

DOCUMENTO DEL BANCO INTERAMERICANO DE DESARROLLO

**HONDURAS**

**PROGRAMA DE TRANSMISION PARA ENERGÍA RENOVABLE EN  
ZONAS OCCIDENTE Y NORTE**

**(HO-L1106 Y HO-G1006)**

**PERFIL DE PROYECTO**

Este documento fue preparado por el equipo compuesto por: Carlos Jácome (ENE/CHO) Jefe de Equipo; Adriana Valencia (INE/ENE) Jefe de Equipo Alterno; Nancy Jesurun-Clements (INE/ENE); Carlos Trujillo (INE/ENE); Edwin Malagón (INE/ENE); Liliana López (INE/ENE); Haydemar Cova León (INE/ENE); Emiliano Detta (INE/CCS); Cristina Landázuri-Levey (LEG/SGO); Crystal Fenwick (VPS/ESG); Kelvin Suero (FMP/CHO); Juan C. Martell (FMP/CHO); Ana Paz (CID/CHO); Heleno Gouvea (ORP/PTR) y Victoria Florez Toro (ORP/PTR).

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

## PERFIL DE PROYECTO

### HONDURAS

#### I. DATOS BÁSICOS

<b>Nombre del Proyecto:</b>	Programa de Transmisión para Energía Renovable en Zonas Occidente y Norte	
<b>Número del Proyecto:</b>	HO-L1106 / HO-G1006	
<b>Equipo de Proyecto:</b>	Carlos Jácome (ENE/CHO) Jefe de Equipo; Adriana Valencia (INE/ENE) Jefe de Equipo Alterno; Nancy Jesurun-Clements (INE/ENE); Carlos Trujillo (INE/ENE); Edwin Malagón (INE/ENE); Liliana López (INE/ENE); Haydemar Cova (INE/ENE); Emiliano Datta (INE/CCS); Cristina Landázuri-Levey (LEG/SGO); Crystal Fenwick (VPS/ESG); Kelvin Suero (FMP/CHO); Juan C. Martell (FMP/CHO); Ana Paz (CID/CHO); Heleno Gouvea (ORP/PTR) y Victoria Florez Toro (ORP/PTR)	
<b>Prestatario:</b>	República de Honduras	
<b>Organismo Ejecutor:</b>	Empresa Nacional de Energía Eléctrica (ENEE)	
<b>Plan Financiero:</b>	BID - Capital Ordinario - GLM – (HO-L1106)	US\$25.500.000
	Donación SREP – GLM (HO-G1006)	US\$4.000.000
	Donación LAIF - GLM	US\$13.000.000
	Cofinanciamiento (BEI)	<u>US\$21.500.000</u>
	Total	US\$64.000.000
<b>Salvaguardias:</b>	Políticas identificadas: OP-102, OP-703, (directrices B.01, B.02, B.03, B.04, B.05, B.06, B.07, B.09, B.10, B.11) y OP-704. Categoría “B”	

#### II. JUSTIFICACIÓN GENERAL Y OBJETIVOS

##### A. Antecedentes, Contexto y Justificación del Proyecto

- 2.1 **El sector eléctrico en Honduras.** El sector eléctrico en Honduras se caracteriza por su alta dependencia de combustibles fósiles importados. En 2013 la capacidad instalada de generación fue de 1.669 MW, la demanda de energía de 7.976 GWh, abastecida en un 58% por generación térmica, 29% hidráulica, 12% por fuentes de Energía Renovable no Convencional (ERNC) y 1% por el Mercado Eléctrico Regional (MER) centroamericano. La alta importación de hidrocarburos incide negativamente en la economía del país, la cual en 2013 llegó a US\$2.440 millones, equivalente al 13,2% del PIB y 29,4% del presupuesto general del Estado.
- 2.2 El marco legal y regulatorio está definido por la Ley General de la Industria Eléctrica (LGIE) que entró en vigencia en julio de 2014 y que se encuentra en proceso de reglamentación. Dentro de sus disposiciones están, la conformación de la Comisión Reguladora de Energía Eléctrica (CREE) y del Operador del Sistema Eléctrico Nacional, así como la promoción de la participación del sector privado y la modernización y reestructuración de la Empresa Nacional de Energía Eléctrica (ENEE).
- 2.3 La ENEE es el principal actor de la cadena de la industria eléctrica. Actualmente está integrada verticalmente y aunque hasta ahora con el monopolio en actividades de transmisión y distribución, en 2013 inició la creación de fideicomisos mercantiles que buscan vincular operadores privados para estos segmentos, para el centro de despacho y

para alumbrado público (¶4.4). La ENEE genera aproximadamente el 30% de la energía total (70% es privada) y es responsable de la operación del Sistema Interconectado Nacional (SIN) y de la participación en el MER. El sector privado participa en generación mediante la suscripción de contratos de compra venta de energía (PPAs, por sus siglas en inglés) con la ENEE, comprador único de energía.

- 2.4 **El desarrollo de las ERNC en Honduras.** En 2007 la energía térmica dominaba la generación de energía con un 63%. En ese año, ante la alta dependencia del petróleo y sus elevados precios, el Gobierno de Honduras (GHO) expidió la Ley de Promoción a la Generación de Energía Eléctrica con Recursos Renovables, introduciendo incentivos que permitieron incrementar la generación con ERNC a los niveles actuales del 12%, incorporando 210 MW. En 2013, el Decreto de Reforma 138 de esa ley mejoró los incentivos para promover la participación de energía solar fotovoltaica. Actualmente, Honduras presenta el marco regulatorio considerado más atractivo para la promoción de las ERNC de Centroamérica, incluyendo: la exoneración de impuestos sobre ventas, de importación y de renta; suscripción de PPAs con la ENEE; fórmula clara para el cálculo del precio de la energía; y prioridad para el despacho de ERNC<sup>1</sup>.
- 2.5 Actualmente se encuentran en etapa de construcción en el país 712 MW de ERNC (geotermia, eólica, solar, hidro y biomasa), previendo su entrada en operación dentro de los próximos tres años. Existen unos 437 MW de proyectos en fase de identificación de financiamiento que se desarrollarán posteriormente<sup>2</sup>. Con esto se espera contribuir a la Visión de País 2010-2022 (Decreto Legislativo No. 286-2009 de 2010) que prevé que la participación de las Energías Renovables (ER) pasará de 65% en 2017 a 80% en 2022.
- 2.6 **Limitantes en el sistema de transmisión en las zonas Occidente y Norte.** A pesar de los esfuerzos del GHO, la penetración de las ERNC aún presenta barreras, siendo una de las principales la insuficiente infraestructura de transmisión para conectar nueva generación de ERNC al SIN, dado que en muchos casos las inversiones necesarias son muy costosas para que sean financiadas por productores pequeños<sup>3</sup>. La transmisión reporta rezagos de inversiones ocasionados por limitaciones financieras de la ENEE, lo que ha limitado atender las necesidades de expansión del sistema, asegurar la confiabilidad del suministro eléctrico, mejorar la calidad del servicio y el control de pérdidas. De acuerdo al Plan Estratégico de Expansión de la ENEE, en la actualidad los requerimientos de inversión superan los US\$425 millones, equivalentes al 2,3% del PIB. La vulnerabilidad en que se encuentra la red de transmisión afecta particularmente regiones como la de Occidente, donde se reportan los mayores índices de interrupciones del país (77 horas al año), a pesar de ser una de las zonas con mayor potencial de ERNC; y para la economía del país, al ser el centro del desarrollo turístico. De manera similar la zona Norte, la cual concentra la actividad industrial del país, se ve afectada permanentemente por cortes en el suministro de energía por problemas en el sistema de transmisión. Por ejemplo, en 2014 la zona de San Pedro Sula, Choloma y alrededores, experimentaron problemas en el suministro de energía, originando cortes en algunos casos de hasta 8 horas diarias.
- 2.7 **Descripción del programa de infraestructura.** El programa plantea fortalecer la infraestructura de transmisión de propiedad de la ENEE, requerida para la conexión de

<sup>1</sup> Estudio sobre recomendaciones para el Uso de Recursos del SREP, *Enclude* para el BID. Enero 2014.

<sup>2</sup> Estudio de Mercado de Proyectos de Energías Renovables Conectados a la Red. *Enclude*. Diciembre 2013.

<sup>3</sup> SREP Plan de Inversiones 2011.

varios proyectos de ERNC que se encuentran en desarrollo en las zonas de Occidente y Norte y que cuentan con contratos de largo plazo a costos muy favorables para el sistema interconectado nacional (cuadro II-1).

**Cuadro II-1. Proyectos de Generación de ERNC que se beneficiarían por la infraestructura**

Tipo	Cantidad	Capacidad MW
Geotérmico	1	35
Eólico	1	112
Hidro (máxima capacidad de planta 35 MW)	23	233
Total	25	380

- 2.8 Las obras propuestas en Occidente incluyen la ampliación de la subestaciones Santa Rosa de Copán 230/69 kV, la construcción de la subestación La Labor 230/34.5 kV, la construcción de las líneas de transmisión La Labor-Santa Rosa 69 kV y Santa Rosa-La Entrada 230 kV. En el Norte del país la ampliación de las subestaciones San Buenaventura 230 kV y San Pedro de Sula Sur 230/138 kV y la conversión de la línea San Buenaventura-San Pedro de Sula Sur de 138 kV a 230 kV. La mejora de la infraestructura eléctrica beneficiará a las comunidades de La Entrada y Ruinas del Copán, donde se encuentran los mayores centros de carga e importantes polos turísticos y comerciales de la región, promoviendo así el desarrollo económico de la zona y repercutiendo en mayores ingresos<sup>4</sup>. Además fortalecerá la integración regional al aumentar la capacidad de importación y exportación de electricidad en el MER.
- 2.9 **Financiamiento.** La operación será financiada mediante préstamos del Banco Europeo de Inversiones (BEI) y del BID (HO-L1106) y donaciones del Programa de Aumento del Aprovechamiento de Fuentes Renovables de Energía en los Países de Ingreso Bajo (SREP)<sup>5</sup>(HO-G1006) y del Fondo de Inversiones de América Latina (LAIF) de la Comisión Europea<sup>6</sup>. El BID aplicará el mecanismo de Apalancamiento de Recursos No Reembolsables establecido en el documento AB-2946, apalancado en las donaciones mencionadas, cumpliendo con la combinación de recursos establecido para Honduras (60% Capital Ordinario y 40% donaciones) y el límite máximo de US\$30 millones. El financiamiento total presenta una concesionalidad de 39,2% que supera el 35% mínimo acordado entre el GHO y los organismos internacionales. Todas las fuentes de financiamiento tienen prevista su aprobación en el 2015.
- 2.10 **Estrategia del país en el sector.** El GHO ha avanzado significativamente en el proceso de reformas iniciado en 2013, implementado una serie de medidas que han logrado reducir el impacto de la situación financiera de la ENEE en el déficit consolidado del Sector Público, de 1.8% del PIB al final de 2013 a 1.3% del PIB al final de 2014. Entre las principales acciones de ajuste se destacan: (i) corrección de la fórmula de ajuste de combustible de la tarifa en barra; (ii) corrección del subsidio cruzado en el sector residencial, provocando un ajuste tarifario en el rango de 0 a 300 kWh/mes; (iii) recuperación de la cartera en mora del sector público y privado; (iv) reducción de la deuda a generadores térmicos privados; y (v) reducción de la planilla de empleados. La

<sup>4</sup> ENEE, Estudio Técnico-Financiero La Entrada – Santa Rosa, octubre 2014.

<sup>5</sup> SREP, programa financiado por el *Climate Investment Fund* (CIF), asignó a Honduras US\$45 millones: US\$20 millones para cooperación no reembolsable incluyendo US\$4 millones para inversión en mejoras en transmisión y US\$25 millones para financiamiento altamente concesional.

<sup>6</sup> LAIF es un mecanismo de la Comisión Europea para cofinanciar operaciones para el desarrollo en América Latina, enfocado en la reducción de pobreza y en contribuir a enfrentar desafíos del cambio climático.

reciente reducción del precio internacional del petróleo facilitó el logro de los primeros dos ajustes. Se ha avanzado en la elaboración de reglamentos para la implementación de la LGIE y en las bases de licitación para la selección del operador privado responsable de la reducción de pérdidas en distribución. En relación con ER, el Plan Estratégico de Gobierno 2014–2018 propone incrementar su participación en la matriz de generación, en consistencia con la Visión de País.

- 2.11 **Estrategia y participación del BID en el sector.** La operación es consistente con la Estrategia del Banco en el País 2015-2018 (EBP) (GN-2796-1), la cual prioriza la sostenibilidad y competitividad del sector energético, apoyando el proceso de reforma del sector electricidad y considerando inversiones en el sector, en la medida en que se avance en la implementación de estas reformas hacia su eficiencia y sostenibilidad financiera, buscando: (i) mejorar la eficiencia, la calidad del servicio y la diversificación de la matriz de generación; e (ii) incrementar el acceso al servicio de electricidad. La EBP prioriza el tema de inclusión social, con énfasis en las zonas del Occidente del país donde se realizarán la mayor parte de las inversiones bajo este programa. La operación es consistente con las prioridades del Programa de Financiamiento del Noveno Aumento General del Capital (GCI-9) (AB-2764): (i) respaldo al desarrollo de países pequeños y vulnerables; (ii) respaldo a iniciativas de cambio climático, ER y sostenibilidad; y (iii) financiamiento para respaldar la cooperación y la integración regional.
- 2.12 El Banco está apoyando adicionalmente al país: (i) en el proceso de mejoras de la eficiencia operativa del sector, mediante diálogos continuos y asistencia técnica al GHO y a la ENEE en materia de focalización de subsidios, mejora en compra de energía a generadores privados, manejo financiero de la ENEE y depuración de estados financieros; (ii) a través del programa de Fortalecimiento del Marco de Políticas, Regulatorio e Institucional para Energías Renovables (FOMPIER), financiado también con recursos del SREP para incrementar la participación de fuentes de ERNC en la matriz energética; y (iii) con el Apoyo Programático a Reformas Estructurales del Sector Eléctrico (PBP, HO-L1070, aprobado en diciembre 2014) y diálogos continuos con entidades de financiamiento multilateral para consolidar el proceso de reforma del sector, con base en la reciente entrada en vigencia de la LGIE.

## **B. Objetivo y Resultados Esperados**

- 2.13 El objetivo de la operación es la expansión y mejoramiento de la infraestructura de transmisión de energía para conectar fuentes de generación de ERNC al SIN y fortalecer la capacidad de interconexión con el MER. Los objetivos específicos son: (i) garantizar la conexión al SIN de proyectos de generación con ERNC; (ii) diversificar la matriz de generación; y (iii) reducir los costos de generación en el largo plazo. Se contempla el siguiente componente único de inversión:
- 2.14 **Componente: Mejoramiento de infraestructura de transmisión de energía renovable (US\$64,0 millones).** Se financiarán los costos de construcción, adecuación y mejora de las líneas de transmisión y subestaciones eléctricas para conectar centrales de generación de ERNC prioritarias con el SIN (¶2.8).
- 2.15 **Resultados esperados.** Se espera lograr los siguientes resultados de las inversiones: (i) mejora en la calidad y confiabilidad de la red de transmisión de energía; (ii) incremento de la contribución de las ERNC a la matriz de generación nacional, con alta participación desde el occidente del país; (iii) reducción de emisiones de gases de

efecto invernadero; (iv) reducción del precio promedio de compra de electricidad; y (v) mejora en la capacidad de transmisión para comercializar energía en el MER.

### III. ASPECTOS TÉCNICOS Y CONOCIMIENTO DEL SECTOR

- 3.1 El BID tiene amplio conocimiento del sector eléctrico hondureño derivado de su apoyo desde 1980 en el financiamiento de inversiones claves y apoyo técnico en generación, transmisión y distribución. El Banco está acompañando la ejecución de la Operación de Apoyo a la Integración de Honduras al MER (HO-L1039), con la cual se construye la Subestación La Entrada, y se encuentra en la etapa de cierre del Programa de Apoyo al Sector Energía II (HO-L1019) para la construcción de subestaciones eléctricas y líneas de transmisión, teniendo como ejecutor a la ENEE; y el acompañamiento al GHO del proceso de reformas del sector, mediante el HO-L1070.

### IV. FILTRO DE SALVAGUARDIAS Y FIDUCIARIO

- 4.1 **Aspectos fiduciarios.** Sobre la base de las lecciones aprendidas durante la ejecución de los préstamos anteriores con la ENEE, para la administración y seguimiento de la operación se ha considerado la Unidad Coordinadora del Proyecto (UCP) existente en la ENEE, y la ejecución de obras con supervisión externa. La UCP ya cuenta con experiencia en la contratación y monitoreo de proyectos con el BID y con un equipo técnico capacitado. La UCP será responsable del manejo fiduciario en forma coordinada de las cuatro fuentes de financiamiento.
- 4.2 **Riesgos.** Algunos de los proyectos de generación contemplados aún no han iniciado su etapa de construcción y existe el riesgo de que por motivos externos, estos proyectos sufran retrasos o no se completen. De este modo no se aprovecharían al máximo las inversiones a realizarse en transmisión. Para mitigar este riesgo, durante el análisis el BID en coordinación con la ENEE, realizará la priorización de las inversiones de acuerdo a la factibilidad de completarse cada uno de los proyectos a conectar. Durante el análisis se realizará un Taller de Gestión de Riesgos con los actores involucrados para identificar posibles riesgos y medidas para mitigarlos.
- 4.3 **Impactos ambientales y sociales.** Teniendo en cuenta la política de Medio Ambiente y Cumplimiento de Salvaguardias (OP-703) del Banco y los impactos sociales y ambientales del proyecto, éste se clasifica con categoría “B”. De acuerdo a la Estrategia Ambiental y Social del programa, se realizará una debida diligencia ambiental y social.
- 4.4 **Aspectos especiales.** Con base en la aprobación de la LGIE (§2.3), la cual ordena que la ENEE sea reestructurada en empresas separadas de generación, transmisión y distribución, se ha creado un fideicomiso con un banco comercial, con el mandato de desarrollar los estudios y estructurar un proyecto en los servicios prestados por la ENEE de transmisión y despacho, mediante la constitución de una Alianza Público-Privada que administrará los flujos financieros y los bienes de la ENEE en este servicio. Durante el análisis se evaluará el impacto y acciones necesarias a adoptar en consistencia con ello.

### V. RECURSOS Y CRONOGRAMA

- 5.1 Se requerirán fondos administrativos para misiones y contratación de consultorías operativas por US\$85.000. Se proyecta distribuir el POD a QRR en abril de 2015, aprobación del DLP por OPC en mayo de 2015 y consideración de la Propuesta de Préstamo en Directorio en junio de 2015 (Anexo V).

CONFIDENCIAL

<sup>1</sup> La información contenida en este Anexo es de carácter deliberativo, y por lo tanto confidencial, de conformidad con la excepción relativa a “Información Deliberativa” contemplada en el párrafo 4.1 (g) de la “Política de Acceso al Información” del Banco (Documento GN-1831-28).

## SAFEGUARD POLICY FILTER REPORT

PROJECT DETAILS	
IDB Sector	ENERGY-ENERGY EFFICIENCY AND RENEWABLE ENERGY IN END USE
Type of Operation	Other Lending or Financing Instrument
Additional Operation Details	
Investment Checklist	Generic Checklist
Team Leader	Jacome Montenegro, Carlos Alberto (CARLOSJA@iadb.org)
Project Title	Infrastructure Program to Facilitate the Development of Renewable Energy
Project Number	HO-L1106
Safeguard Screening Assessor(s)	Beaulac, Genevieve (GENEVIEVEB@iadb.org)
Assessment Date	2014-11-21

SAFEGUARD POLICY FILTER RESULTS		
Type of Operation	Loan Operation	
Safeguard Policy Items Identified (Yes)	The Bank will make available to the public the relevant Project documents.	(B.01) <a href="#">Access to Information Policy- OP-102</a>
	The operation is in compliance with environmental, specific women's rights, gender, and indigenous laws and regulations of the country where the operation is being implemented (including national obligations established under ratified Multilateral Environmental Agreements).	(B.02)
	An Environmental Assessment is required.	(B.05)
	Consultations with affected parties will be performed equitably and inclusively with the views of all stakeholders taken into account, including in particular: (a) equal participation of women and men, (b) socio-culturally appropriate participation of indigenous peoples and (c) mechanisms for equitable participation by vulnerable groups.	(B.06)
	The Bank will monitor the executing agency/borrower's compliance with all safeguard requirements stipulated in the loan agreement and project operating or credit regulations.	(B.07)
	The operation has the potential to impact the environment and human health and safety from the production, procurement, use, and disposal of hazardous material, including organic and inorganic toxic substances, pesticides and Persistent Organic	(B.10)





	Pollutants (POPs).	
	Suitable safeguard provisions for procurement of goods and services in Bank financed projects may be incorporated into project-specific loan agreements, operating regulations and bidding documents, as appropriate, to ensure environmentally responsible procurement.	(B.17)
<b>Potential Safeguard Policy Items(?)</b>	Conversion of Natural Habitats in project area of influence (please refer to the <a href="#">Decision Support System</a> for more information).	(B.09)
<b>Recommended Action:</b>	Operation has triggered 1 or more Policy Directives; please refer to appropriate Directive(s). Complete Project Classification Tool. Submit Safeguard Policy Filter Report, PP (or equivalent) and Safeguard Screening Form to ESR.	
<b>Additional Comments:</b>		

### ASSESSOR DETAILS

<b>Name of person who completed screening:</b>	Beaulac, Genevieve (GENEVIEVEB@iadb.org)
<b>Title:</b>	
<b>Date:</b>	2014-11-21

### COMMENTS

No Comments



## SAFEGUARD SCREENING FORM

PROJECT DETAILS	
IDB Sector	ENERGY-ENERGY EFFICIENCY AND RENEWABLE ENERGY IN END USE
Type of Operation	Other Lending or Financing Instrument
Additional Operation Details	
Country	HONDURAS
Project Status	
Investment Checklist	Generic Checklist
Team Leader	Jacome Montenegro, Carlos Alberto (CARLOSJA@iadb.org)
Project Title	Infrastructure Program to Facilitate the Development of Renewable Energy
Project Number	HO-L1106
Safeguard Screening Assessor(s)	Beaulac, Genevieve (GENEVIEVEB@iadb.org)
Assessment Date	2014-11-21

PROJECT CLASSIFICATION SUMMARY		
Project Category: B	Override Rating:	Override Justification:
		Comments:
Conditions/ Recommendations	<ul style="list-style-type: none"> <li>Category "B" operations require an environmental analysis (see Environment Policy Guideline: Directive B.5 for Environmental Analysis requirements).</li> <li>The Project Team must send to ESR the PP (or equivalent) containing the Environmental and Social Strategy (the requirements for an ESS are described in the Environment Policy Guideline: Directive B.3) as well as the Safeguard Policy Filter and Safeguard Screening Form Reports.</li> <li>These operations will normally require an environmental and/or social impact analysis, according to, and focusing on, the specific issues identified in the screening process, and an environmental and social management plan (ESMP). However, these operations should also establish safeguard, or monitoring requirements to address environmental and other risks (social, disaster, cultural, health and safety etc.) where necessary.</li> </ul>	

SUMMARY OF IMPACTS/RISKS AND POTENTIAL SOLUTIONS	
Identified Impacts/Risks	Potential Solutions
Minor or moderate conversion or degradation impacts to natural habitats (such as forests, wetlands or grasslands).	<b>Ensure Proper Management and Monitoring of the Impacts of Natural Habitat Loss:</b> A Biodiversity Management Plan (BMP) should be prepared that defines how impacts will be mitigated (roles and responsibilities, monitoring, budget, etc.) and could be incorporated in the ESMP. Depending on the financial product, the BMP should be referenced in appropriate legal documentation (covenants, conditions of disbursement, etc.). Confirmation should be obtained from competent experts that they are confident that the plan can mitigate impacts and also



<p>The project is likely to negatively change the use of the land but the related negative impacts will be minor to moderate in nature.</p>	<p>that the relevant authorities have approved the BMP.</p> <p><b>Land use:</b> A Plan should be prepared that defines how land use change will be mitigated (roles and responsibilities, monitoring, budget, etc.) and could be incorporated in the ESMP. Proper consultation should be foreseen. Confirmation should be obtained from experts that the plan can mitigate impacts and also that relevant authorities have approved the Plan. Examples of mitigation include reforestation, GHG offsetting, nutrient fixation in soils, conservation of biodiversity.</p>
<p>The negative impacts from production, procurement and disposal of hazardous materials (excluding POPs unacceptable under the Stockholm Convention or toxic pesticides) are minor and will comply with relevant national legislation, IDB requirements on hazardous material and all applicable International Standards.</p>	<p><b>Monitor hazardous materials use:</b> The borrower should document risks relating to use of hazardous materials and prepare a hazardous material management plan that indicates how hazardous materials will be managed (and community risks mitigated). This plan could be part of the ESMP.</p>
<p>Generation of solid waste is moderate in volume, does not include hazardous materials and follows standards recognized by multilateral development banks.</p>	<p><b>Solid Waste Management:</b> The borrower should monitor and report on waste reduction, management and disposal and may also need to develop a Waste Management Plan (which could be included in the ESMP). Effort should be placed on reducing and re-cycling solid wastes. Specifically (if applicable) in the case that national legislations have no provisions for the disposal and destruction of hazardous materials, the applicable procedures established within the Rotterdam Convention, the Stockholm Convention, the Basel Convention, the WHO List on Banned Pesticides, and the Pollution Prevention and Abatement Handbook (PPAH), should be taken into consideration.</p>
<p>Project construction activities are likely to lead to localized and temporary impacts (such as dust, noise, traffic etc) that will affect local communities and workers but these are minor to moderate in nature.</p>	<p><b>Construction:</b> The borrower should demonstrate how the construction impacts will be mitigated. Appropriate management plans and procedures should be incorporated into the ESMP. Review of implementation as well as reporting on the plan should be part of the legal documentation (covenants, conditions of disbursement, etc).</p>

**DISASTER RISK SUMMARY**

**Disaster Risk Category:** Moderate

- The reports of the Safeguard Screening Form (i.e., of the Safeguards Policy Filter and the Safeguard Classification) constitute the Disaster Risk Profile to be included in the Environmental and Social Strategy (ESS). The Project Team must send the PP (or equivalent) containing the ESS to the ESR.
- The Borrower prepares a Disaster Risk Management Summary, based on pertinent information, focusing on the specific moderate disaster and climate risks associated with the project and the proposed risk management measures. Operations classified to involve moderate disaster risk do not require a full Disaster Risk Assessment (see Directive A-2 of the DRM Policy OP-704).
- The Project Team examines and adopts the DRM summary. The team remits the project risk reduction proposals from the DRMP to the engineering review by the sector expert or the independent engineer during project analysis or due diligence, and the


**Disaster/  
Recommendations**

financial protection proposals to the insurance review (if this is performed). The potential exacerbation of risks for the environment and population and the proposed risk preparedness or mitigation measures are included in the Environmental and Social Management Report (ESMR), and are reviewed by the ESG expert or environmental consultant. The results of these analyses are reflected in the general risk analysis for the project. Regarding the project implementation, monitoring and evaluation phases, the project team identifies and supervises the DRM approaches being applied by the project executing agency.

- Climate change adaptation specialists in INE/CCS may be consulted for information regarding the influence of climate change on existing and new natural hazard risks. If the project requires modification or adjustments to increase its resilience to climate change, consider (i) the possibility of classification as an adaptation project and (ii) additional financing options. Please consult the INE/CCS adaptation group for guidance.

**SUMMARY OF DISASTER IMPACTS/RISKS AND POTENTIAL SOLUTIONS**

Identified Impacts/Risks	Potential Solutions
<a href="#">Earthquakes</a> from various sources are prevalent in the project area and the likely severity of impacts is moderate.	The Disaster Risk Management Plan should secure a design for the project at an acceptable level of seismic risk for the project and address potential exacerbated risks for people and the environment during construction and operation. Appropriate measures to reduce the risks (predominantly engineering), to prepare for impact (predominantly environmental and social safeguards) and to include financial protection will need to be included.

**ASSESSOR DETAILS**

<b>Name of person who completed screening:</b>	Beaulac, Genevieve (GENEVIEVEB@iadb.org)
<b>Title:</b>	
<b>Date:</b>	2014-11-21

**COMMENTS**

No Comments

## ENVIRONMENTAL AND SOCIAL STRATEGY<sup>1</sup>

### I. PROJECT DESCRIPTION

- 1.1** The proposed Project consists in strengthening the transmission infrastructures of Empresa Nacional de Energía Eléctrica (ENEE) to be able to support the connection of renewable energy projects in development in Honduras. The Project's components entails: a) extension of the existing substation "Santa Rosa de Copan" (230/69 kV); b) erection of a new transmission line of a length of 35 km to connect Santa Rosa de Copan and La Entrada substations; c) erection of a new transmission line of a length of 45 km to connect La Labor and Santa Rosa de Copan substations d) construction of a new substation "La labor"; e) extension of two existing substations "San Buenaventura" (230 kV) and San Pedro Sula Sur (230/138 kV) and; f) conversion of the transmission line from 138 kV to 230 kV between the two substations described in e). Total Project's costs is estimated to be USD 64 M of which USD 25.5 M will be financed by the Bank.

### II. INSTITUTIONAL AND REGULATORY CONTEXT

- 2.1** The *Secretaría de Recursos Naturales y Ambiente* (SERNA) must grant the environmental license for the Project's components. SERNA is the regulatory body in Honduras responsible of project's assessment and categorization. Based on available information, it is unclear if SERNA had categorized the Project as a Category 2 (moderate environmental impacts) or 3 (minor impacts). It is assumed that it is a Category 2 but this will be verified during the due diligence. Category 2 projects require SERNA to conduct a site inspection (environmental audit and/or environmental assessment) prior to issuing the license. For category 2 project in Honduras, no EIA is required.
- 2.2** For the Bank, the Project has been classified as a Category B operation. If warranted project's categorization may be reassessed if new information on the project's sites environmental/social sensitivity emerges. The Project triggers several directives of IDB's OP-703 Environmental and Safeguards Policy: B.1 Bank Policies; B.2 Country Laws and Regulations; B.3 Screening and Classification; B.4 other risks (institutional capacity of ENEE); B.5 Environmental Assessment; B.6 Consultation; B.7 Supervision and Compliance; B.9 Natural habitats and Cultural Sites, B.10 on Hazardous materials, and, B.11 Pollution prevention and Abatement. Based on available documentation, the Project is not triggering OP-765 and OP-710, the due diligence will verify if these policies are activated.

### III. KEY POTENTIAL ENVIRONMENTAL AND SOCIAL IMPACTS AND RISKS

---

<sup>1</sup> This Environmental and Social Strategy (ESS) is being made available to the public in accordance with the Bank's Policy on Disclosure of Information. The ESS has been prepared based primarily upon information provided by the project sponsors and does not represent either the Bank's approval of the project or verification of the ESS's completeness or accuracy.

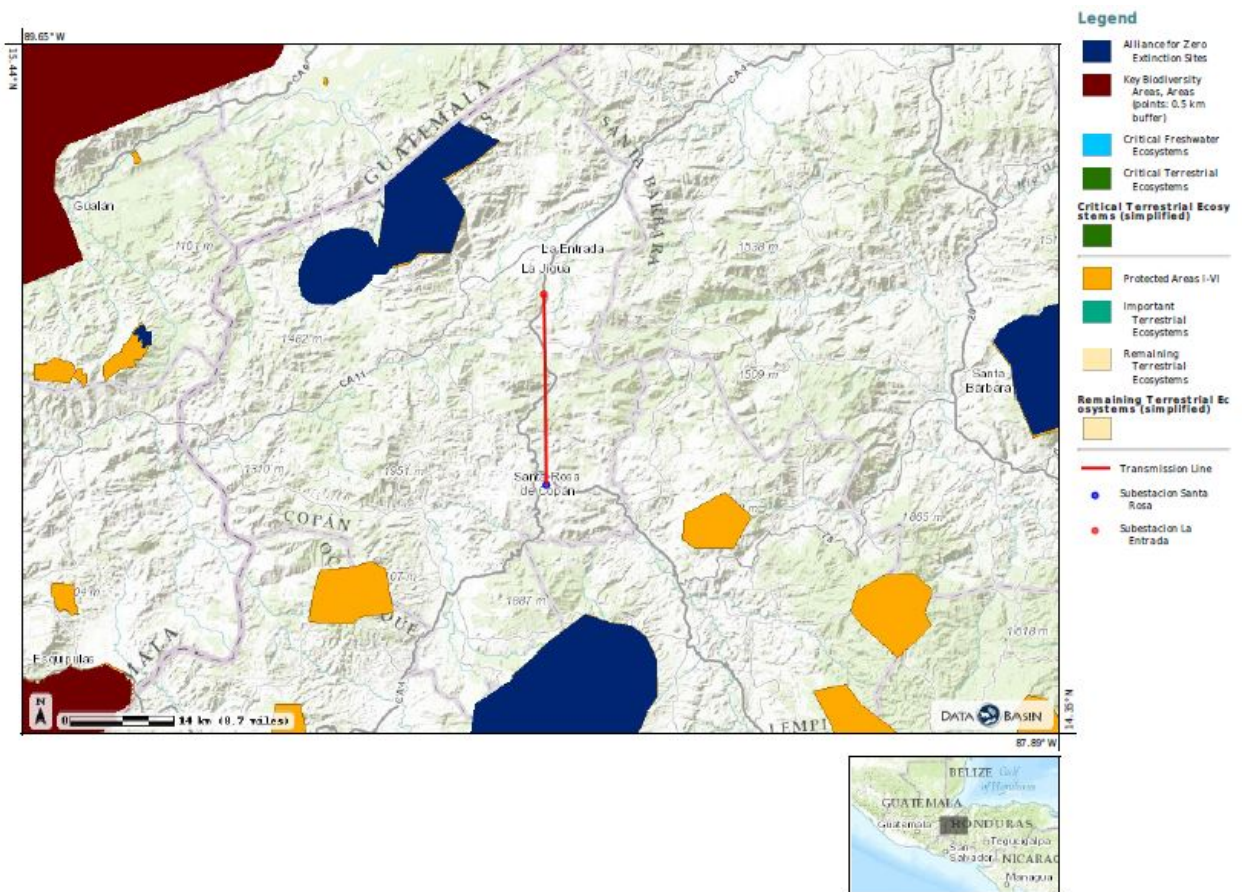
- 3.1** There is no detailed environmental and social assessment specific to the various Project's components available. Given that the extension of the substations capacity does not involve any new construction or expansion of the existing perimeter of the plants, the physical footprint will remain the same. No new access roads are required. Therefore, no significant impacts are expected on the fauna and flora in the vicinity of these components. However, the new transmission line may have some impacts on the land use along the right of way. Further information will be sought during the due diligence to determine potential socio-economic (including archeological) and environmental impacts of the new transmission line. Potential impacts are expected on the land use along the right of way but given the absence of information, such impacts cannot be quantified at this stage. However, the new transmission lines and substations of Santa Rosa-La Entrada are not located in any sensitive areas (see Fig.1).
- 3.2** It is possible that asbestos PCBs had been used in the existing substations. The due diligence will verify that concentration of PCBs, if present, is within the threshold recommended according to IFC EHS Guidelines on hazardous wastes. The Bank will also verify that ENEE has in place detailed health and safety procedure for workers and disposal facilities corresponding to best industry best practices.
- 3.4** Some minor and temporary impacts are expected during the works such as noise, vibration, dust, increased traffic. The due diligence will verify if there are any residences that could be impacted and if appropriate mitigation measures had been taken especially for noise. If properly managed, impacts during construction should be minimal.

#### **IV. ENVIRONMENTAL AND SOCIAL DUE DILIGENCE STRATEGY**

- 4.1** The Bank will perform an Environmental and Social Due Diligence ("ESDD") in order to confirm that all Project relevant impacts and risks have been, or will be properly and adequately evaluated, and mitigated. The ESSD will specifically address the following aspects:
- a.** Confirmation that the Project has been designed and carried out in compliance with environmental law and regulations of Honduras, any applicable IDB Environmental and Social Safeguards and IFC EHS Guidelines;
  - b.** An assessment of the Project's Environmental, Health and Safety Management System, including plans and procedures, to assess their adequacy in terms of responsibilities, training, auditing, reporting, and resources to be made available to ensure adequate implementation;

- c.** Verification if asbestos and PCBs had been used at the existing substations; if required, a detailed review of the asbestos and PCBs management program and health and safety practices for workers in handling this hazardous waste will be done;
  - d.** Assessment of potential noise impacts of noise on the communities (if present in the vicinity) and verification if mitigation measures had been taken;
  - e.** Verification if public consultations have been conducted according to Bank's requirements; (per the information available it is unclear if consultation activities had been done to date);
  - f.** Determine if there are communities that could be potentially be affected by the Project are considered as Indigenous Peoples and if OP-765 is triggered;
  - g.** Determine if the fauna and flora will be impacted with the overall rehabilitation works and the new transmission line;
  - h.** Verification if PCBs had been used in the existing substations and if level of PCBs warrants the elaboration of a detailed hazardous management plan; review of such plan if required;
  - i.** Verification if the new transmission line segment of 29 km is located in a sensitive archeological zone; determine if a chance find procedure needs to be implemented;
  - j.** Obtain detailed information on land characterization and soil use of the right of way of the transmission line to determine potential environmental and social impacts (presence of crops, human settlements, water bodies, vegetation cover etc.);
  - k.** Determine if potential environmental and social impacts will be properly manage through the elaboration of mitigation/compensation plan if needed;
  - l.** Determine if the new transmission line will have an impact on the avian fauna; and if anti-collision devices are needed to be installed to avoid/minimize and mitigate impacts;
  - m.** In light of the findings once the additional information had been provided, determine if a formal audit of the facilities is warranted;
  - n.** Development of an Action Plan for the timely resolution of non-compliances with IDB safeguards and Best industry practices, as required.
- 4.2** As part of the ESSD process, the Project Team will analyze the environmental and social aspects of the Project and prepare an Environmental and Social Management Report (ESMR).

Figure 1. Location of the new transmission line and substations Santa Rosa- La Entrada





## ÍNDICE DE TRABAJO SECTORIAL PROPUESTO Y COMPLETADO

Áreas	Descripción	Fecha	Documento Referencia
Estudios Técnicos y Económicos	<i>Project Market Study Grid-connected RE in Honduras (ADERC I) Project Catalogue (Components 1 and 2)</i>	Enero 2014	IDBDOCs# 39173667/8
	Reporte de Recomendaciones para el Uso de Recursos SREP-ADERC I en el Sector de ER en Honduras	Enero 2014	IDBDOCs# 39173669
	Descripción de las Obras del Plan Indicativo de Expansión de Transmisión y Distribución por Zonas de Desarrollo 2012-2022	Noviembre 2012	IDBDOCs# 39173651
	Informe técnico del proyecto de conversión de la línea de transmisión 138kV a 230 kV “San Pedro de Sula Sur-San Buenaventura” y Obras Asociadas	Octubre 2014	IDBDOCs# 39173660
	Estudio Técnico-Financiero, construcción de: Subestación Entrada, Subestación Concepción y Línea de Transmisión la Entrada Santa Rosa	Octubre 2014	IDBDOCs# 39173666
	Informe Evaluación Económica y Financiera	Enero 2015	
	Informe Evaluación Técnica	Enero 2015	
	Estimaciones de Obra, División de Ingeniería de la ENEE	Octubre 2014	
Leyes y Políticas del Sector	Ley de Promoción a la Generación de Energía Eléctrica con Recursos Renovables	Junio 2007	
	Reforma Ley de Promoción a la Generación de Energía Eléctrica con Recursos Renovables	Julio 2013	
	Ley General de la Industria Eléctrica	Mayo 2014	IDBDOCs# 39161335
	Plan Estratégico de Gobierno 2014-2018	Abril 2014	IDBDOCs# 39164340
Análisis del Sector	Evaluación de Riesgos Financieros Sector Eléctrico	Octubre 2014	IDBDOCs# 39161335



CONFIDENCIAL

<sup>1</sup> La información contenida en este Anexo es de carácter deliberativo, y por lo tanto confidencial, de conformidad con la excepción relativa a “Información Deliberativa” contemplada en el párrafo 4.1 (g) de la “Política de Acceso al Información” del Banco (Documento GN-1831-28).