco; y (v) licitación para la compra de energía térmica de contratos que tenían tiempo de vencimiento.

OD3. Adoptar políticas energéticas para garantizar la seguridad del suministro. La mayor diversificación en la matriz de generación, la ejecución de acciones encaminadas a promover la eficiencia energética, y un mayor volumen de transacciones en el MER, son aspectos que contribuyen a garantizar la seguridad en el suministro, al ampliar las fuentes de generación y reducir el consumo.

El incremento de generación proveniente de energía renovable versus la generación total de energía eléctrica es resultado primordialmente, de la aplicación de la Ley de Incentivos de la Generación de Electricidad con Fuentes Renovables, aprobada en 2007 y reformada en 2013 para incentivar el uso de energía solar fotovoltaica¹⁰, esto es antes de la ejecución de esta serie programática. La atribución de este aumento a la serie programática es indirecta, debido a que uno de los principales problemas para incrementar la participación de ER era la limitada infraestructura de transmisión que permitiera la entrada de estas fuentes a la red. Gracias a las mejoras financieras del sector resultantes de este programa, se pudieron realizar inversiones importantes en la infraestructura de transmisión en paralelo al PBP, financiadas por el BID (EEO # 7 Acciones para garantizar la sostenibilidad operativa del sector), lo cual permitió el incremento en la participación de ER. Un beneficio financiero derivado del aumento en la entrada de las ER y de las medidas de eficiencia energética introducidas, es el costo de energía térmica evitado, resultante de la entrada de estas energías y ahorros por menor consumo.

El incremento de energía transportada en el MER versus la energía disponible no se atribuye de manera directa a esta operación, debido a que el desarrollo del MER es una iniciativa conjunta de los países de Centroamérica que forman parte del Sistema de Interconexión Eléctrica para América Central – SIEPAC, del cual Honduras es miembro activo. No obstante, el desarrollo de la infraestructura de transmisión que permite el intercambio con el MER se logró gracias al proceso de reforma al mejorar la situación financiera de la ENEE, permitiendo que el Banco realizara préstamos de inversión en transmisión.

¹⁰ A inicios del 2014, previo a la suscripción de PPAs fotovoltaica, el banco mediante asistencia técnica recomendó al GdH no entregar los incentivos por el impacto en la sostenibilidad financiera. De igual forma a nivel corporativo el Banco a través de sus diferentes ventanillas del sector privado tomó la decisión de no financiar contratos de proyectos de energía fotovoltaica u otras fuentes de generación que afectase la sostenibilidad financiera del sector.

Otros factores de contribución a logros. Adicionalmente, los siguientes factores incidieron en el valor agregado del PBP a la reforma:

- El compromiso sostenido de las autoridades con el proceso de reforma del sector.
- La reducción en el precio internacional del petróleo durante la ejecución, no contemplada durante el diseño, contribuyó a aliviar la situación financiera de la ENEE.
- Se le puede atribuir al PBP el significativo avance en el proceso de reforma y la efectividad del programa en el logro de sus objetivos, considerando que fue instrumento único de acompañamiento externo al GdH en el proceso de reforma del sector; y el carácter comprehensivo del diseño del PBP, abarcando los pasos más críticos en una secuencia lógica y realista hacia el logro de la sostenibilidad financiera y operativa del sector.
- La ejecución de la serie programática permitió acelerar el proceso de reforma que el GdH entendía como necesario, al organizar las medidas en forma lógica, y técnica y políticamente factible.
- La participación del Banco en el proceso de reforma ayudó a fortalecer la credibilidad ante el público de las reformas propuestas, al tiempo que se fortaleció la capacidad técnica y analítica de los agentes involucrados para llevar a cabo procesos de reforma de este tipo mediante el acompañamiento con diálogo, análisis y recursos de cooperación técnica.
- En el diseño no se identificaron indicadores para la totalidad de los resultados esperados, lo cual afectó el monitoreo y evaluación cuantificada de estos. Para la preparación de este PCR se propuso un ajuste a los indicadores para poder reflejar el análisis de los logros del programa en forma más completa.

Validación en literatura. La atribución de las acciones de la operación a los resultados obtenidos, se validó con evidencia en literatura del análisis y evaluaciones realizados a operaciones con objetivos similares en otros países, como soporte del aporte de este tipo de intervenciones a los indicadores de resultado. El Banco Asiático de Desarrollo¹¹ realizó una revisión de más de 60 informes de evaluación de su asistencia al sector, cubriendo una gran gama de temas relativos al desempeño del sector y las correspondientes lecciones, extraídas con la intención de influir en mejores diseños de programas al incluir acciones que contribuyen directamente a las metas establecidas. De forma similar, en 2016 el Banco Mundial¹² realizó una evaluación de la efectividad del apoyo brindado al sector eléctrico entre 2000 y 2015 con 49 proyectos dirigidos a mejorar el desempeño financiero y la viabilidad del sector a largo plazo.

De relevancia para este PBP se extrae de los estudios mencionados y se confirma la importancia de los siguientes aspectos para una intervención efectiva, los cuales se considera fueron parte del PBP y contribuyeron al logro de los resultados e impacto: (i) fortalecimiento de la capacidad institucional del sector para que influya en su desempeño; (ii) entorno regulatorio independiente y transparente en busca de eficiencia, recuperación de costos y viabilidad del sector; (iii) insuficientes ingresos, alto nivel de pérdidas, y deterioro general del desempeño financiero amenazan la viabilidad del sector y perpetúan la necesidad del apoyo fiscal; (iv) existe vínculo directo entre el desempeño financiero del sector y la calidad del servicio; (v) marcos

¹¹ “Learning Lessons. Electricity Sector.” Asian Development Bank. Mandaluyong City, Philippines. July 2011.

¹² “Financial Viability of the Electricity Sector in Developing Countries: Recent Trends and Effectiveness of World Bank Interventions.” IEG. World Bank Group. Washington, D.C. June 2016.

institucionales y regulatorios y la infraestructura de interconexión que permitan el intercambio de energía entre países vecinos; (vi) selección del instrumento programático de apoyo a la reforma considerando la necesidad de flexibilidad en los tiempos y en las medidas a considerar en cada etapa dependiendo de las circunstancias del país; (vii) evitar incluir demasiadas acciones de política para mantener el enfoque de la reforma; (viii) proyectos con reformas financieras obtuvieron mejores resultados cuando acompañados con inversión; (ix) diálogo cercano y sostenido, y coordinación entre el Banco y los involucrados; (x) una clara estrategia sectorial y el compromiso del gobierno con el proceso de reformas son fundamentales para el éxito del programa.

d. Resultados imprevistos

La elevada dependencia de generación térmica a partir de derivados líquidos de petróleo, particularmente en periodos de alta volatilidad del precio, era parte de la coyuntura existente cuando se inició el diseño del PBP, lo que constituía un serio riesgo al logro de los objetivos del programa. La reducción del precio internacional del petróleo durante la ejecución de la serie generó un resultado positivo imprevisto indirecto. El menor precio de combustibles fósiles facilitó el logro de los ajustes a las tarifas y permitió precios más competitivos de la energía térmica. Dadas las ya relativamente bajas tarifas vigentes, estas no fueron reducidas como respuesta al menor precio del combustible. El menor costo del insumo de combustible concedió una ventaja financiera a la ENEE sin haber sido necesario incrementar las tarifas en forma significativa, medidas que se temía podía ser políticamente controversial en ese momento.

e. Calificación de Efectividad

De acuerdo con los criterios definidos en las Guías PCR marzo 2018 (pp 16-18), la clasificación del criterio de efectividad para este programa sería **Satisfactorio (S)**, debido a que los objetivos de producto se lograron en gran parte. Los objetivos de los indicadores de resultados se cumplieron un 92% en promedio. Los indicadores finales presentan valores parciales debido a que las metas establecidas se proyectaron a los años 2019 y 2020.

Se concluye que existe atribución del logro de todos los indicadores de resultado que contribuyen a la consecución de los objetivos específicos. Para algunos de los indicadores, se presenta como refuerzo del análisis una revisión de literatura que corrobora la validez de los vínculos causales entre los indicadores de producto y resultado.

II.3 Sostenibilidad

a. Aspectos generales de sostenibilidad

La serie PBP apoyó la creación de las condiciones esenciales encaminadas a la sostenibilidad financiera y eficiencia operativa del sector eléctrico que puedan mantener el impacto positivo sobre las finanzas públicas, el crecimiento a largo plazo y el proceso de integración eléctrica de la región. La ENEE se considera que ahora cuenta con las condiciones para continuar en su senda de sostenibilidad financiera y operativa, funcionando con el régimen establecido de tarifas y subsidios eficientes, en un mercado competitivo con ágil participación en el MER. Se evaluaron los riesgos que podrían influir en que los resultados logrados no se mantengan y las medidas que se han establecido para minimizar estos riesgos para contribuir a su sostenibilidad. En general

no se prevén riesgos de sostenibilidad para los indicadores de resultado. La Tabla 3 resume el análisis de estos riesgos.

OD1: Fortalecer la capacidad institucional y el marco regulatorio sectorial. Los riesgos de que los logros obtenidos no se sostengan se consideran bajos. El desarrollo del nuevo esquema institucional es el principal aporte que esta serie programática para garantizar la sostenibilidad del sector. La creación y operación de la Secretaría de Energía, entidad responsable de la elaboración de políticas energéticas y de la planificación energética induce que se tomen medidas correctas con visión de largo plazo. Esto es muy valioso porque las inversiones en el sector energético son inversiones cuyos resultados se perciben a largo plazo y esta falta de perspectiva ha sido una de las principales causas del mal desempeño del sector. Adicionalmente, la creación y operación del ente regulador CREE con capacidades de emitir reglamentos, regulaciones y normas para el correcto desempeño del sector. El Operador del Sistema (OdS) permitirá optimizar de manera independiente la operación del sistema eléctrico y contribuirá al cumplimiento de los planes expansión de generación y transmisión. Para el funcionamiento del OdS y de la CREE la serie programática contribuyó a que el financiamiento de las entidades esté garantizado vía ley y mediante la aplicación de mecanismos transparentes y seguros de financiamiento en el esquema tarifario. Para el funcionamiento de la Secretaría de Energía, el Gobierno está haciendo uso de presupuestos que anteriormente tenía asignado en diferentes entidades diseminadas en la estructura gubernamental y que estaban vinculadas con el sector energético, e incorporó en su Presupuesto General de la República la asignación de fondos para su operación. Para las tres entidades la selección y contratación de personal profesional se llevó a cabo siguiendo procesos de selección transparentes y competitivos, fijando niveles de competencia técnica acorde a las buenas prácticas y estándares internacionales.

OD2: Mejorar la sostenibilidad financiera y eficiencia operativa. El resultado del análisis muestra un riesgo medio en la sostenibilidad de la mejora en la eficiencia operativa, comercial y financiera de la ENEE, lo cual se reflejaría en las metas de reducción de pérdidas eléctricas. La reducción de pérdidas es un factor clave para la recuperación financiera de la ENEE. El operador de Distribución, EEH, tiene un gran desafío en lograr reducir 17 puntos porcentuales de pérdidas totales de energía en los siete años de gestión, hasta alcanzar niveles de 13,81%, así como incrementar los niveles de recaudo y mejorar la calidad de servicio. Se prevén riesgos medios en la sostenibilidad de los logros en mejoras de la calidad reflejados en los indicadores SAIDI y SAIFI. Para alcanzar las metas de reducción de pérdidas es importante tener un trabajo coordinado entre la ENEE, el gobierno y el operador privado, asegurando que este cumple con las metas operativas, al tiempo que se alcanza un consenso en la tarifa mensual que la ENEE debe reconocer al consorcio por los servicios, con margen suficiente para realizar las inversiones en distribución.

Un aspecto adicional relacionado con la sostenibilidad de estos resultados es la necesidad de expansión y desarrollo de nueva infraestructura de transmisión. El desarrollo de los proyectos de inversión en transmisión incluidos en el Plan Estratégico de Expansión de la ENEE priorizados por el gobierno, permitirá evitar mayores rezagos en infraestructura y descongestionar el sistema nacional de transmisión que contribuirá a mejorar la confiabilidad del sistema, la calidad del servicio eléctrico, la reducción de pérdidas técnicas. La mejora de la infraestructura de transmisión nacional posibilitará realizar el despacho de energía de manera económica. Se prevé que en el mediano plazo el sector privado participe en la expansión de la red de transmisión en virtud de la reglamentación desarrollada.

Un factor de riesgo a considerar para la sostenibilidad financiera es el nivel de deuda de la ENEE. Aunque el nivel de endeudamiento de la ENEE ha subido en los últimos años¹³, el financiamiento de estas inversiones e inversiones adicionales en el sector será posible parcialmente con la generación de recursos mediante la modificación tarifaria. Adicionalmente, el proceso de escisión prevé la distribución del stock de la deuda entre las diferentes empresas, reduciendo el riesgo relativo de cada una.

OD3. Adoptar políticas energéticas orientadas a garantizar la seguridad del suministro eléctrico.

Uno de los principales retos para la conexión de nuevas fuentes de ERNC al Sistema de Transmisión Nacional (STN) y para el cumplimiento de compromisos con el MER es la expansión del sistema de transmisión analizado en el párrafo anterior. Se considera de riesgo bajo debido a las medidas de sostenibilidad financiera adoptadas, tales como la regulación tarifaria, mediante la cual se permite la generación de recursos para las inversiones.

Otros factores. Un aspecto importante que contribuye a las perspectivas de sostenibilidad de los logros del PBP es la intención del Banco de continuar el acompañamiento al sector. La EBP 2019-2022 vigente al cierre de la operación se propone continuar el apoyo a la implementación de la reforma del sector con miras a consolidar su sostenibilidad financiera y operativa y minimizar los riesgos fiscales, probando la continuación de la relevancia de la intervención realizada.

b. Calificación de Sostenibilidad

De acuerdo con los criterios definidos en las Guías PCR marzo 2018 (p.24), la clasificación del criterio de sostenibilidad para este programa es **Satisfactorio (S)**. Riesgos menores no mitigados para la continuación de los resultados, y es probable que el impacto de riesgos identificado sea pequeño.

¹³ La deuda de ENEE subió del 3.8 % del PIB en 2013 y a 10% del PIB (Box 2, IMF *Staff Report* del Artículo 4to, Julio 2019)

Tabla 3 – Análisis de Sostenibilidad

Resultado Alcanzado	Riesgo	Factor de Probabilidad	Probable Impacto	Medidas que contribuyen a la sostenibilidad
Objetivo de Desarrollo 1: Fortalecer la capacidad institucional y el marco regulatorio sectorial R1 - Mejora en las capacidades de planificación y gestión del sector eléctrico (Secretaría de Energía establecida) R2 – CREE establecida y operando R3 – Aprobación regulación, normativa R4 – OdS establecido y operando	Decisión política que revierta lo logrado	Bajo	Medio/Alto	Le LGIE aprobada y en vigencia La EBP 2019-2022 del Banco se propone continuar el apoyo a la implementación de la reforma del sector con miras a consolidar su sostenibilidad financiera y operativa y minimizar los riesgos fiscales.
Objetivo de Desarrollo 2: Mejorar la sostenibilidad financiera y eficiencia operativa R5 - Mejora sostenibilidad financiera: Reducción de pérdidas, focalización subsidio R6 – Mejora sostenibilidad operativa: Mantenimiento de mejoras en calidad reflejadas en SAIDI y SAIFI	Que no se realicen las inversiones requeridas en distribución y transmisión.	Medio	Alto	Se realizan los ajustes tarifarios regulados. La tarifa regulada reconoce el cargo de distribución, generando recursos para las inversiones en reducción de pérdidas. Se adjuntan Gacetas de pliegos tarifarios. La participación del sector privado prioriza la asignación de recursos de la tarifa para la realización de inversiones.
	Que el contrato con el operador se rescinda por razones políticas.	Medio	Alto	El operador contratado está desempeñando sus funciones operativas con supervisión externa. Se Adjunta informe de desempeño supervisor externo

	<p>Que el operador no se desempeñe de acuerdo con lo contratado.</p> <p>Que la deuda total de la ENEE crezca a niveles que limiten la salud financiera que ha provisto el mejor desempeño operativo.</p>	<p>Medio</p> <p>Medio</p>	<p>Alto</p> <p>Medio</p>	<p>El gobierno actúa en las zonas sensibles (fraude en el consumo), en complemento al trabajo comercial realizado por el operador. Se reporta informe de acciones desarrollada por el Gobierno</p> <p>El incremento en inversiones con recursos propios se hace viable a través de la generación de recursos mediante la modificación tarifaria. La distribución del stock de deuda en las empresas producto de la escisión diluye el riesgo.</p>
<p>Objetivo de Desarrollo #3. Adoptar políticas energéticas orientadas a garantizar la seguridad del suministro eléctrico.</p> <p>R7 - Aumento en la participación de fuentes renovables en la matriz de generación (Generación proveniente de energías renovables / energía disponible)</p>	<p>Precios de combustibles fósiles bajan. Tecnologías menos limpias se vuelven más competitivas</p>	<p>Bajo</p>	<p>Medio</p>	<p>Legislación aprobada y en vigencia que fomenta la inversión del sector privado en energía renovable. Regulación bidireccional aprobada. El incremento en inversiones de transmisión es viable con recursos generados por la modificación tarifaria.</p>
<p>R8 - Aumento en las transacciones de energía en el MER (Cantidad de energía transada en el MER/ energía disponible)</p>	<p>No se realiza la infraestructura de transmisión acordada con SIEPAC.</p>	<p>Bajo</p>	<p>Medio</p>	<p>Regulación permite que las licitaciones de compra de energía posibiliten la participación de generación proveniente de países del MER (Se están realizando las inversiones con apoyo del BID y del CIF).</p> <p>El reglamento aprobado que rige el reconocimiento del cargo de transmisión en la tarifa.</p> <p>Que se realicen los ajustes tarifarios regulados. La tarifa regulada</p>

				reconoce el cargo de distribución, generando recursos para las inversiones. Se adjuntan Gacetas de pliegos tarifarios
--	--	--	--	---

III. CRITERIOS NO CENTRALES

III.1 Desempeño del Banco

El Banco sostuvo un diálogo continuo con el GdH a nivel tanto sectorial como macroeconómico desde la etapa de diseño hasta la ejecución del último préstamo de la serie, haciendo seguimiento y brindando el apoyo requerido para cumplir con los objetivos y metas propuestas. En el diseño del programa se tuvo en cuenta la amplia experiencia y lecciones que el Banco ha adquirido y documentado de numerosas operaciones de este tipo en el sector eléctrico, como guía para asegurar que las medidas que se proponían para Honduras habían sido validadas como efectivas con casos similares. De estas intervenciones se resaltan las siguientes lecciones que fueron consideradas por el equipo como relevantes tanto al diseñar esta serie, como al analizar los resultados de su ejecución:

- (i) las operaciones programáticas son instrumentos adecuados para acompañar reformas sectoriales que involucran múltiples actores y que, con la posibilidad de una oferta de energía diversificada y sostenible, los consumidores finales constituyan los principales beneficiarios de este tipo de intervenciones.
- (ii) las reformas institucionales y regulatorias per se no son suficientes para garantizar el funcionamiento eficiente del sector. Es fundamental que las instituciones creadas puedan ejercer las funciones de ley con autonomía de los poderes ejecutivo y legislativo.
- (iii) las medidas de política, en particular las regulatorias, requerirán de gradualidad en su implementación y deben contar desde el principio con un cronograma definido y responsabilidades claramente asignadas.
- (iv) el éxito de los programas de reducción de pérdidas y mejora de la eficiencia operativa sectorial depende de un apoyo político firme y coordinación de los agentes participantes; contar con los recursos financieros para ejecutar el programa multianual sin interrupción; y tener una estructura institucional donde las empresas distribuidoras ejecutoras de los programas de pérdidas rindan cuentas de las inversiones que hacen y de los resultados que obtienen, a la administración del negocio que las contrata.
- (v) la participación del sector privado es importante en la medida en que exista recuperación financiera como incentivo para su asociación.
- (vi) debe darse un acompañamiento muy cercano del Banco al gobierno durante el proceso de implementación de los cambios institucionales y de las medidas de política, a través de asistencia técnica.
- (vii) reconociendo que existen desafíos en el proceso continuo de reformas y que deben ser atendidos en el corto y mediano plazo el Banco está en la disposición de acompañar al Gobierno en la implementación de este proceso y es un elemento clave para garantizar la sostenibilidad.

El Banco brindó importante acompañamiento directo al GdH en el proceso de reforma mediante asistencia técnica: (i) Fortalecimiento institucional de los actores del sector energético nacional ATN/KR-14667-H; y (ii) Apoyo a la Implementación del Proceso de Reformas y Sostenibilidad del Sector Energético - ATN/OC-16508-HO en temas tales como :

- (i) Revisión de los PPAs que vencieron en 2014 y preparación de los documentos de licitación de los contratos PPA de generación que vencen entre 2016 y 2017.

- (ii) Soporte para la revisión de los cargos fijos y variables de los contratos de compra de energía térmica que vencieron en el 2014.
- (iii) Elaboración del reglamento de tarifas vigentes, lo cual ha sido clave para la recuperación financiera del sector.
- (iv) Soporte para la focalización de subsidios.
- (v) Proceso de escisión de la ENEE.
- (vi) Elaboración de escenarios de expansión de la generación y adopción de programas de uso eficiente de energía.
- (vii) Fortalecimiento institucional a las gerencias de ENEE Generación y al Centro Nacional de Despacho mediante las operaciones (3103/BL-HO) y (3435/BL-HO), respectivamente.
- (viii) Desarrollo de las capacidades para el desarrollo de proyectos de electrificación rural y micro-redes empleando energía renovable en lugares aislados.
- (ix) Análisis de opciones para el Operador del Sistema Eléctrico.
- (x) Apoyo para licitación de compra de energía a nivel nacional e internacional.

Adicionalmente el proceso de reforma se complementó con el apoyo que el Banco brindó al GdH en la modernización de la infraestructura del sector a través de inversiones claves en transmisión, segmento que presentaba un importante rezago a nivel nacional, el detalle de las Inversiones se presenta en el EEO # 7.

Durante la ejecución el Banco ofreció la flexibilidad requerida para efectuar cambios en algunas de las medidas y compromisos contemplados originalmente, en particular para el segundo préstamo de la serie, los cuales no pudieron lograrse dentro del tiempo establecido. Fue necesario postergar estas acciones al tercer préstamo, teniendo en cuenta que el GdH estaba avanzando decididamente y en forma consolidada con el proceso de reforma y que las medidas eran necesarias para alcanzar los objetivos establecidos siempre y cuando se completara la serie programática. Esta flexibilidad demuestra la ventaja del instrumento programático que permite ajustes a los detalles del programa entre las diferentes operaciones de la serie para adaptarse a las circunstancias cambiantes, al mismo tiempo que se mantienen los objetivos del programa.

El Banco mediante la mesa de energía de la Cooperación Internacional en Honduras - G16 coordinó con otros cooperantes la realización de actividades a fin de potenciar sinergias y evitar duplicidades en la intervención.

III.2 Desempeño del Prestatario

El Prestatario demostró su compromiso político en la toma de decisiones para implementar acciones concretas en el proceso de reforma del sector eléctrico. A través de las diversas agencias involucradas en el PBP, el país tuvo una activa participación en el diseño y en la preparación de los productos correspondientes a cada uno de los mecanismos activadores establecidos en la serie. Esta participación influyó en el alto nivel de relevancia del programa y en la diligencia por parte de las autoridades en el cumplimiento de los acuerdos y presentación de los productos requeridos en la Matriz de Políticas para poder realizar los desembolsos en las dos primeras operaciones.

Bajo la tercera operación, para realizar el desembolso se requirió un año después de aprobación debido a la dificultad política de cumplir con el compromiso de ajuste tarifario en períodos electoral y post-electoral.

El prestatario ha mantenido las reformas y medidas realizadas durante las tres operaciones, señalando la voluntad política de continuar el proceso de transformación del sector para el logro de su sostenibilidad. Hay otras medidas económicas implementadas en el sector de energía producto de la Ley de Ordenamiento de las Finanzas Públicas, Control de las Exoneraciones y Medidas Anti-evasión, aprobada de manera paralela a la LGIE que contribuyen directamente con el presupuesto general de la Republica al ser administrados directamente por la Secretaría de Finanzas, tales como el impuesto sobre venta para consumidores residenciales de alto consumo y consumo de combustible.

Las importantes inversiones realizadas en el proyecto de generación hidroeléctrica Patuca III afectaron el indicador de contribución del sector al déficit consolidado del sector público durante el período de ejecución de la serie.

IV. Hallazgos y Recomendaciones

Hallazgos	Recomendaciones
Dimensión 1: Técnica sectorial	
<i>Hallazgo # 1:</i> La aprobación de la Ley General de la Industria Eléctrica (LGIE) durante la preparación de la primera operación constituyó la columna central del programa, sobre la cual se construyó el plan secuencial de las medidas dictadas mayormente por esta LGIE.	<i>Recomendación # 1:</i> Para reducir los riesgos de demoras o cambios en el espíritu de la reforma que se espera, la legislación considerada el eje de una reforma sectorial de la dimensión y complejidad como la de este caso en Honduras, debe estar aprobada antes de que se apruebe el primer préstamo de un PBP.
<i>Hallazgo # 2:</i> Las acciones bajo la responsabilidad del país, que se requerían como soporte a las medidas, o para la preparación de los productos, se facilitaron con el acompañamiento del Banco por medio del diálogo continuo y de recursos de Cooperación Técnica.	<i>Recomendación # 2:</i> Para acelerar el logro de compromisos, se recomienda identificar las áreas de acción que se espera que el Prestatario tome, para las cuales éste podría requerir recursos y asesoría externa que el Banco está en posición de ofrecer por medio de CT o de préstamos en ejecución.
<i>Hallazgo #3:</i> Durante el diseño de la tercera operación se creó la Secretaría de Energía como ente rector del sector. Esta entidad tiene nivel jerárquico con autoridad mayor al esperado inicialmente.	<i>Recomendación # 3:</i> Para la creación de una autoridad de alto nivel que garantizará mayor sostenibilidad a las reformas, se debe conceder el tiempo necesario para el proceso político, mientras se trabaja con una solución que se entienda y acepte como intermedia.
<i>Hallazgo # 4:</i> Durante la ejecución de la serie programática ocurrió un incremento en la deuda de la ENEE, mismo que no fue monitoreado la ejecución	<i>Recomendación #4:</i> Incluir un indicador de la deuda total de la empresa para medir el riesgo de sostenibilidad financiera.
Dimensión 2: Organizativa y Gerencial	
<i>Hallazgo # 5:</i> El liderazgo de la Secretaría de Finanzas con el programa transmitió el compromiso político del GdH a las instancias del sector eléctrico involucradas, lo cual estimuló su activa participación y voluntad de ejecutar las reformas.	<i>Recomendación # 5:</i> Al diseñar y ejecutar un PBP, fomentar la formación del equipo de trabajo del Organismo Ejecutor con participación de las entidades sectoriales sujetas a las reformas, quienes conocen más cercanamente la realidad técnica y la viabilidad de realizarlas.
Dimensión 3: Procesos públicos y actores	
<i>Hallazgo # 6:</i> El desembolso de la tercera operación requirió doce meses después de aprobado, debido a la dificultad política de cumplir con el compromiso de ajuste tarifario en período electoral y post-electoral.	<i>Recomendación # 6:</i> A pesar de la posible demora para realizar el desembolso, es recomendable persistir y acompañar al ejecutor en la toma de una medida que es parte esencial de la reforma. La medida de ajuste tarifario era central para el logro del OD de sostenibilidad financiera de la ENEE y el objetivo general del programa, con impacto en el déficit fiscal de la nación.

