



Programa de Apoyo a la Integración de Honduras en el Mercado Eléctrico Regional (HO-L1039 / 3103/BL-HO & HO-G1006 GRT/SX-16864-HO)

Informe de Terminación de Proyecto (PCR)

Equipo Original del Proyecto: Sylvia Larrea (INE/ENE) y Carlos Jacome (ENE/CHO) Co-Jefes de Equipo; Carlos Trujillo (INE/ENE); Enrique Rodríguez (ENE/CCR); José Ramón Gómez (ENE/CCO); Yolanda Valle (INE/ENE); Virginia Snyder (INE/ENE); Kelvin Suero (FMP/CHO); Juan Carlos Martel (FMP/CHO); Ana Paz (CID/CHO); María Cristina Landázuri (LEG/SGO); Denis Corrales (VPS/ESG); Elsa Chang (VPS/ESG).

Equipo del PCR: Jorge Mercado (ENE/CHO) Jefe de Equipo; Carlos Jácome (ENE/CNI) Jefe de Equipo Alterno; Fabiola Baltodano, Stephanie Suber (INE/ENE); Alejandro Aguiluz (CID/CHO); Nadia Rauschert, María Cecilia del Puerto, Christian Contin (VPC/FMP); Pablo Pereira dos Santos (SPD/SDV); María Cristina Landázuri-Levey (LEG/SGO); Leyson Guillen (VPS/ESG); y Nancy Jesurun-Clements (Consultora)

Índice

Enlaces Electrónicos Requeridos (EER)	ii
Enlaces Electronicos Opcionales (EEO)	ii
INFORMACIÓN BÁSICA DEL PROYECTO	iv
I. INTRODUCCIÓN.....	1
II. CRITERIOS CENTRALES. RENDIMIENTO DEL PROYECTO	1
II.1 Relevancia	1
a. Alineación con las necesidades de desarrollo del país	1
b. Alineación estratégica	3
c. Relevancia del Diseño	3
d. Calificación de Relevancia	6
II.2 Eficacia	8
a. Declaración de objetivos de desarrollo del proyecto	8
b. Resultados Logrados	8
c. Análisis Contrafactual	12
d. Resultados Imprevistos.....	13
e. Calificación de Efectividad	13
II.3 Eficiencia.....	13
a. Evaluación Económica Ex post.....	13
b. Costos	14
c. Cambios durante la ejecución.....	15
d. Calificación de Eficiencia	15
II.4 Sostenibilidad.....	16
a. Aspectos Generales de Sostenibilidad	16
b. Salvaguardas Ambientales y Sociales	16
c. Calificación de Sostenibilidad	17
III. CRITERIOS NO CENTRALES	17
III.1 Desempeño del Banco.....	17
III.2 Desempeño del Beneficiario	18
IV. HALLAZGOS Y RECOMENDACIONES	19

Enlaces Electrónicos Requeridos (EER)

1. [Resumen de la Matriz de Efectividad del Desarrollo \(DEM\)](#)
2. Cambios a la Matriz de Resultados (ver Tabla 1 – Columna de Comentarios)
3. [Versión final del Informe de Seguimiento de Proyecto \(PMR\)](#)¹
4. [Lista de verificación PCR \(Checklist\)](#)

Enlaces Electronicos Opcionales (EEO)

1. [Informe de Evaluación Costo-Beneficio Ex post](#)
2. [Informe del QRR](#)

¹ Último reporte aprobado segundo semestre del 2020. No obstante, como la Operación HO-L1039 tiene el financiamiento no reembolsable vinculado HO-G1006 en los sistemas se reporta el PMR del primer semestre del 2021 pero al no haber cerrado el ciclo aún no se ha publicado.

Acrónimos y Abreviaturas

BCIE	Banco Centroamericano de Integración Económica
BID	Banco Interamericano de Desarrollo
CND	Centro Nacional de Despacho
CRIE	Comisión Regional de Interconexión Eléctrica
EBP	Estrategia del Banco en el País
ENEE	Empresa Nacional de Energía Eléctrica
EOR	Ente Operador Regional
EPR	Empresa Propietaria de la Red
ER	Energía Renovable
ERNC	Energía Renovable No Convencional
GHO	Gobierno de Honduras
IGAS	Informe de Gestión Ambiental y Social
kV	Kilovoltios
LT	Línea de Transmisión
MER	Mercado Eléctrico Regional
MVA	Mega Volti-Amperio
MWh	Megavatio-hora
OdS	Operador del Sistema
OE	Objetivo Específico
OG	Objetivo General
PAASS	Plan de Acción Ambiental y de Salud y Seguridad
SCGG	Secretaría de Coordinación General del Gobierno
SE	Subestación Eléctrica
SIEPAC	Sistema de Interconexión Eléctrica para América Central
SIN	Sistema Interconectado Nacional
SNT	Sistema Nacional de Transmisión
SREP	Programa para el Impulso a la Energía Renovable en Países de Bajos Ingresos (<i>Scaling up Renewable Energy Program</i>)
TIRE	Tasa Interna de Retorno Económico
UCP	Unidad Coordinadora del Programa
VPN	Valor Presente Neto

INFORMACIÓN BÁSICA DEL PROYECTO

^HO-L1039 Support for the Integration of Honduras in the Regional Electricity Market

Country Beneficiary Honduras	Loan Instrument Investment Loan	Borrower HO-HO - REPUBLICA DE HONDURAS	Loan(s) 3103/BL-HO	Sector Energy	Sub-Sector Energy
Date of Board Approval Dec 04, 2013	Date of Eligibility for First Disbursement Jul 28, 2014	Date of Closure (CO) Jul 08, 2020	Loan Amount - Original 22,930,000.00	Loan Amount - Current 22,930,000.00	Pari Passu
Total Project Cost 22,930,000.00	Months In Execution from Approval 79	Months In Execution from First Disbursement 70	Original Date of Final Disbursement Nov 14, 2019	Actual Date of Final Disbursement Nov 14, 2019	Cumulative Extension(Months)
Total Amount Disbursed 22,930,000.00	Total Percentage of Disbursement 100%				

^ Ratings of project Performance in PMRs



Has This Project Received Funds from another Project? ☐ Yes ☒ No

Has This Project Sent Funds to Another Project? ☐ Yes ☒ No

Development Effectiveness Classification

No	PMR Date	PMR Stage	Classification	Disbursement Percentage (As of Dec 31)
1	May 06, 2015	Second period Jan-Dec 2014	Satisfactory	34%
2	Mar 30, 2016	Second period Jan-Dec 2015	Satisfactory	47%
3	Apr 22, 2017	Second period Jan-Dec 2016	Satisfactory	74%
4	Apr 20, 2018	Second period Jan-Dec 2017	Satisfactory	91%
5	Apr 16, 2019	Second period Jan-Dec 2018	Satisfactory	91%
6	Apr 01, 2020	Second period Jan-Dec 2019	Satisfactory	91%
7	May 03, 2021	Second period Jan-Dec 2020	Satisfactory	91%

^ Bank Staff



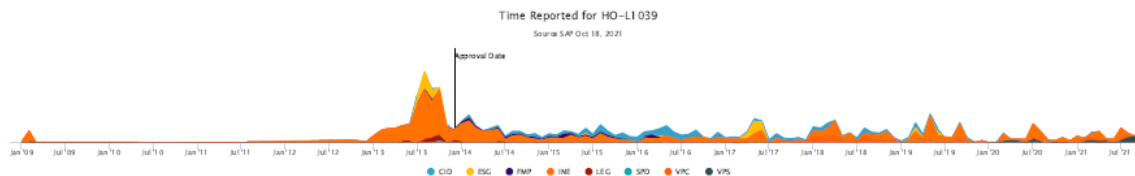
Positions	At PCR Dec 05, 2021	At Approval Dec 04, 2013
Vice-President VPS	Rodriguez-Ortiz,Ana	Levy,Santiago
Vice-President VPC	Rosa, Alexandre	Vellutini,Roberto
Country Manager	Zavala Lombardi,Veronica E. (CID/CID)	Montiel,Gina (CID/CID)
Sector Manager	Aguerre,Jose Agustin (INE/INE)	Rosa,Alexandre Meira (INE/INE)
Division Chief	Yepez-Garcia,Rigoberto Ariel (INE/ENE)	Alves,Leandro Feliciano (INE/ENE)
Country Rep	Almeida,Eduardo Marques (CID/CHO)	Walker,David Ian (CID/CHO)
Project Team Leader	Mercado Diaz,Jorge Enrique (ENE/CHO)	Larrea,Sylvia Virginia (INE/ENE)
PCR Team Leader		

^ Staff Time and Cost



Stage Project Cycle	# of Staff Weeks	USD (Including Travel and Consultant Costs)
Preparation	32.2	0.00
Supervision	67.5	245,341.18
Total	99.7	245,341.18

^ Time



I. INTRODUCCIÓN

- 1.1 En noviembre 2013 el Banco Interamericano de Desarrollo (BID) aprobó un préstamo para Honduras por US\$ 22.93 millones para el proyecto “Apoyo a la Integración de Honduras en el Mercado Eléctrico Regional” (HO-L1039; 3103/BL-HO), cuyo Objetivo General (OG) fue apoyar la entrada en operación comercial de uno de los tramos del SIEPAC y mejorar las condiciones de infraestructura física de Honduras que le permita una participación efectiva en el Mercado Eléctrico Regional (MER). En agosto 2018 el BID aprobó una modificación al HO-L1039 (¶2.25), autorizando un Financiamiento Complementario por US\$ 7 millones (HO-G1006; GRT/SX-16864-HO) con recursos no reembolsables del Programa de Energías Renovables en Países de Bajos Ingresos (SREP), destinado a cooperar en la ejecución del Componente 1 del HO-L1039. Este Informe de Terminación de Proyecto (PCR²) evalúa la ejecución del HO-L1039 considerando el monto originalmente aprobado, el cual fue cerrado en julio 2020 y el Financiamiento Complementario que continua en ejecución, con fecha de último desembolso el 6 de julio 2022. Con base en las Guías de PCR 2020 vigentes, la clasificación general del programa es “Muy Exitoso”, lo que se considera un proyecto de resultados de desarrollo satisfactorios al cierre.

II. CRITERIOS CENTRALES. RENDIMIENTO DEL PROYECTO

II.1 Relevancia

a. Alineación con las necesidades de desarrollo del país

- 2.1 El programa está alineado con la estrategia de los países centroamericanos para el desarrollo de su sector eléctrico plasmada en el documento “Estrategia Energética Sustentable Centroamericana 2020”, aprobado por los gobiernos de la región en 2008. Su objetivo es asegurar el abastecimiento energético de América Central en calidad, cantidad y diversidad de fuentes, necesario para garantizar el desarrollo sostenible, teniendo en cuenta la equidad social, crecimiento económico, gobernabilidad y compatibilidad con el ambiente de acuerdo con los compromisos ambientales internacionales. La estrategia incluye el fortalecimiento de la integración energética regional con el Mercado Eléctrico Regional (MER) como uno de los medios fundamentales para alcanzar ese objetivo.
- 2.2 Honduras, junto con Guatemala, El Salvador, Nicaragua, Costa Rica y Panamá, es signatario del Tratado Marco del Mercado Eléctrico de América Central y participa del Sistema de Interconexión Eléctrica para América Central (SIEPAC), línea de transmisión (LT) de casi 1,800 km de longitud en 19 tramos que permite intercambios de electricidad entre países miembros del MER, en pleno funcionamiento desde 2013. Como signatario del Tratado, Honduras ratificó los compromisos regionales del MER dirigidos a la integración de los sectores energéticos y al fomento de los objetivos nacionales y regionales para promover la Energía Renovable (ER), la diversificación de la matriz de generación eléctrica y la eficiencia energética. En 2020 el 3.1% de la oferta de energía en el país provino del MER, de acuerdo con las [estadísticas](#) de planificación de la Empresa Nacional de Energía Eléctrica de Honduras (ENEE).
- 2.3 Durante el diseño del programa el SIEPAC enfrentaba completa restricción del flujo eléctrico en el tramo Panaluya (Guatemala) - San Buenaventura (Honduras), el cual no contaba con autorización para su operación comercial por parte de la Comisión Regional de Interconexión Eléctrica (CRIE), ente normativo y regulador del MER. La conexión de una Subestación Eléctrica (SE) móvil a la línea SIEPAC realizada por la Empresa Nacional de Energía Eléctrica de Honduras (ENEE) para dar solución a una seria limitante de suministro local en el occidente del país, quebrantaba las normas y regulación regional³. La imposibilidad de operar comercialmente este tramo impedía la materialización de los beneficios de la optimización del recurso energético e infraestructura eléctrica de la región

² Por sus siglas en inglés: *Project Completion Report*.

³ En la Zona Occidente se tenía un servicio de baja calidad, reportándose bajos niveles de tensión, fallas frecuentes y altas pérdidas.

derivados de mayores intercambios de electricidad; y ponía en riesgo la sostenibilidad financiera del MER. El Gobierno de Honduras (GHO), junto con la CRIE y el Ente Operador Regional (EOR) del SIEPAC, acordaron como prioritario que ENEE adoptara como solución definitiva el remplazo de la SE móvil con la construcción de la SE La Entrada (San Nicolás⁴) en el municipio de San Nicolás, incluida en el Plan de Expansión de la Transmisión y Generación de Corto Plazo 2017-2023 de la ENEE, en cumplimiento del Reglamento del MER y cerrando un “anillo” entre los sistemas de Guatemala, El Salvador y Honduras.

- 2.4 El BID había aprobado dos operaciones dirigidas en parte, a apoyar la inserción de Honduras en el MER: (i) en 2005, “Apoyo a la Electrificación Rural y al Sector de Energía”, 1584/SF-HO (HO-0224), para apoyar la modernización del Centro Nacional de Despacho (CND) que permitiría a la ENEE interactuar de manera adecuada con el mercado y lograr una activa participación en el MER; y (ii) en 2008 “Programa de Apoyo al Sector Energía”, 2016/BL-HO (HO-L1019), encaminado a incrementar la capacidad de la red de transmisión eléctrica para el transporte de la energía local y del MER, necesaria para enfrentar la demanda de mediano plazo en condiciones de confiabilidad. Estos programas se encontraron con déficit de financiamiento resultante de un ejercicio entre el Banco y el GHO, de redimensionamiento en 2008 y de reorientación de recursos en 2010. Algunas obras de ampliación y construcción de SE, LT contempladas en el diseño original, ya estaban contratadas; no obstante, por motivos de obtención de servidumbres de paso se retrasaron en su ejecución. Como resultado, con el paso del tiempo estas obras y algunas actividades de apoyo a la modernización del CND se encontraron sin recursos para finalizar los pagos. La Operación HO-L1039 consideró el financiamiento de estas obras que permitieron dar cumplimiento de los resultados de los préstamos 1584/SF-HO y 2016/BL-HO.
- 2.5 Honduras introdujo incentivos⁵ para el incremento en la participación de fuentes de Energía Renovable No Convencional (ERNC) en su oferta eléctrica mediante la Ley de Promoción a la Generación de Energía Eléctrica con Recursos Renovables aprobada en 2007 y su reforma en 2013. Estos incentivos generaron un incremento de la inversión privada en nuevos proyectos hidroeléctricos, de biomasa, eólicos y de energía solar fotovoltaica (FV) en el país. La participación de ERNC en la matriz de generación subió del 5% al 12% entre 2007 y 2013 y en el 2020 se incrementó a 26.6%⁶, destacándose la energía FV. Uno de los mayores obstáculos enfrentados por Honduras para cumplir con los compromisos con el MER y para la conexión de nuevas fuentes de ERNC al sistema, era fortalecer el Sistema Nacional de Transmisión (SNT), el cual esta operación apoya.
- 2.6 De acuerdo a la configuración del Sistema Interconectado Nacional (SIN), el SNT de Honduras une la zona sur del país que concentra mayoritariamente la generación térmica y ERNC, con la zona norte y el litoral Atlántico, la zona de mayor demanda industrial y de desarrollo turístico. Debido al rezago de inversiones en transmisión, limitaciones en capacidad de transmisión y transformación saturaban las instalaciones del SNT, estaban provocando interrupciones en el servicio, daños en la infraestructura y pérdidas económicas, y cuellos de botella en el SIN. Entre ellos la SE Progreso que alimenta al norte y litoral Atlántico y la SE Toncontín que alimenta a Tegucigalpa, ambas trabajando con sobrecarga. La ampliación de la SE El Progreso y la SE Toncontín son parte del compromiso de Honduras para refuerzos nacionales del sistema de transmisión del SIEPAC y necesarias para facilitar la incorporación de ERNC en el SIN.
- 2.7 El marco legal vigente hasta julio 2014 establecía que solo el Estado podía realizar inversiones en distribución y transmisión. La frágil situación financiera de la ENEE había provocado restricciones en

⁴ Mediante oficio UCP-592-VII-2017 de 19 de julio 2017, la ENEE solicitó al BID cambio de nombre de SE La Entrada a SE San Nicolás a solicitud del Municipio de San Nicolás, la cual se encuentra ubicada en el Municipio de San Nicolás.

⁵ Exoneración del impuesto a la importación y de renta; fórmula clara para el cálculo del precio de la energía, prioridad para el despacho de las ERNC; incremento de 3.3cUS/kWh al precio de energía producida con tecnología fotovoltaica (FV) para los primeros 300 MWp que ingresasen en operación antes del 31 de julio 2015.

⁶ Distribuidas en generación fotovoltaica 11.2%, eólica 7.6%, biomasa 4.5% y geotérmica 3.3%

sus inversiones, causando significativos rezagos en la infraestructura en transmisión para el cumplimiento oportuno de los compromisos en el SIEPAC y para la conexión del creciente parque de proyectos de generación con ERNC. De acuerdo con el Consejo Directivo del MER, Honduras es el país con el mayor requerimiento de financiamiento en inversiones para potenciar la capacidad del SIEPAC. Desde 2014 la ENEE ha sido parte de un riguroso proceso de reforma del sector para recuperar la sostenibilidad financiera y fomentar la participación del sector privado en la cadena de la industria eléctrica en particular en generación y distribución. El proceso busca que la ENEE se fortalezca financieramente y mediante reformas del ente regulador se facilite la participación del sector privado para realizar inversiones del Plan de Expansión de Transmisión priorizadas por el Gobierno de Honduras (GHO) para evitar mayores rezagos en infraestructura, descongestionar el SNT y potenciar el uso del SIEPAC.

b. Alineación estratégica

- 2.8 El programa fue consistente con la Estrategia Sectorial de Apoyo a la Integración Competitiva Regional y Global (GN-2565-4) adoptada en 2011, la cual considera entre las áreas prioritarias de intervención del Banco, la integración física de las redes eléctricas, la armonización regulatoria de los mercados energéticos y el fortalecimiento de capacidad regional de generación que pueden contribuir a una mayor eficiencia y seguridad energética. Este programa apoya la consolidación del SIEPAC con inversiones necesarias para la integración de Honduras al MER. El programa se enmarcó en la Estrategia del Banco con el País (EBP) con Honduras vigente durante el diseño y ejecución inicial 2011-2014 (GN-2645), donde se establece como área de diálogo las actividades regionales del sector de energía; y con la EBP (2015-2018 (GN-2796) vigente durante la ejecución y la aprobación del Financiamiento Complementario, a través de sus objetivos estratégicos de: (i) mejorar la eficiencia, calidad del servicio eléctrico y diversificación de la matriz de generación; y (ii) incrementar el acceso al servicio de electricidad. La EBP 2019-2022, vigente al cierre de la operación, 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 de diversificación de la matriz de generación, mejorar la calidad y cubrir las necesidades futuras del país.
- 2.9 El programa cumplió con los criterios de financiamiento del Noveno Aumento General de Recursos del Banco (AB-2764) vigente en la aprobación: (i) a países pequeños y vulnerables; (ii) respaldo a la cooperación e integración regional (integración energética); y (iii) para iniciativas sobre cambio climático, energía sostenible y sostenibilidad ambiental. El Financiamiento Complementario es consistente con la Actualización de la Estrategia Institucional 2010-2020 (AB-3008) y se alinea con los desafíos de desarrollo de: (i) productividad e innovación, promoviendo el mejoramiento de oportunidades productivas al aumentar la confiabilidad en el suministro de energía eléctrica; y (ii) integración económica: al modernizar la infraestructura energética existente facilitando la comercialización interregional de energía eléctrica.

c. Relevancia del Diseño

- 2.10 Los Objetivos Específicos (OE) del programa fueron: (i) reestablecer las condiciones de operatividad de la única interconexión eléctrica del SIEPAC entre Guatemala y Honduras, uno de los ejes principales del SIEPAC; y (ii) el fortalecimiento operativo y de gestión de la ENEE para maximizar los beneficios de comercialización de electricidad en el MER. Para lograr estos objetivos, en el diseño se identificaron inversiones prioritarias estructuradas en los siguientes dos componentes, con vínculo causal con los OE, los resultados esperados y sus indicadores. La Figura 1 muestra la lógica vertical del diseño y la Tabla 1 muestra los Matriz de Resultados.

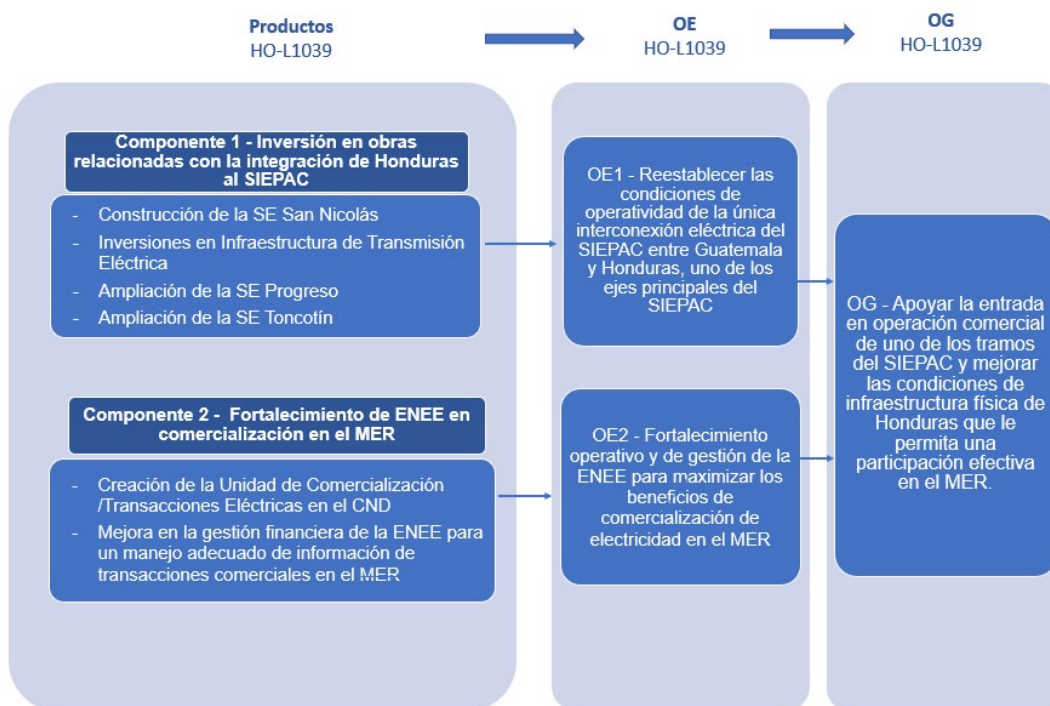
- 2.11 **OE1: Reestablecer las condiciones de operatividad de la única interconexión eléctrica del SIEPAC entre Guatemala y Honduras, uno de los ejes principales del SIEPAC.**
- 2.12 **Componente 1. Inversión en obras relacionadas con la integración de Honduras al SIEPAC (US\$ 19.7 millones).** Por medio de estas inversiones en transmisión con enfoque regional se buscó autorización de operación comercial del tramo San Buenaventura (Honduras) a Panaluya (Guatemala) del SIEPAC, mejorar la calidad del servicio y la confiabilidad del sistema eléctrico de Honduras. El fortalecimiento del SNT posibilita que energía de menor costo sea despachada de manera óptima, y contribuye a que la generación de ERNC de diferentes lugares del país se incorpore al SIN y al MER. Se incluyeron las siguientes obras (incluye Financiamiento Complementario (¶2.25):
- 2.13 **Construcción de la SE San Nicolás (US\$ 14.9 millones):** (i) construcción de una SE en el municipio de San Nicolás con capacidad de transformación de 50 MVA a 230kV/34.5 kV, con líneas de salida asociadas para crear enlace entre SIEPAC y el SNT de Honduras; (ii) instalación de tres torres para la entrada de las LT; (iii) mejoras en líneas de distribución para la SE San Nicolás, Ruinas de Copan, Santa Rosa de Copán y Sula; y (iv) adquisición de terreno para la construcción de la SE.
- 2.14 La construcción de la SE San Nicolás permitió restablecer la operatividad de la línea del SIEPAC en este punto y normalizar la operación comercial entre Honduras y Guatemala y las transacciones de energía eléctrica con el resto de los países de Centro América, al abrir la operatividad del tramo San Buenaventura – Panaluya. La SE San Nicolás sustituyó la SE móvil que no cumplía con los estándares técnicos de la CRIE. El diseño de la SE tomó en consideración estándares técnicos del Reglamento del MER e incorpora sistemas de medición comercial en la línea con la finalidad de cuantificar los valores de energía comercializada entre los países, conexión al centro de control de la ENEE y ajuste de control automático de generación. La SE permite incrementar la confiabilidad en el suministro de energía en la zona occidental del país, reforzando la capacidad de transmisión y distribución de energía eléctrica, atendiendo la creciente demanda de electricidad; y facilita la interconexión de proyectos de generación con ER bajo criterios de calidad y confiabilidad normalizados por ENEE.
- 2.15 **Inversiones en Infraestructura de Transmisión Eléctrica (US\$ 4.8 millones).** Finalización de las obras iniciadas con los préstamos 1584/SF-HO y 2016/BL-HO. Las obras son: (i) dos LT en 69 kV: Las Flores–Erandique (62 km) y Danli–Chichicaste (33 km); (ii) una LT a 138 kV: San Pedro Sula Sur–Naco (23 km); (iii) ampliación de las SE Las Flores y Danli; y (iv) SE Amarateca con capacidad de 150 MVA a 230kV (2016/BL-HO).
- 2.16 La terminación de estas obras de transmisión dio continuidad al apoyo a la integración de Honduras al SIEPAC brindado en las operaciones anteriores, cuyos OE incluían: (i) la reducción de costos de operar el sistema eléctrico interconectado y adecuarlo a los requerimientos del MER (1584/SF-HO); y (ii) incrementar la capacidad de la red de transmisión eléctrica para el transporte de la energía local y del mercado regional (2016/BL-HO), objetivos compatibles con el HO-L1039. Las obras contribuyen a la conectividad de Honduras con el SIEPAC, a fortalecer el SNT, optimizar la operación de la red, reducir congestiones y mejorar la calidad y confiabilidad de servicio eléctrico en determinadas áreas geográficas del país.
- 2.17 **Ampliación de la SE Progreso (US\$ 4.3 millones).** Instalación y puesta en marcha de un nuevo transformador de potencia de 150MVA en 230/138kV, construcción de una bahía completa de interruptor y medio en 230kV, y conexión del transformador actual de distribución de 50MVA en 230/34,5kV, en el lado de baja del transformador nuevo en la bahía existente en 138kV. Los trabajos se realizaron en el terreno de la SE antigua, de propiedad de la ENEE.
- 2.18 La SE Progreso es parte del SIN en 230kV y cuenta con cuatro transformadores (un transformador de distribución de 50MVA en 230/34,5kV, un transformador de 50MVA en 138/69kV, dos transformadores de transmisión de 150MVA en 230/138 kV cada uno) localizados en la ciudad de Progreso, departamento de Yoro. La SE Progreso se constituye en el punto de enlace estratégico de conexión

de electricidad de la zona centro y sur del país, hacia el norte y el litoral Atlántico. Debido a la creciente demanda de energía en las zonas de atención de la SE Progreso, los transformadores de 230/138kV se encontraban muy sobrecargados, y un eventual daño de estos comprometería el suministro eléctrico en sus zonas de influencia. Mediante esta inversión se eliminan los riesgos de sobrecarga, inestabilidad, y racionamiento

- 2.19 **Ampliación de la SE Toncontín Etapa I (US\$2.5 millones).** Instalación y puesta en operación de un nuevo transformador con capacidad de 150MVA en 230/138kV y su equipo asociado. Los trabajos se realizaron en el terreno de la SE existente, de propiedad de la ENEE en la ciudad de Tegucigalpa. La SE Toncontín contaba con dos transformadores de potencia: uno para distribución de 44,8MVA en 230/13,8kV para alimentar las zonas aledañas a la SE; y otro para transmisión de 84MVA en 230/138kV para interconectar a las SE La Cañada y Santa Fe y a su vez alimentar a cargas estratégicas del Distrito Central Tegucigalpa y Comayagua.
- 2.20 La insuficiente capacidad de transmisión de la SE Toncontín impedía aprovechar al máximo la energía producida por los generadores, específicamente en la zona Centro Sur del país. La ampliación requerida para aliviar la sobrecarga sufrida por la SE era fundamental para cerrar el anillo central de 230kV que abastece el Distrito Metropolitano (Tegucigalpa y Comayagua) y para el transporte de energía a otros lugares del país con elevada demanda. La inversión favorece el desarrollo del potencial hidroeléctrico y los flujos de energía eléctrica provenientes de proyectos de energía solar y geotérmica localizados en el Sur del País, los cuales serían convertidos y recibidos en la SE Toncontín.
- 2.21 **OE2: Fortalecimiento operativo y de gestión de la ENEE para maximizar los beneficios de comercialización de electricidad en el MER.**
- 2.22 **Componente 2. Fortalecimiento de ENEE en comercialización en el MER (US\$1.7 millones).** Frente a la puesta en vigencia de la reglamentación del MER en 2013 y en concordancia con los cambios resultantes de la reforma institucional de la ENEE, incluyendo la creación de: (i) la Unidad de Mercados Regionales dentro del CND de la ENEE; y (ii) la Subgerencia de Gestión Comercial dentro de la empresa de Generación de la ENEE, se requería fortalecer la capacidad de gestión comercial de la ENEE para potenciar los beneficios de comercialización de energía en el MER. Se desarrollaron actividades de mejora de la infraestructura física del Centro Nacional de Despacho y se organizaron programas capacitación y asistencia técnica para el personal involucrado en estas áreas, con visión estratégica y operativa para mejorar las transacciones comerciales por venta de energía que realiza el grupo ENEE y de mejora en la gestión financiera de la ENEE para un manejo adecuado de información de transacciones comerciales en el MER.
- 2.23 **Ingeniería, administración, auditoría y evaluaciones (US\$1.36 millones).** Apoyo para la ingeniería y supervisión del programa, el monitoreo ambiental, auditoría y evaluación.
- 2.24 Cambios durante la ejecución. El programa mantuvo se OG y sus OE durante la ejecución. En agosto 2018 el Banco aprobó una modificación al HO-L1039 autorizando un Financiamiento Complementario por US\$ 7 millones (30.5% del monto original) con recursos no reembolsables del Programa para el Impulso a la Energía Renovable en Países de Bajos Ingresos (SREP por sus siglas en inglés). El objetivo de este financiamiento adicional es consistente con el objetivo general del HO-L1039 de mejorar las condiciones de infraestructura física de Honduras que le permita una participación efectiva en el MER y facilitar el acceso de ER a la red. Estos recursos se dirigieron a apoyar el OE1 mediante la ampliación de la capacidad de las SE Progreso y SE Toncontín, las cuales forman parte de los refuerzos nacionales del sistema de transmisión de Honduras requeridos para potenciar el uso del SIEPAC y facilitar la incorporación de ERNC en el SIN.
- 2.25 Estas obras permiten mejorar los intercambios eléctricos por recuperación de la capacidad del SIEPAC en la interconexión vía Honduras y la disponibilidad del sistema de transmisión eléctrico regional. Por tanto mantienen y apoyan la lógica vertical del programa. Se incluyeron nuevos indicadores en la Matriz

de Resultados para medir la contribución específica de estas inversiones al logro del OE1 a partir de 2018: (i) reducción del porcentaje promedio de carga en los transformadores de transmisión de la SE Progreso; (ii) reducción del porcentaje de carga del transformador de transmisión de la SE Toncontín; (iii) incremento en la participación de ERNC en la matriz de generación; y (iv) incremento de la oferta de ER como resultado de las restricciones de transmisión evitadas.

**Figura 1. Apoyo a la Integración de Honduras en el Mercado Eléctrico Regional (HO-L1039)*/
Cadena Causal**



*/ Incluye Financiamiento Complementario (HO-G1006)

- 2.26 El análisis de la lógica vertical del programa apunta a mostrar que las inversiones realizadas en el reforzamiento del sistema de transmisión abren la posibilidad de flujos de energía en el SNT, su conexión con el MER, y la entrada al sistema con generación de ERNC en diferentes zonas del país, en forma segura y confiable.

d. Calificación de Relevancia

- 2.27 De acuerdo con las Guías PCR mayo 2020 (p.6), la clasificación de relevancia para el programa sería **Excelente (E)**. El objetivo general y los objetivos específicos del proyecto y la lógica vertical del diseño están alineados con las necesidades y prioridades de desarrollo del país desde la aprobación hasta el cierre. La lógica vertical de la intervención se describe correctamente y demuestra la relevancia de la operación. Muestra un vínculo claro entre la cadena causal de la intervención, los objetivos de desarrollo general y específicos de la operación y las necesidades y el contexto de desarrollo del país. El análisis evalúa claramente cómo los productos y resultados obtenidos se alinean con la EBP en la aprobación y al cierre.

Tabla 1. Matriz de Resultados

Indicadores	Unidad de Medida	En Aprobación		Al inicio de ejecución		Al terminar el Proyecto (PCR)			Comentario
		Línea de Base (2012)	EOP (P) 2019	Línea de Base (2012)	EOP P(a)	Línea de Base (2012)	EOP P(a)	EOP (A) 2019	
OE1: Reestablecer las condiciones de operatividad de la única interconexión eléctrica del SIEPAC entre GU y HO, uno de los ejes principales del SIEPAC									
1.1 Comercialización de energía en el MER	GWh	310	1,00 (2019)	310	1,00 (2019)	310	1,000	6,162	
1.2 Potencia instalada con fuentes renovables en Zona Occidental	MW	22.50	84.0 (2019)	22.50	84.0 (2019)	22.50	84.0	106.47	
1.3 Tiempo equivalente de interrupciones en la Zona de Occidente	Horas/año	77.0	25.0 (2019)	77.0	25.0 (2019)	124.87	73.0	70.20	En la Evaluación de Medio Término en 2017 se determinó que los valores iniciales reportados para la línea base y para la meta fueron mal calculados, al incluir valores de otras zonas. Se corrigieron los valores.
1.4 Porcentaje promedio de carga en las ST de Occidente	%	97.0	60.0 (2019)	97.0	60.0 (2019)	97.0	60.0	74.00	
		2017	2020	2017	2020	2017	2020	2020	
1.5 Porcentaje promedio de carga en los Transformadores de Transmisión de la SE Progreso	%	98.93 (2017)	76.63 (2020)	-	76.63 (2020)	98.93 (2017)	76.63 (2020)	97.30 (2021)	Se incluyó este indicador al aprobar el Financiamiento Complementario de US\$ 7 millones en 2018 (HO-G1006). No se alcanzó el valor previsto porque en febrero 2021 se dañó un transformador de la SE. Su reemplazo está en fase de adquisición
1.6 Porcentaje promedio de carga en los Transformadores de Transmisión de la SE Toncontín	%	112 (2017)	56.0 (2020)	-	56.0 (2020)	112 (2017)	56.0 (2020)	69.59 (2021)	Se incluyó este indicador al aprobar el Financiamiento Complementario de US\$ 7 millones en 2018 (HO-LG1006)
1.7 Generación Eléctrica con ER / Total Generación en la Red Nacional	%	49.0 (2017)	53.0 (2020)	-	53.0 (2020)	49.0 (2017)	53.0 (2020)	73.3 (2021)	Se incluyó este indicador al aprobar el Financiamiento Complementario de US\$ 7 millones en 2018 (HO-LG1006)
1.8 Incremento de la oferta de ER como resultado de las Restricciones de Transmisión Evitadas	GWh/año	0 2017	70.0 (2020)	-	70.0 (2020)	0 (2017)	70.0 (2020)	208 2021	Se incluyó este indicador al aprobar el Financiamiento Complementario de US\$ 7 millones en 2018 (HO-LG1006)
OE2: Fortalecimiento operativo y de gestión de la ENEE para maximizar los beneficios de comercialización de electricidad en el MER									
2.1 Personal que conforma Unidad de Comercialización / transacciones eléctricas en ENEE	# Personas	0	4	0	4	0	4	4	

II.2 Eficacia

a. Declaración de objetivos de desarrollo del proyecto

- 2.28 El objetivo general del programa fue apoyar la entrada en operación comercial de uno de los tramos del SIEPAC y mejorar las condiciones de infraestructura física de Honduras que le permita una participación efectiva en el MER. Los objetivos específicos fueron: (i) reestablecer las condiciones de operatividad de la única interconexión eléctrica del SIEPAC entre Guatemala y Honduras, uno de los ejes principales del SIEPAC; y (ii) el fortalecimiento operativo y de gestión de la ENEE para maximizar los beneficios de comercialización de electricidad en el MER.

b. Resultados Logrados

- 2.29 Para determinar la efectividad del programa en el logro de los OE establecidos se evalúan los resultados de las inversiones: (i) se activó la entrada en operación comercial del tramo San Buenaventura–Panaluya del SIEPAC; (ii) se aumentó la capacidad de potencia instalada con ERNC en la zona de Occidente; (iii) se redujo el tiempo equivalente de interrupciones en el sistema; (iv) se redujo la sobrecarga en las SE de Occidente; SE Progreso y SE Toncontín y (v) se ha fortalecido institucionalmente a la ENEE. El logro de los resultados medido con sus indicadores se resume en la Tabla 2.
- 2.30 **OE1: Reestablecer las condiciones de operatividad de la única interconexión eléctrica del SIEPAC entre Guatemala y Honduras, uno de los ejes principales del SIEPAC.**
- 2.31 La inversión en las obras de transmisión resultó en mejoras operativas y de sostenibilidad que permiten la integración de Honduras al SIEPAC a través del tramo Noroccidental. Se propuso eliminar los problemas en los transformadores que presentaban riesgos de sobrecarga e inestabilidad e impedían la entrada de nuevos proyectos de generación de ER y el despacho óptimo de carga. Este OE se mide con los siguientes indicadores:
- 2.32 **#1.1 Comercialización de energía en el MER (GWh).** Mide el volumen anual de transacciones (importaciones y exportaciones) realizadas en el MER. La energía comercializada en el MER ha crecido sustancialmente desde 2013 cuando entró a operar el MER. El volumen logrado en 2019 de 6,162 GWh supera en más de 5 veces la meta fijada de 1,000 GWh con respecto a la base inicial de 310 GWh en 2012. Al entrar en funcionamiento la SE San Nicolás en agosto 2017, Honduras logró las condiciones técnicas para ingresar al MER en el tramo Panaluya - San Buenaventura.
- 2.33 **#1.2 Potencia instalada con fuentes renovables en Zona Occidental (MW).** La puesta en marcha de la SE San Nicolás logró el flujo con el MER, creando incentivos para materializar la inversión en proyectos de generación conectables en la Zona Occidental del país. Como resultado, se incrementó la potencia instalada con ER (FV, geotermia y mini hidroeléctricas) desde 22.5 MW en 2012 a 106.47 MW en 2019, superando en 36.5% la meta de 84.0 MW. Se tienen previstos a partir de 2021 proyectos de al menos 65 MW adicionales, anticipando en el corto plazo un incremento superior al reportado. La SE permite atender en forma confiable la demanda local en épocas de baja generación local pero también permite revertir el flujo y exportar energía hacia el resto del SIN o hacia el MER en épocas de alta generación local que sin la SE no podría ser utilizada.
- 2.34 **#1.3 Tiempo equivalente de interrupciones en la Zona de Occidente (Horas/año).** El tiempo total de interrupciones sufridas en la zona se redujo significativamente al contar con un sistema de transmisión más robusto, en cumplimiento de las normas de calidad,

seguridad y continuidad del MER. Las interrupciones se redujeron de 128.87 horas en 2012 a 70.20 en 2019, superando en 5% la meta de 73 horas para ese año.

- 2.35 **#1.4 Porcentaje promedio de carga en las SE de Occidente (%).** Mide el porcentaje promedio de carga en operación, en relación a la capacidad máxima. La puesta en marcha de la SE San Nicolás redujo sustancialmente y en forma definitiva la carga de las SE en la zona, al liberar la carga de algunos circuitos de distribución que fueron conectados a la SE San Nicolás. La SE Amarateca, la más grande del país, ha mejorado la regulación de voltaje y potencia reactiva en la zona centro-sur y se ha reducido la sobrecarga de varios transformadores a nivel nacional. Se ha mejorado la regulación permitiendo que los flujos de energía de Cañaveral y Río Lindo, el segundo complejo hidroeléctrico más grande del país envíe energía a la zona norte, evitando incrementar la sobrecarga de la SE Progreso que es estratégica para el suministro de electricidad al norte del país. La finalización de las obras en Las Flores – Erandique, San Pedro Sur – Naco han facilitado mayor acceso de electricidad en la zona noroccidental del país. El promedio de sobrecarga en las SE de esta zona del país se redujo de 97% en 2012 a 74% en 2019, contribuyendo con el 62.2% de la meta de 60%. El porcentaje de sobrecarga superó el 60% porque se experimentó un mayor crecimiento de la demanda de energía en la zona, producto de la mejora de calidad del servicio y aumento de actividades agroindustriales, como procesamiento del café, y del sector turístico (Dpto. Copán). Por otro lado, el rezago de inversiones de expansión del sistema nacional de transmisión, ocasionan que exista una mayor sobrecarga en la zona del proyecto. Afortunadamente, en el marco del Programa Nacional de transmisión (HO-L1186) se realizarán inversiones a nivel de Norte y Centro del país que tendrán un efecto positivo, cuyos resultados se esperan en los próximos tres años.
- 2.36 **#1.5 Porcentaje promedio de carga en los transformadores de transmisión de la SE Progreso (%).** La instalación del nuevo transformador de potencia de 150 MVA en 230/138 kV en la SE Progreso, la construcción de la bahía y obras complementarias fortalecieron su capacidad de transformación evitando racionamientos, mayor confiabilidad y condiciones adecuadas para recibir energía de diferentes fuentes y alimentarlas al SIN. En diciembre 2020 se realizó la conexión de la SE Progreso al SIN. Estas mejoras condujeron a una baja en el nivel de carga con que operaba la SE. Sin embargo, no se logra el total de la meta planificada de 76.63% pues uno de los antiguos transformadores T603 salió del sistema por fallas que se presentaron en febrero 2021, quedando nuevamente la SE Progreso con dos transformadores. El porcentaje promedio de carga en la SE se redujo de 98.93% en 2017 a 97.3 en 2020, 7.3% de la meta de reducción. El ejecutor está en fase de adquisición del transformador.
- 2.37 **#1.6 Porcentaje promedio de carga en los transformadores de transmisión de la SE Toncontín (%).** Los dos transformadores de potencia con que contaba la SE (distribución y transmisión) sufrían serios niveles de sobrecarga en horas de demanda máxima, con alto riesgo de racionamientos. El nuevo transformador de 150 MVA y su equipo asociado reemplazando el transformador de 84 MVA, fueron instalados y se inició operación comercial en septiembre 2020. La instalación fortaleció el sistema, dándole confiabilidad, con capacidad de mantener las condiciones de operación y disponibilidad. Se redujo el porcentaje promedio de carga en la SE de 112% en 2017 a 69.56% en 2020, 75.7% de la meta de 56%, debido al comportamiento natural que resulta de instalar un nuevo transformador y los ajustes realizados para la puesta en marcha, el cual identifica demandas variables de potencia activa y potencia reactiva.
- 2.38 **#1.7 Generación eléctrica con ER / Total generación en la Red Nacional (%).** La ER en la Matriz Energética ha repuntado sobre todo con energía hidráulica, promovida por la

abundancia de recurso agua, por aumento en la capacidad instalada de tecnología ER, incluyendo la entrada en Operación de la Central Hidroeléctrica Patuca de 104 MW, y el paso de las tormentas tropicales ETA e IOTA por territorio hondureño, que logró almacenar agua en los embalses de centrales hidroeléctricas. Se logró crecer de 49% en 2017 a 73.3% en 2021, superando la meta de 53%.

- 2.39 **#1.8 Incremento de la oferta de ER como resultado de las restricciones de transmisión evitadas (GWh/año).** El valor del indicador corresponde a la energía entregada por la SE Progreso. Para la valoración del cálculo de este indicador se ha considerado el porcentaje de ER obtenido de la red (Indicador #1.7), obteniendo de esta forma un valor de 208 GWh/año para el indicador en 2021, superando la meta esperada de 70 GWh/año, o 197%.
- 2.40 **OE2: Fortalecimiento operativo y de gestión de la ENEE para maximizar los beneficios de comercialización de electricidad en el MER.**
- 2.41 Como parte de los principales avances con este OE, se dotó a la ENEE de herramientas para mejorar el conocimiento y análisis de los mercados energéticos de la región y la capacidad de comercialización, se realizó intercambio de experiencias con empresas homólogas en la región para optimizar la operación del sistema y potencial de comercializar energía; se fortaleció la red de telecomunicaciones y telemetría con el SIN. Algunas de las actividades contempladas bajo este OE, tales como las mejoras en las unidades de comercialización y transacciones eléctricas previstas a estar bajo el CND, fueron ajustadas durante la ejecución (§2.8), para realizarlas dentro del contexto de la reforma institucional, trabajando con la Unidad de Mercados Regionales en el CND y la Subgerencia de Gestión Comercial en la Empresa de Generación de la ENEE.
- 2.42 **#2.1 Personal que conforma Unidad de Comercialización / Transacciones eléctricas en ENEE.** Se mide el número de personas contratadas, capacitadas y en ejercicio de sus funciones en la Unidad de Mercados Regionales en el CND y la Subgerencia de Gestión Comercial en la Empresa de Generación de la ENEE. Se cuenta con cuatro profesionales en las áreas de gestión comercial cumpliendo con el 100% de la meta propuesta para este indicador. Durante la ejecución de la operación como parte del proceso de reformas estructurales del sector eléctrico, acompañado por la serie programática del BID, el Centro Nacional de Despacho (CND) de la ENEE se convirtió en el Operador de Sistema (OdS), como un ente independiente de la ENEE con alta competencia técnica. La nueva entidad hace uso de la infraestructura física del CNDC que es de propiedad de la ENEE, mediante un convenio de utilización, también personal del CNDC fue contratado para laborar en el OdS. El Banco brindó apoyo separado a este cambio, con la HO-T1249 (Apoyo al Desarrollo Sostenible de las Energías Renovables en Honduras) incluyendo la organización, y asistencia técnica especializada para elaborar productos específicos definidos como tareas de la nueva institución.

Tabla 2. Matriz de Resultados Logrados

Objetivos Específicos/Indicador	Unidad Medida	Línea de Base (2012)	Metas y Resultados Alcanzados a 2020		% de Logro	Medios de Verificación
OD1: Reestablecer las condiciones de operatividad de la única interconexión eléctrica del SIEPAC entre Guatemala y Honduras, uno de los ejes principales del SIEPAC						
1.1 Comercialización de energía en el MER	GWh	310	P	1,000	848.1	Ente Operador regional
			A	6,162		
1.2 Potencia instalada con fuentes renovables en Zona Occidental	MW	22.50	P	84.0	136.5	Operador del sistema
			A	106.47		
1.3 Tiempo equivalente de interrupciones en la Zona de Occidente	Horas/año	124.87	P	73.0	105.4	Gerencia de Operación de transmisión
			A	70.2		
1.4 Porcentaje promedio de carga en las SE de Occidente	%	97.0	P	60.0	62.2	Gerencia de Operación de transmisión
			A	74.0		
1.5 Porcentaje promedio de carga en los Transformadores de Transmisión de la SE Progreso	%	98.93 (2017)	P	76.63	7.3	Gerencia de Operación de transmisión
			A	97.30		
1.6 Porcentaje promedio de carga en los Transformadores de Transmisión de la SE Toncontín	%	112 (2017)	P	56.0	75.7	Gerencia de Operación de transmisión
			A	69.59		
1.7 Generación Eléctrica con ER / Total Generación en la Red Nacional	%	49.0 (2017)	P	53.0	607.5	Estadísticas de la ENEE
			A	73.3		
1.8 Incremento de la oferta de ER como resultado de Restricciones de Transmisión Evitadas	GWh/año	0 (2017)	P	70.0	297	Operador del Sistema
			A	208		
OD2: Fortalecimiento operativo y de gestión de la ENEE para maximizar los beneficios de comercialización de electricidad en el MER						
2.1 Personal que conforma Unidad de Comercialización / transacciones eléctricas en ENEE	# personas	0	P	4	100.0	Gerencia de la ENEE
			A	4		

P = Planificado; P(a) = Plan Revisado; A = Real

c. Análisis Contrafactual

- 2.43 El Plan de Seguimiento y Evaluación del programa no contempló la realización de una evaluación de impacto con metodología contrafactual. La metodología aprobada fue de comparación de resultados con y sin programa, o antes y después de la ejecución del programa para el caso de los indicadores de resultado. Este análisis se realizó en la sección anterior (Resultados Logrados (§§2.30 - 2.43). Para determinar la atribución de los resultados a las intervenciones realizadas, se complementa el análisis de la lógica vertical realizado en la sección de Relevancia del Diseño (§§2.11-2.27), con un análisis de validación interna.
- 2.44 El impacto económico de mejoras en confiabilidad del sistema de transmisión se midió recientemente en un estudio de inversiones de transmisión en el Oklahoma Panhandle⁷, cuyo objetivo principal fue fortalecer la red de transmisión para ayudar a reducir la frecuencia, duración y magnitud de los cortes de energía en el futuro y modelar los efectos directos, indirectos e inducidos. Este análisis, basado en principios económicos bien establecidos en un modelo económico utilizado para mostrar el efecto de las mejoras en transmisión en la economía de una región, encontró que el impacto total estimado por mejorar la confiabilidad en el área de influencia fue de más de US\$ 5 por US\$ 1 invertido.
- 2.45 Las inversiones en expansión de la transmisión con la planificación adecuada tienen el impacto económico adicional, del ahorro por reducción en el costo de generación en las localidades que se planifica atender, y la capacidad de dar entrada al sistema de fuentes renovables adicionales⁸.
- 2.46 Las obras de transmisión realizadas son estratégicas para cumplir con el compromiso con el MER, en el sentido de permitir transferencias regionales de 300 MW. Varios estudios confirman los enormes beneficios potenciales en términos económicos y de seguridad de abastecimiento de los intercambios transfronterizos como los que promueve el MER. Los mercados regionales crean competencia y facilitan la optimización de recursos entre países al compartir recursos de generación y reservas y al poder aprovechar complementariedad estacional y horaria de la demanda en sus áreas, convirtiendo el mercado en un respaldo adicional para la confiabilidad del sistema. Los intercambios de energía regional pueden reducir emisiones de carbono y costos de suministro, al poder desplazar generación térmica nacional con generación renovable importada^{9,10,11,12,13}.

⁷ Ryan Blanton, & A. Aboohamidi. (2020). Impact Study of Transmission Investment in Oklahoma Panhandle. Oklahoma Panhandle State University.

⁸ Madrigal, M. & S. Stoft (2011). Transmission Expansion for Renewable Energy Scale-Up Emerging Lessons and Recommendations. The World Bank Energy and Mining Sector Board Discussion Paper # 26. Washington, D.C.

⁹ Echevarría, C., N. Jesurun-Clements; C. Trujillo, J. Mercado (2017). Integración Eléctrica Centroamericana: Génesis, Beneficios y Prospectiva del Proyecto SIEPAC: Sistema de Interconexión Eléctrica de los Países de América Central. Banco Interamericano de Desarrollo. Washington, D.C.

¹⁰ Timilsina, G.R., M. Toman, J. Karacsonyi, and L. De Tena Diego (2015). "How Much Could South Asia Benefit from Regional Electricity Cooperation and Trade?" Policy Research Working Paper 7341, World Bank, Washington D.C.

¹¹ Chattopadhyay, D., and P. N. Fernando (201). "Cross-Border Power Trading in South Asia: It's Time to Raise the Game." Electricity Journal 24 (9): 41–50

¹² Raineri, R., I. Dyner, J. Goñi, N. Castro, Y. Olaya, and C. Franco (2013). "Latin America Energy Integration: An Outstanding Dilemma." Chapter 14 in Evolution of Global Electricity Markets.

¹³ Wijayatunga, P., D. Chattopadhyay, and P. Fernando. 2015. "Cross-Border Power Trading in South Asia: A Techno Economic Rationale." ADB South Asia Working Paper No.38, Asian Development Bank, Manila.

d. Resultados Imprevistos

- 2.47 En respuesta a la crisis de la pandemia COVID-19, en marzo 2020 entró en vigencia la Declaratoria de Estado de Emergencia Humanitaria y Sanitaria vigente durante 2020 y 2021 en todo el país. La complejidad de nuevos procedimientos afectó la ejecución normal de actividades. Se incrementaron los tiempos de respuesta de la ENEE por el estado de salud de integrantes de equipos de trabajo o de sus familiares, aplicación de medidas de bioseguridad, cancelación de viajes aéreos internacionales, la apertura virtual de trámites en las instituciones, etc. Al entrar el Estado de Emergencia, la firma contratista de SE Progreso y SE Toncontín tuvo que suspender actividades, demorando la puesta en marcha de las SE. Se tramitaron salvoconductos para continuar actividades, preparar la logística necesaria y de medidas de bioseguridad y autorizaciones para reiniciar obras en julio 2020.
- 2.48 El remplazo de la gerencia general de la ENEE por una Comisión Interventora produjo cambios en la visión estratégica y en la forma de gestionar la ENEE. Cambios en la composición de esta Comisión dificultaron el consenso en la toma de decisiones.

e. Calificación de Efectividad

- 2.49 De acuerdo con las Guías PCR de mayo 2020 (pág. 10-11), la clasificación de efectividad para este programa es **Satisfactorio (S)**. El 90.3% de los OE del proyecto se alcanzaron en gran medida o en su totalidad y los resultados son atribuibles al proyecto. Los cálculos se incluyen en la Lista de Verificación PCR (EER4).

II.3 Eficiencia

a. Evaluación Económica Ex post

- 2.50 Se realizó una evaluación económica ex post (EEO1) siguiendo la misma metodología de análisis costo-beneficio aplicada ex ante para las inversiones en las SE San Nicolás, SE Progreso y SE Toncontín. Se calcularon la Tasa Interna de Rentabilidad Económica (TIRE) y el Valor Actual Neto Económico (VANE) al caso base de los flujos de costos y beneficios derivados de la inversión. TIRE mayor de 12% y VANE mayor a cero se consideran indicadores de rentabilidad económica positiva. Para evaluar la solidez de los resultados, se realizó un análisis de sensibilidad simulando cambios adversos a parámetros críticos en el análisis. Los resultados obtenidos prueban la bondad económica de la inversión, reflejando los beneficios del programa, principalmente en: (i) restablecimiento de la interconexión eléctrica del SIEPAC entre Honduras y Guatemala; (ii) suministro más confiable del servicio eléctrico frente al crecimiento de la demanda en el país; (iii) capacidad de incorporación al SIN de plantas de generación con ERNC y de optimizar económicamente el despacho de electricidad. El Cuadro 1 resume los resultados del análisis del caso básico y de l análisis sensibilidad.

Cuadro 1 - Caso Base y Análisis de Sensibilidad

	Caso Base	↓ 25% Beneficio Pérdidas Transmisión	↑ 20% Pérdidas Distribución (a 30% pérd)	↑ 30% Costo de O&M	↓ 25% Reducción Tarifas	↑ 30% Costo Marginal Energía	↓ 25% Beneficio Confiabilidad
SE San Nicolás (SE La Entrada)							
TIRE (%)	68.7	68.0	65.3	67.7	20.7	44.6	68.7
VANE (US\$ millones)	36.9	36.6	34.9	36.3	5.7	22.1	36.9

	Caso Base	↓ 20% Factor de Carga	↑ 30% Costo de O&M	↓ 50% Beneficio Confiabilidad	↓ 30% Costo de Falla
SE Progreso					
TIRE (%)	105.9	99.3	105.6	67.7	84.4
VANE (US\$ millones)	31.96	26.25	31.89	15.58	22.13
SE Toncontin					
TIRE (%)	264.2	23.3	261.4	64.6	134.2
VANE US\$ millones	9.1	1.0	9.0	3.3	5.7

b. Costos

- 2.51 El costo total del programa, incluyendo el financiamiento complementario fue de US\$ 28,694,656.15. El costo incluye el financiamiento de infraestructura de transmisión para finalizar las obras de los Contratos de Préstamo 1584/SF-HO y 2016/BL-HO por US\$ 4.4 millones. Actualmente se están ejecutando los recursos remanentes del HO-G1006, cuya fecha de último desembolso es el 6 de julio de 2022. La Tabla 3 muestra la ejecución física y presupuestal del programa. Los productos propuestos serán alcanzados.

Tabla 3 - Costos del Proyecto

Productos		Unidad de Medida		Avance Físico	Avance Financiero US\$
Componente 1. Inversión en obras relacionadas con la integración de Honduras al SIEPAC					
1.1	SE La Entrada (San Nicolás)	SE	P	1	14,375,369.76
			P(a)	1	11,993,935.86
			A	1	11,993,935.86
1.2	Rehabilitación Líneas de Distribución	KM	P	18	692,507.76
			P(a)	18	657,552.97
			A	14.31	657,552.97
1.3	Nuevas Líneas de Distribución	KM	P	12	485,722.49
			P(a)	12	826,810.41
			A	11.92	826,810.41
1.4	Sistema de Transmisión Comercial para el SNT	Sistema	P	0	0
			P(a)	1	642,500
			A	0	0
1.5	Estudio y Obras Relacionadas con la Integración de Honduras al MER	Estudio	P	0	0
			P(a)	2	148,490.97
			A	1	88,485.94
1.6	Ampliación SE El Progreso de 300MVA a 450MVA	SE	P	1	3,251,086.23
			P(a)	1	4,018,540.73
			A	1	4,018,616.95
1.7	Ampliación SE Toncontin Etapa 1 de 75MVA a 150MVA	SE	P	1	2,519,725.87
			P(a)	1	2,643,945.48
			A	1	2,644,021.70
1.8	Soluciones Técnicas a Pasivos Ambientales (Modificación Estructuras Tramo de Línea L424 y Adquisición de Cable HENDRIX)	Solución	P	0	0
			P(a)	1	225,053.48
			A	0	0
Componente 2. Fortalecimiento de ENEE en comercialización en el MER					
2.1	Capacitación Unidad de Comercialización / Transacciones Eléctricas	Unidad	P	1	1,326,400
			P(a)	1	99,310.57
			A	1	94,014.99

2.2	Mejoras Centro Nacional de Despacho (CND)	CND	P	1	405,000
			P(a)	1	1,913,502.78
			A	1	1,868,625.24
Otros Costos					
	Auditoría Externa		P		189,892.62
			P(a)		151,016.27
			A		124,591.27
	Reposición de Financiamiento Contratos de Préstamo 1584/SF-HO y 2016/BL-HO		P		4,789,999.98
			P(a)		4,415,471.12
			A		4,415,471.12
	Unidad Coordinadora		P		903,877.04
			P(a)		1,118,599.90
			A		918,365.68
	Vehículos para Supervisión		P		0.00
			P(a)		252,000.00
			A		271,754.00
	Auditoría Ambiental		P		32,593.72
			P(a)		42,987.99
			A		23,787.99
	Auditoría Estados Financieros		P		0.00
			P(a)		774,633.62
			A		733,588.60
	Evaluación de Medio Término y Final		P		42,000.00
			P(a)		45,033.43
			A		15,033.43
COSTO TOTAL			P		29,014,175.47
			P(a)		29,969,385.58
			A		28,694,656.15

c. Cambios durante la ejecución

- 2.52 Las obras financiadas con el HO-L1039 fueron ejecutadas y puestas en marcha en tiempo y en cumplimiento de las especificaciones requeridas.
- 2.53 Se obtuvieron ahorros por mejores precios en licitaciones y en obras civiles, como la menor longitud de líneas de distribución rehabilitadas por optimización de ruta. El Producto 1.4 Sistema de Transmisión Comercial fue trasladado para financiamiento bajo el HO-L1186 como resultado de la decisión de hacer la adquisición completa del Sistema para toda la red nacional, para lo cual los fondos bajo el programa serían insuficientes. Los ahorros se invirtieron en otros productos priorizados que carecían de presupuesto, tales como equipo de comunicación; y repuestos para la operación y mantenimiento de la SE San Nicolás y de la red del SNT, en concordancia con los objetivos del programa.

d. Calificación de Eficiencia

- 2.54 De acuerdo con los criterios definidos en las Guías PCR mayo 2020 (pág. 14-15), la clasificación del criterio de eficiencia para este programa sería de **Excelente (E)**. Los productos fueron plenamente logrados o superados. Se realizó un Análisis Costo-

Beneficio Ex post (EEO#1) de las inversiones, con TIR resultante mayor a la tasa de descuento aplicada del 12%.

II.4 Sostenibilidad

a. Aspectos Generales de Sostenibilidad

- 2.55 Se evaluaron los riesgos que podrían influir en que los resultados logrados no se mantengan en el tiempo, el factor de probabilidad de ocurrencia, el posible impacto si llegaran a ocurrir y las medidas que se han establecido para minimizar estos riesgos para contribuir a su sostenibilidad. La Tabla 4 resume el análisis de estos riesgos.

b. Salvaguardas Ambientales y Sociales

- 2.56 La operación fue clasificada como Categoría B de acuerdo con la política de Salvaguardias Ambientales y Sociales (OP-703). Esta clasificación se considera adecuada, teniendo en consideración la complejidad de las actividades incluidas y los riesgos identificados en el diseño, principalmente relacionados con las adquisiciones de las servidumbres.

Tabla 4 – Análisis de Aspectos Generales de Sostenibilidad

Indicador	Factor de Probabilidad	Probable Impacto	Medidas que contribuyen a la sostenibilidad
<i>OE1: Reestablecer las condiciones de operatividad de la única interconexión eléctrica del SIEPAC entre Guatemala y Honduras, uno de los ejes principales del SIEPAC</i>			
1.1 Comercialización de energía en el MER	Bajo	Bajo	Regulación permite que las licitaciones de compra de energía posibiliten la participación de generación proveniente de países del MER. Con la entrada en operación comercial del tramo Panaluya (GU) a San Buenaventura (HO), según normativa del RMER, los costos de operación y mantenimiento son asumidos por los agentes del mercado, asegurando la sostenibilidad de las obras del SIEPAC. En septiembre 2018 el Banco aprobó la operación “Apoyo al Programa Nacional de Transmisión de Energía Eléctrica” (HO-L1186) por US\$ 75 millones para dar continuidad al financiamiento de obras de refuerzos de transmisión del SIEPAC en la zona norte del país. Con estos refuerzos se logrará potenciar la comercialización de energía en el MER e incrementar la participación de ERNC en la matriz de generación. El riesgo de retiro de Guatemala del MER, efectivo en 10 años, se considera bajo. Si ese fuera el caso, Honduras y Guatemala considerarían arreglos de carácter bilateral para el intercambio de energía, entre otros, haciendo uso de la infraestructura financiada bajo el programa.
1.2 Potencia instalada con fuentes renovables en Zona Occidental	Bajo	Bajo	Ley de Incentivos a la Generación Eléctrica con Fuentes de ERNC (2007). Fortalecimiento y ampliación del SNT hacia regiones generadoras de ERNC.
1.3 Tiempo equivalente de interrupciones en la Zona de Occidente	Bajo	Medio	Las inversiones ampliaron y fortalecieron el sistema de transmisión en la zona dando capacidad para atender la creciente demanda a mediano plazo. La ENEE cuenta con la capacidad técnica, experiencia y recursos asignados para brindar el mantenimiento adecuado a las inversiones realizadas.
1.4 Porcentaje promedio de carga en las SE de Occidente	Bajo	Medio	Las inversiones ampliaron y fortalecieron el sistema de transmisión en la zona dando capacidad para atender la creciente demanda a mediano plazo. La ENEE cuenta con la capacidad técnica, experiencia y recursos asignados para brindar el mantenimiento adecuado a las inversiones realizadas.

Indicador	Factor de Probabilidad	Probable Impacto	Medidas que contribuyen a la sostenibilidad
1.5 Porcentaje promedio de carga en Transformadores de Transmisión de la SE Progreso	Medio	Medio	Las inversiones ampliaron y fortalecieron el sistema de transmisión en la zona dando capacidad para atender la actual demanda. La ENEE está iniciando proceso de ampliación de la SE con tercer transformador para 2022 que atenderá demanda a mediano plazo. La ENEE cuenta con la capacidad técnica, experiencia y recursos asignados para brindar el mantenimiento adecuado a las inversiones realizadas
1.6 Porcentaje promedio de carga en Transformadores de Transmisión de la SE Toncontín	Bajo	Medio	Las inversiones ampliaron y fortalecieron el sistema de transmisión en la zona dando capacidad para atender la creciente demanda a mediano plazo. La ENEE cuenta con la capacidad técnica, experiencia y recursos asignados para brindar el mantenimiento adecuado a las inversiones realizadas
1.7 Generación Eléctrica con ER / Total Generación en la Red Nacional	Bajo	Bajo	Ley de Incentivos a la Generación Eléctrica con Fuentes de ERNC (2007). Fortalecimiento y ampliación del SNT hacia regiones generadoras de ERNC.
1.8 Incremento de la oferta de ER como resultado de Restricciones de Transmisión Evitadas	Bajo	Medio	La operación "Apoyo al Programa Nacional de Transmisión de Energía Eléctrica" (HO-L1186) por US\$ 75 millones da continuidad al financiamiento de obras de refuerzos de transmisión del SIEPAC en la zona norte del país. Con estos refuerzos se logrará potenciar la comercialización de energía en el MER e incrementar la participación de ERNC en la matriz de generación.
OD2: Fortalecimiento operativo y de gestión de la ENEE para maximizar los beneficios de comercialización de electricidad en el MER			
2.1 Personal que conforma Unidad de Comercialización / transacciones eléctricas en ENEE	Bajo	Bajo	La ENEE, en coordinación con el EOR brinda permanente actualización de conocimientos técnicos.

- 2.57 Se cuenta con un sistema de gestión ambiental robusto, formado por la regencia ambiental en obra, la interventoría ambiental y social, un coordinador ambiental y social en la Unidad Coordinadora del Programa (UCP) en la ENEE, quienes complementan la gestión de la Auditoría Ambiental de la ENEE.
- 2.58 Se llevaron a cabo las supervisiones ambientales requeridas en el Plan de Acción de HO-L1039 para el cumplimiento de las actividades de mitigación ambiental y social, las cuales fueron clasificadas con desempeño "Parcialmente Satisfactorio", asignando un nivel de riesgo ambiental y social "Sustancial" debido a las demoras sufridas en la compensación de servidumbres, también por la pandemia del COVID-19, y de índole administrativa y financiera.

c. Calificación de Sostenibilidad

- 2.59 De acuerdo con los criterios definidos en las Guías PCR mayo 2020 (pág. 17), la clasificación del criterio de sostenibilidad para este programa es **Excelente (E)**. No se identifican riesgos no mitigados para la continuación de los resultados y el desempeño de las salvaguardias fue parcialmente satisfactorio.

III. CRITERIOS NO CENTRALES

III.1 Desempeño del Banco

- 3.1 Calidad al Inicio. El Banco ha mantenido un diálogo continuo y muy cercano con las autoridades del sector en el país, brindando el acompañamiento con las reformas sectoriales y el apoyo en el diseño de las operaciones. Esta operación fue diseñada en

consistencia con las prioridades conjuntas entre Honduras y el MER para acelerar la reactivación del flujo energético en el SIEPAC y contaba con la preparación técnica y el completo análisis de viabilidad para iniciar la ejecución en forma ágil y efectiva. El Banco gestionó la obtención de recursos del Plan de Inversión del SREP para financiar el *Investment Grant* y en conjunto con el Gobierno determinaron las obras más críticas y de mayor impacto para la inserción de energías renovables en el sistema nacional de transmisión.

- 3.2 Supervisión. El acompañamiento cercano del BID a la UCP de la ENEE durante la ejecución contribuyó al exitoso desarrollo de las obras en tiempo y forma. El Banco a través de la Unidad de salvaguardas ambientales acompañó al ejecutor en la gestión de servidumbres.
- 3.3 La continuación del acompañamiento del Banco al sector mediante inversiones y financiamiento no reembolsable contribuye a las perspectivas de sostenibilidad de los avances logrados en la participación de Honduras en el MER y en la inserción de ERNC al SIN.
- 3.4 El desempeño del Banco se califica como **Excelente** en Calidad al Inicio y en Supervisión.

III.2 Desempeño del Beneficiario

- 3.5 La UCP ha sido fundamental para la ejecución de la cartera de proyectos financiados por el BID, desempeña un rol coordinador entre las áreas técnicas y fiduciarias de la ENEE. La UCP tiene establecida relación directa con la Gerencia General de la ENEE y logró articular los diversos participantes internos y externos en la ejecución del programa, resultando en una ejecución física y financiera muy eficiente y fluida.
- 3.6 A pesar de cambios institucionales y en la administración de la ENEE y del GHO durante la ejecución, se mantuvo continuidad de los principales especialistas de la UCP, facilitando consistencia en la toma de decisiones, cumplimiento de los procesos establecidos en el Reglamento Operativo del programa, compromiso con el logro de los resultados y permanente y efectiva coordinación entre UCP y las instancias de la ENEE.
- 3.7 La ENEE cuenta con la experiencia y recursos para brindar el mantenimiento adecuado a las obras. La ENEE ha adquirido una buena capacidad técnica y de ejecución de programas financiados por el BID, derivada en parte, de las experiencias en la ejecución de operaciones similares, en particular con 1584/SF-HO y 2016/BL-HO.
- 3.8 La UCP coordinó la oportuna participación de la Presidencia de Honduras y la Secretaría de Coordinación General del Gobierno (SCGG) en temas relacionados con la negociación de la compra del terreno para la SE San Nicolás en el municipio de San Nicolás, facilitando la compra mediante mecanismo “*Fasttrack*” previo al inicio del contrato de construcción, permitiendo la inmediata puesta en ejecución de las obras. Asimismo, la UCP tuvo oportuna participación en la habilitación de las servidumbres en las líneas de distribución, así como la incorporación de cláusulas al contrato que tutelan y median los intereses de la ENEE y el contratista.

IV. HALLAZGOS Y RECOMENDACIONES

Tabla 5 - HALLAZGOS Y RECOMENDACIONES

HALLAZGOS	RECOMENDACIONES
Dimensión 1: Técnica – Sectorial	
1. Oportuna participación de la UCP en la habilitación de las servidumbres, e incorporación de cláusulas al contrato que tutelan y median los intereses de la ENEE y el contratista, evitaron reclamos y demoras.	Coordinar con anticipación al inicio de contratos, negociaciones que involucren adquisiciones de terreno u otros de alta complejidad, que requieren intervención de instancias externas y/o cooperación de contratistas.
2. Se incorporó supervisión externa durante la ejecución de las obras, permitiendo una adecuada administración de contratos, evitando sobrepagos y control de tiempos y realización de modificaciones para beneficio de la ejecución de la operación.	Considerar en el presupuesto de las inversiones, la inclusión de supervisión externa de las obras.
3. Congestionamientos en el sistema de transmisión se presentan por el crecimiento de la demanda en ciertas zonas del país y que al no ser acompañadas de inversiones del Plan de expansión de transmisión afectan desfavorablemente la medición del indicador sobrecarga en las subestaciones.	Dar cumplimiento con los planes de inversiones de expansión de transmisión para poder responder en forma oportuna a la creciente demanda esperada del servicio.
Dimensión 2: Organizativa y Gerencial	
4. La UCP, con las autoridades e instancias de la ENEE, logró articular los diversos participantes en la ejecución, internos y externos, resultando en una ejecución física y financiera muy eficiente y fluida, aún en un contexto de reforma institucional.	Establecer procedimientos de ejecución con la UCP que involucren la estructura operativa y gerencial del organismo ejecutor.
5. La incorporación de especialistas fiduciarios y medioambiental ha contribuido a fortalecer las capacidades de la UCP en materia ambiental y social y facilitó la preparación de información de carácter técnico y de presupuesto, así como la preparación de los documentos de licitación.	Incorporar y capacitar en la UCP, personal del organismo ejecutor y especialistas fiduciarios para la buena ejecución de las operaciones.
Dimensión 3: Procesos públicos y actores	
6. Oportuna participación de la Presidencia y la SCGG para la negociación de la compra del terreno para la SE San Nicolás (mecanismo “fast track”), permitió la compra antes del inicio del contrato de construcción.	Coordinar con anticipación al inicio de contratos, negociaciones que involucren adquisiciones de terreno u otros de alta complejidad, que requieren intervención de instancias externas,
Dimensión 4: Fiduciaria	
7. La transparencia en los procesos de adquisición, claridad de las bases de licitación, adaptación de contrato a las características particulares del proceso, resultó en ofertas competitivas que significaron un ahorro de aproximadamente un millón de US\$.	Manejo abierto y con estricto seguimiento de las políticas de adquisiciones del Banco y del país.
Dimensión 5: Gestión de Riesgos	
8. La contratación de la unidad administradora de proyectos del Instituto de la Propiedad - IP por parte del Ejecutor para brindar apoyo en la compensación de servidumbres de personas que no disponían del	Seleccionar a especialistas en gestión de servidumbres para casos de cruces de líneas en terrenos que no posean título de propiedad y familiarizados con las políticas de salvaguardas ambientales y sociales del Banco.

título de propiedad permitió levantar los pasivos ambientales del proyecto	
--	--