

DOCUMENTO DEL BANCO INTERAMERICANO DE DESARROLLO

HONDURAS

MODERNIZACIÓN Y ESTUDIOS PARA EL INCREMENTO DE CAPACIDAD DE LA CENTRAL HIDROELÉCTRICA FRANCISCO MORAZÁN

(HO-L1203)

PERFIL DE PROYECTO

Este documento fue preparado por el equipo compuesto por: Carlos Jácome (ENE/CHO), Jefe de Equipo; Jorge Mercado (INE/ENE), Jefe de Equipo Alterno; Claudio Alatorre (CSD/CCS) Jefe de Equipo Alterno; Astrid Mejía (ENE/CHO); Robert Langstroth (VPS/ESG); María Cecilia del Puerto y Nadia Rauschert (FMP/CHO); Joel Hernández, Federico Goldenberg, Virginia Snyder y Cecilia Seminario (INE/ENE); Sisi Larrea (INE/INE); Esteban de Dobrzynski (LEG/SGO).

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

PERFIL DE PROYECTO

HONDURAS

I. DATOS BÁSICOS

Nombre del Proyecto:	Modernización y estudios para el incremento de capacidad de la Central Hidroeléctrica Francisco Morazán		
Número de Proyecto:	HO-L1203		
Equipo de Proyecto:	Carlos Jácome (ENE/CHO), Jefe de Equipo; Jorge Mercado (INE/ENE), Jefe de Equipo Alterno; Claudio Alatorre (CSD/CCS) Jefe de Equipo Alterno; Astrid Mejía (ENE/CHO); Robert Langstroth (VPS/ESG); María Cecilia del Puerto y Nadia Rauschert (FMP/CHO); Joel Hernández, Federico Goldenberg, Virginia Snyder y Cecilia Seminario (INE/ENE); Sisi Larrea (INE/INE); Esteban de Dobrzynski (LEG/SGO).		
Prestatario:	República de Honduras		
Organismo Ejecutor:	Empresa Nacional de Energía Eléctrica (ENEE)		
Plan Financiero:	Fondo para una		US\$18.000.000
	Tecnología		
	Limpia (FTL)		
	Local:		US\$18.827.000
	Total:		US\$36.827.000
	Políticas	OP-102, OP-703 (B.1, B.2, B.3, B.4, B.5, B.6,	
	activadas:	B.7, B.9, B.10, B.11, B.17), OP-704, OP-761	
Salvaguardias:	Clasificación:	"B"	

II. JUSTIFICACIÓN GENERAL Y OBJETIVOS

A. Antecedentes, contexto y justificación del proyecto

- 2.1 **El sector eléctrico** de Honduras ha venido experimentando un proceso de reforma para mejorar su sostenibilidad operativa y financiera. Dentro de las principales acciones desarrolladas en el proceso de reforma destacan haber desarrollado y puesto en marcha los arreglos legales e institucionales para mejoras del sector. Dando cumplimiento a la Ley General de la Industria Eléctrica de julio de 2014 se crearon y se encuentran en normal funcionamiento la Secretaría de Energía (SEN), responsable de la planificación estratégica y formulación de políticas energéticas; la Comisión Reguladora de Energía Eléctrica (CREE) que regula, elabora y pone en marcha los reglamentos para la modernización del sector y desarrollo del mercado eléctrico; y el Operador del Sistema (OdS) es responsable de garantizar la continuidad y seguridad del suministro eléctrico, la correcta coordinación del sistema de generación y transmisión, y la revisión y aprobación del plan de expansión de la transmisión. También se legalizó la escisión de la Empresa Nacional de Energía Eléctrica (ENEE) en empresas de generación, transmisión y distribución. Esta escisión

permitirá asignar recursos a cada empresa, fortalecerlas financieramente y realizar inversiones para preservar su infraestructura y asegurar su futura operación. Desde el punto de vista financiero se realizaron ajustes al esquema tarifario que presentaba rezagos y ha permitido recuperar en gran medida los costos de la cadena de la industria eléctrica. Se eliminaron subsidios cruzados y se han focalizado los subsidios directos, enfocándose este último en los sectores socioeconómicos menos favorecidos. El principal desafío que existe está en la reducción de pérdidas de electricidad. Entre las acciones encaminadas en reducir la dependencia de los hidrocarburos importados¹, el Gobierno de Honduras (GdH) desde 2007 impulsa un proceso de introducción de fuentes de generación de Energía Renovable Variable (ERV) mediante la Ley de Promoción a la Generación de Energía Eléctrica con Recursos Renovables para diversificar la matriz energética. Gracias a este esfuerzo, la participación de Energía Renovable (ER) en la matriz representó el 62% en el año 2018, mientras del 37% en el año 2007. También se incrementó la participación en el Mercado Eléctrico Regional (MER), siendo en el 2018 el 4% de la energía del país provino del MER.

- 2.2 **La Empresa Nacional de Energía Eléctrica (ENEE)** es una empresa pública propietaria de los sistemas de transmisión y distribución casi en su totalidad, del 19% de la capacidad instalada de generación y es responsable de la operación del Sistema Nacional Interconectado (SNI) y de la participación en el MER.
- 2.3 **Generación eléctrica en el país.** En 2018 la demanda máxima de potencia en el sistema fue 1.602 *Megawatts* (MW) y la capacidad instalada de generación ascendió a 2.682 MW². La ENEE posee las mayores centrales hidroeléctricas del país con una capacidad instalada de 433 MW y centrales térmicas, ineficientes que suministran energía a zonas con problemas de abastecimiento, con una capacidad de 65 MW. El sector privado tiene la mayor participación en la generación térmica con una capacidad instalada de 966 MW³ y en la generación de Energía Renovable No Convencional (ERNC) con una capacidad instalada de 1.225 MW⁴. El sector privado participa del mercado eléctrico mediante la venta de energía en el mercado de largo plazo con contratos de compra de energía y en el mercado SPOT. La oferta de energía en el 2018 ascendió a 9.177 *Gigawatt hora* (GWh). La ENEE contribuyó con el 21,6% de la energía del SNI, su mayoría proveniente de centrales hidroeléctricas. La generación privada aporta el 74,4% y el MER 4%⁵.
- 2.4 **Central Hidroeléctrica Francisco Morazán (CHFM).** La CHFM se ubica en el departamento de Cortés, a 230 Kilómetros (km) de Tegucigalpa. La misma entró en operación en 1986 y tiene una capacidad instalada de 300 MW. Su generación ascendió a 1.625 GWh en 2018. La construcción original del

¹ La importación de hidrocarburos incide negativamente en la economía del país, la cual en 2018 llegó a US\$1.472 millones, equivalente al 7,3% del Producto Interno Bruto.

² 33,3% corresponden a generación térmica, 26,3% a hidráulica, 17,9% a fotovoltaica, 8,4% a eólica, 7,8% a biomasa, 5% a térmica a carbón y 1,3% a geotermia. [Boletín de Datos Estadísticos octubre 2018, ENEE.](#)

³ Se emplean combustibles como bunker, diésel y carbón.

⁴ La capacidad instalada de ERNC se distribuye en 273 MW de energía hidroeléctrica, 209 MW de biomasa, 35 MW de geotermia, 511 de solar fotovoltaica y 225 de eólica.

⁵ Distribuido en 41,4% térmica y 58,6% en renovable. [Centro Nacional de Despacho, ENEE.](#)

proyecto consistió en las siguientes obras: (i) una presa de concreto de arco de doble curvatura de 226 metros de altura; (ii) un embalse con área de 94 km² con capacidad de regulación plurianual de 5.700 millones de metros cúbicos construidos para almacenamiento de energía y control de inundaciones de los ríos Humuya y Sumaco; y (iii) una casa de máquinas tipo pie de presa, donde se encuentran actualmente instaladas cuatro turbinas tipo Francis de 75 MW cada una. La central fue diseñada para instalar cuatro unidades de generación adicionales.

2.5 Importancia de la CHFM en el sistema eléctrico. La CHFM contribuye con el 16,4% de la energía generada en el SNI, es la central hidroeléctrica con mayor contribución al sistema. Además, es el principal regulador de voltaje, frecuencia primaria y secundaria y márgenes de reserva, servicios auxiliares esenciales para mantener la confiabilidad de la red. La elevada participación de ERV representa un desafío en la operación del SNI y en la red de transmisión regional⁶, así como en el despacho de energía (§2.4)⁷. La alta participación de ERV altera el suministro de los servicios auxiliares que son fundamentales para mantener la calidad del servicio. El incremento de variabilidad en el SNI requiere de mayor utilización de plantas de generación convencionales para balancear la potencia del sistema eléctrico nacional por su rápido tiempo de respuesta. En Honduras la CHFM brinda estos servicios (§2.6). Adicionalmente, la CHFM tienen un rol fundamental en el aporte de márgenes de reserva firme, que alternativamente deben ser cubiertos por centrales térmicas costosas e ineficiente, lo cual incrementa el costo promedio de generación.

2.6 Estado de la central. La CHFM fue instalada hace más de 30 años y existen muchos elementos de la central, principalmente los de control, que han quedado obsoletos, porque no se encuentran disponibles en el mercado. Esto dificulta la disponibilidad de piezas y repuestos que son necesarios para llevar a cabo reparaciones. Las condiciones actuales el sistema de control no permiten comunicarse con el centro nacional de despacho de energía y procesar información estratégica en tiempo real lo que retrasa la toma de decisiones. Adicionalmente, por la antigüedad del equipamiento y por el desgaste de elementos mecánicos y neumáticos de los grupos generadores por los trabajos de regulación del sistema eléctrico que esta central brinda y cuyo trabajo se ha intensificado por la entrada de mayor ERV en la red⁸, una parte de ellos serían susceptibles a sufrir interrupciones por fallas y requerir mantenimiento y paros no programados más extendidos. El riesgo e impacto de realizar prácticas de mantenimiento y dejar indisponible uno o más equipos de generación se

⁶ Como se reporta en detalle en los documentos de preparación de la Operación HO-G1006 (GRT/SX-16864-HO).

⁷ De acuerdo con el “Estudio de reservas de equilibrio y control de la tensión para la integración de recursos renovables en Honduras”, elaborado en 2016 por el Departamento de Estado del Gobierno de los Estados Unidos y al análisis técnico – económico de tasas máximas en la penetración de energía eólica y solar, elaborado por el consorcio *Quantum -Energynautics*.

⁸ La mayor introducción de ERV contribuye al incremento del número de arranques y paros de los equipos de generación a un ritmo superior al que existía en la planta previo a la introducción de ERV, ocasionando mayor desgaste de elementos como gobernadores de las unidades principales y auxiliares, servomotores, sistemas de protección, entre otros. La mayor participación de las ERV favorece a que la central no funcione en su punto óptimo de eficiencia, lo que puede generar cavitación dentro de las turbinas, generando mayor desgaste. Ver reporte de impacto de la introducción de ERV en la red eléctrica de Honduras para detalle de la incidencia en la CHFM.

incrementa con el nivel de desgaste. Por lo anterior, es imperativo efectuar un proyecto de modernización con la finalidad de contar con una operación más confiable y realizar estudios para evaluar el incremento de capacidad de la CHFM.

- 2.7 **Estrategia propuesta.** La CHFM es la central de generación más importante del país (§2.5) y se necesita asegurar su operación. Este proyecto prevé la modernización de la CHFM y desarrollo de estudios y diseños para evaluar el incremento de capacidad de la central. Para desarrollar la operación se plantean tres líneas de acción: (i) realizar inversiones de modernización en la central de generación y subestación para reemplazar elementos/componentes críticos que han sufrido un elevado desgaste, o no poseen repuestos diseñados para trabajar en las condiciones actuales considerando la configuración de la matriz de generación incorporando elementos innovadores tales como el Sistema de Comando, Control y Adquisición de Datos (SCADA) que demanda el mercado eléctrico para procesar datos en tiempo real y reguladores de velocidad de última tecnología (§2.4); (ii) finalizar los estudios de ingeniería de detalle, y ambientales para el incremento en la capacidad de generación para la toma de decisión de instalar uno o más unidades de generación⁹; y (iii) potenciar las capacidades del personal local y de las unidades existentes de la central como las de manejo de cuencas, turismo y unidad de trabajo con módulos comunitarios e incorporar nuevas oportunidades de negocio para contribuir con la mejora financiera de la Unidad de Generación de la CHFM. Como se presenta en (§2.1), la ENEE está experimentando un proceso de reforma producto de la cual se está fortaleciendo la capacidad operativa y financiera del sector, a través de diferentes acciones incluyendo el desarrollo de un esquema tarifario sostenible que permita asegurar la recuperación de costos de la cadena de la industria eléctrica incluyendo el subsector generación; que representa el principal ingreso de este. A través de la asignación adecuada de recursos y la aplicación de planes de supervisión y mantenimiento del cual el equipo de ENEE tiene suficiente experiencia, adicional al financiamiento para la modernización de la central con recursos de esta operación, contribuirán a la sostenibilidad de inversiones.

B. Objetivos y resultados esperados

- 2.8 La operación será financiada por el Fondo para una Tecnología Limpia (FTL) y administrados por el Banco Interamericano de Desarrollo (BID).
- 2.9 **Objetivo:** El objetivo general del programa es asegurar la capacidad de generación, extender la vida útil de la CHFM y contribuir con el aumento de ERNC en el sistema eléctrico de Honduras a través del financiamiento de inversiones de modernización de la CHFM. Los objetivos específicos son: (i) mejorar la confiabilidad y eficiencia operativa de la central; (ii) integrarla al Sistema Nacional de Despacho; y (iii) desarrollar estudios para evaluar el incremento de su capacidad de generación.

⁹ Actualmente existen estudios que reportan la viabilidad técnica, económica de instalar una quinta turbina en la CHFM con capacidad de 75 MW, pero también deja abierta la viabilidad de instalar una sexta con lo cual la capacidad de la central pudiese incrementar en 150 MW.

- 2.10 **Financiamiento del Proyecto.** El proyecto será financiado con aportes del FTL por US\$18.00 millones y con un cofinanciamiento de recursos propios por parte de ENEE de US\$18.827 millones; siendo un total de US\$36.827 millones.
- 2.11 **Componente 1: Modernización de la Central (US\$28,9 millones: US\$12 millones FTL y US\$16,8 millones ENEE).** Se financiarán obras y bienes relacionados con la modernización de la central de generación consistentes en: (i) desarrollo e instalación de un nuevo SCADA incorporando digitalización de información; (ii) reemplazo de equipos que han experimentado elevado nivel de desgaste y/o aquellos que no permitan una obtención de repuestos; (iii) modernización y ampliación de la subestación eléctrica existente con la finalidad de asegurar la confiabilidad del suministro de la central al SNI; y (iv) mejora de la instrumentación para asegurar la inserción de la central en el nuevo mercado eléctrico nacional.
- 2.12 **Componente 2: Desarrollo de estudios y diseños para el incremento de la capacidad de generación (US\$4 millones: US\$3,56 millones FTL y US\$0,44 millones ENEE).** Se realizarán estudios geológicos, geotécnicos para la instalación de la(s) nueva(s) unidades de generación en casa de máquinas¹⁰, diseños electromecánicos de los equipos de generación para trabajar en condiciones de alta fluctuación de potencia por elevada participación de ERV, estudios de interconexión eléctrica nacional y regional; estudios de impacto ambiental, estudios de evaluación para incremento de capacidad de la central y documentación para elaborar los documentos de licitación para las siguientes fases del proyecto¹¹.
- 2.13 **Componente 3: Desarrollo de capacidades del personal local de la planta y las unidades operativas existente y futuras (US\$2 millones FTL).** Capacitará personal para operar y mantener la planta en un nuevo mercado eléctrico nacional y regional. Potenciará el uso de las unidades de turismo, manejo de cuencas y se trabajará con la comunidad en el desarrollo de actividades productivas para fortalecer la gestión ambiental, social y climáticamente sostenible encaminadas a reducir la vulnerabilidad climática. Se desarrollará un programa de capacitación, sensibilización y mentoría para promover la participación femenina en diferentes áreas laborales de la central hidroeléctrica e implementará la política de género en esta central¹².
- 2.14 **Otros costos (US\$1,88 millones: US\$1,44 millones ENEE y US\$0,44 millones FTL).** Se financiarán los costos de supervisión técnica, ambiental, administración, auditoría e imprevistos de la operación.
- 2.15 **Resultados:** Como resultados del proyecto se espera: (i) incremento en la participación de fuentes renovables en la matriz de generación; (ii) mejora en la calidad y confiabilidad del suministro del servicio eléctrico; (iii) reducción de costos de operación y mantenimiento; (iv) viabilidad de la ampliación de la

¹⁰ Los trabajos de ingeniería civil para instalación de la quinta unidad son de beneficio para una sexta unidad. La nueva tubería de presión que alimentaría a la nueva unidad serviría tanto para la unidad cinco y seis.

¹¹ Se financian únicamente estudios técnicos de factibilidad para la futura expansión de capacidad de la central.

¹² A ser desarrollada en el marco de la Operación 4598/BL-HO; 4599/SX-HO.

CHFM analizada; (v) gestión operativa, financiera, ambiental y social de CHFM fortalecida; y (vi) unidad de turismo fortalecida con enfoque en las capacidades de las mujeres. El programa tendrá impacto sobre la participación de la ERV en la matriz energética al mantener el nivel promedio de generación del CHFM y al respaldar la penetración de las ERV, y por tanto evitando la emisión de Gases de Efecto Invernadero (GEI).

III. ASPECTOS TÉCNICOS Y CONOCIMIENTO DEL SECTOR

- 3.1 **Estrategia del Banco con el País (EBP).** El programa está alineado en la EBP 2019-2022 (GN-2944) a través del objetivo estratégico de mejorar la eficiencia, cobertura, calidad y sustentabilidad del servicio eléctrico. También es consistente con la Actualización de la Estrategia Institucional 2010-2020 (AB-3008), en particular con los desafíos de: (i) productividad e innovación, al promover la introducción de nuevas tecnologías y fuentes de energía en la matriz; e (ii) inclusión social e igualdad, con provisión de infraestructura inclusiva, y mejorando la calidad en el servicio, contribuyendo a la mejora de la calidad del servicio eléctrico. El programa contribuirá al marco de Resultados Corporativos 2016-2019 (GN-2727-6) mediante el indicador sobre la sostenibilidad de la capacidad de generación con fuentes renovables. La operación está alineada con el Marco Sectorial de Energía (GN-2830-8), con el área prioritaria de seguridad energética y sostenibilidad y eficiencia energética; con el Marco Sectorial de Cambio Climático (GN-2835-8) al promover las ER; con el Marco de Género y Diversidad (GN-2800-8); y con el Plan de la Alianza para la Prosperidad del Triángulo Norte (PAPTAN), específicamente, con el área de dinamización del sector productivo al apoyar el desarrollo de las actividades turísticas y de módulos comunitarios. El proyecto se alinea con los objetivos del FTL al extender la vida útil de tecnologías bajas en carbono.
- 3.2 Asimismo, el proyecto se alinea con el área transversal de cambio climático y sostenibilidad ambiental, así como con la Estrategia de Infraestructura Sostenible para la Competitividad y el Crecimiento Inclusivo (GN 2710-5), y con la Estrategia Integrada del BID de Mitigación y Adaptación al Cambio Climático y de Energía Sostenible y Renovable (GN-2609-1) al apoyar la modernización de infraestructura para satisfacer la demanda de energía en forma sostenible y que contribuirá a la reducción de emisiones de GEI.
- 3.3 **Estrategia del país con el sector:** A finales de 2013, el GdH inició un proceso de reforma del sector, adoptando medidas para asegurar su sostenibilidad financiera, eficiencia operativa y suficiencia de reafirmar su compromiso de impulsar la integración energética mesoamericana (§2.1). Asimismo, a través de su política enmarcada en la Visión de País 2010-2038 y el Plan de Nación 2010-2022, el GdH presenta sus estrategias y metas de prioridad nacional, en donde el sector energía¹³ identifica poder elevar al 80% la tasa de participación de ER en la matriz energética de generación eléctrica del país al año 2038. Bajo este contexto, el GdH pone especial énfasis en la generación hidroeléctrica, en

¹³ La generación eléctrica se considera como parte de los indicadores de Lineamiento Estratégico No. 8: Infraestructura Productiva dentro del Plan Nacional, presentando la periodicidad de incorporación de ER en la matriz de generación.

la cual deberá ser atendida continuamente durante la vigencia de dicho Plan Nacional.

- 3.4 **Experiencia del BID en el sector.** El BID tiene amplio conocimiento del sector eléctrico hondureño, derivado de su apoyo desde 1980, el BID cofinanció¹⁴ la construcción de la CHFM que fue considerado el financiamiento de infraestructura más importante en Honduras. El BID ha apoyado al GdH en el financiamiento de inversiones estratégicas y apoyo técnico en transmisión y distribución. El Banco está financiando la operación de Apoyo a la Integración de Honduras al MER (3103/BL-HO), la Rehabilitación y Repotenciación del Complejo Hidroeléctrico Cañaveral – Rio Lindo (3435/BL-HO), teniendo como ejecutor a la ENEE; y el acompañamiento al GdH en el proceso de reformas del sector, mediante las operaciones programáticas 3386/BL-HO, 3619/BL-HO y 4448/BL-HO. El banco ha venido brindando apoyo para fortalecer la capacidad del sistema nacional de transmisión de Honduras e integrarse con el MER. En 2018 se suscribieron los contratos: GRT/SX-16864-HO, 4598/BL-HO, y 4599/SX-HO. El BID también brinda apoyo al GdH en el proceso continuo de reforma y en la mejora de planificación y operación del sector. La cooperación técnica HO-T1296, actualmente en preparación, apoyará la elaboración y ejecución del presente proyecto. El Banco tiene experiencia en rehabilitación de otras centrales hidroeléctricas en la región, destacándose las de Furnas y Luis Carlos Barreto (2549/OC-BR) y *Passo Real e Itaubá* (2813/OC-BR), ambas en Brasil, Simón Bolívar-Guri (2429/OC-VE) en Venezuela, Peligre (1296/OP-HA) en Haití, Carlos Fonseca y Centroamérica (1933/BL-NI) en Nicaragua, con la Rehabilitación y Modernización de la Central Hidroeléctrica Acaray (4690/OC-PR) en Paraguay, y la Central Hidroeléctrica Binacional de Salto Grande (4694/OC-RG, 4695/OC-RG) en Uruguay y Argentina.

IV. RIESGOS AMBIENTALES Y ASPECTOS FIDUCIARIOS

- 4.1 **Aspectos Ambientales y Sociales.** Puesto que las actividades financiadas por la operación se limitan a la adquisición de bienes y el reemplazo y mantenimiento de equipos existentes, no hay obras civiles necesarias para las actividades financiadas, y dicha actividades no inducen ni generan impactos acumulativos que generen efectos a largo plazo, los potenciales riesgos e impactos serán de carácter local, temporal, y mitigables con acciones específicas, características correspondientes a las operaciones de “Categoría B” asignada a la operación.
- 4.2 Se desarrollará: (i) una Evaluación Ambiental y Social con un Plan de Gestión Ambiental y Social; (ii) una Evaluación de Seguridad de Presas; y (iii) una consulta pública con la participación de las partes interesadas en el área de influencia del proyecto.
- 4.3 **Aspectos fiduciarios.** Considerando las lecciones aprendidas durante la ejecución de préstamos anteriores con la ENEE, la administración y monitoreo del programa se ejecutará a través de su Unidad Coordinadora de Proyectos

¹⁴ El proyecto fue financiado por la banca multilateral incluyendo el Banco Mundial y el Banco Centroamericano de Integración Económica.

(UCP), tal como con los préstamos 3103/BL-HO y 3435/BL-HO, con supervisión externa para la ejecución de obras. Esta unidad tiene experiencia en compras y contrataciones y en ejecución financiera de proyectos con el Banco. El proyecto desarrollará capacidades de gestión social – ambiental y climáticamente sostenible.

- 4.4 **Riesgos.** Los principales riesgos de ejecución se asocian con el proceso de reforma y sus efectos en la reestructuración de la ENEE. Para ello, la Banca Multilateral de Desarrollo en su conjunto, están apoyando con asistencia técnica al país para asegurar una adecuada implementación del programa de reforma y buscar soluciones para mejorar la situación financiera de la ENEE. Desde el punto de vista técnico, también existe el riesgo que por el nivel de desgaste de los equipos requiera anticipar actividades de mantenimiento mayor y/o reemplazo a los equipos de generación, transmisión y de control. Para ello la ENEE ha identificado las inversiones que son requeridas y ha realizado las reservas presupuestarias para la sustitución de los elementos críticos del proyecto, mientras que el préstamo del Banco sea aprobado. Finalmente, se considera como riesgo la asignación oportuna de recursos de la contrapartida. Para mitigar este riesgo el equipo de la UCP revisará con el equipo financiero de ENEE la asignación de recursos presupuestales en los ejercicios de planificación anual y mantendrá un continuo seguimiento al cumplimiento de ejecución de recursos de contrapartida como lo ha realizado en operaciones cofinanciadas por ENEE.

V. RECURSOS Y CRONOGRAMA DE PREPARACIÓN

- 5.1 El Anexo V detalla el cronograma y los costos administrativos de preparación del proyecto. Se requerirán fondos administrativos para misiones y contratación de consultorías operativas por US\$93.660. Se estima distribuir la Propuesta para el Desarrollo de la Operación al Comité de Calidad y Riesgos a finales de febrero de 2020, y se presentará la Propuesta de Préstamo al Directorio en mayo de 2020.

CONFIDENCIAL

¹ 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

Operation Information

Operation		
HO-L1203 Modernization and studies for increasing the capacity of the Francisco Morazan Hydroelectric Power Plant		
Environmental and Social Impact Category	High Risk Rating	
B		
Country	Executing Agency	
HONDURAS	HO-ENEE - EMPRESA NACIONAL DE ENERGIA ELECTRICA	
Organizational Unit	IDB Sector/Subsector	
Energy	ENERGY EFFICIENCY AND RENEWABLE ENERGY IN END USE	
Team Leader	ESG Primary Team Member	
CARLOS ALBERTO JACOME MONTENEGRO	ROBERT PETER LANGSTROTH	
Type of Operation	Original IDB Amount	% Disbursed
Loan Operation	\$18,000,000	0.000 %
Assessment Date	Author	
29 Jan 2019	zacharyh	
Operation Cycle Stage	Completion Date	
ERM (Estimated)	18 Feb 2019	
QRR (Estimated)	25 Apr 2019	
Board Approval (Estimated)	23 Oct 2019	
Safeguard Performance Rating		
Rationale		

Safeguard Policy Items Identified

[B.1 Bank Policies \(Access to Information Policy– OP-102\)](#)

The Bank will make the relevant project documents available to the public.

[B.1 Bank Policies \(Disaster Risk Management Policy– OP-704\)](#)



Safeguard Policy Filter Report

The operation is in a geographical area exposed to [natural hazards \(Type 1 Disaster Risk Scenario\)](#). Climate change may increase the frequency and/or intensity of some hazards.

B.1 Bank Policies (Disaster Risk Management Policy– OP-704)

The sector of the operation is vulnerable to natural hazards. Climate change may increase the frequency and/or intensity of some hazards.

B.1 Bank Policies (Gender Equality Policy– OP-761)

The operation has the potential to affect negatively women or gender equality ([Negative gender impacts may include the following](#))

B.2 Country Laws and Regulations

The operation is expected to be in compliance with laws and regulations of the country regarding specific women's rights, the environment, gender and indigenous peoples (including national obligations established under ratified multilateral environmental agreements).

B.3 Screening and Classification

The operation (including [associated facilities](#)) is screened and classified according to its potential environmental impacts.

B.4 Other Risk Factors

The operation may be of high risk due to controversial environmental and associated social issues or liabilities.

B.5 Environmental Assessment Requirements

An environmental assessment is required.

B.6 Consultations

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 by women and men, (b) socio-culturally appropriate participation of indigenous peoples and (c) mechanisms for equitable participation by vulnerable groups.

B.7 Supervision and Compliance

The Bank is expected to monitor the executing agency/borrower's compliance with all safeguard requirements stipulated in the loan agreement and project operating or credit regulations.

B.10. Hazardous Materials

The operation has the potential to impact the environment and occupational health and safety due to the production, procurement, use, and/or disposal of hazardous material, including organic and inorganic toxic substances, pesticides and persistent organic pollutants (POPs).

B.11. Pollution Prevention and Abatement

The operation has the potential to pollute the environment (e.g. air, soil, water, greenhouse gases).

B.17. Procurement



Safeguard Policy Filter Report

Suitable safeguard provisions for the procurement of goods and services in Bank financed operations may be incorporated into project-specific loan agreements, operating regulations and bidding documents, as appropriate, to ensure environmentally responsible procurement.

Potential Safeguard Policy Items

[B.1 Bank Policies \(Gender Equality Policy– OP-761\)](#)

The operation will offer opportunities to promote [gender equality](#) or [women's empowerment](#).

Recommended Actions

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.

Additional Comments

[No additional comments]



Safeguard Screening Form

Operation Information

Operation		
HO-L1203 Modernization and studies for increasing the capacity of the Francisco Morazan Hydroelectric Power Plant		
Environmental and Social Impact Category	High Risk Rating	
B		
Country	Executing Agency	
HONDURAS	HO-ENEE - EMPRESA NACIONAL DE ENERGIA ELECTRICA	
Organizational Unit	IDB Sector/Subsector	
Energy	ENERGY EFFICIENCY AND RENEWABLE ENERGY IN END USE	
Team Leader	ESG Primary Team Member	
CARLOS ALBERTO JACOME MONTENEGRO	ROBERT PETER LANGSTROTH	
Type of Operation	Original IDB Amount	% Disbursed
Loan Operation	\$18,000,000	0.000 %
Assessment Date	Author	
29 Jan 2019	zacharyh	
Operation Cycle Stage	Completion Date	
ERM (Estimated)	18 Feb 2019	
QRR (Estimated)	25 Apr 2019	
Board Approval (Estimated)	23 Oct 2019	
Safeguard Performance Rating		
Rationale		

Operation Classification Summary

Overriden Rating	Overriden Justification
Comments	



Safeguard Screening Form

Conditions / Recommendations

Category "B" operations require an environmental analysis (see Environment Policy Guideline: Directive B.5 for Environmental Analysis requirements)

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. 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.

Summary of Impacts / Risks and Potential Solutions

Generation of solid waste is [moderate](#) in volume, does not include [hazardous materials](#) and follows standards recognized by multilateral development banks.

Solid Waste Management: 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.

Likely to have [minor](#) to [moderate](#) emission or discharges that would negatively affect [ambient environmental conditions](#).

Management of Ambient Environmental Conditions: The borrower should be required to prepare an action plan (and include it in the ESMP) that indicates how risks and impacts to ambient environmental conditions can be managed and mitigated consistent with relevant national and/or international standards. The borrower should (a) consider a number of factors, including the finite assimilative capacity of the environment, existing and future land use, existing ambient conditions, the project's proximity to ecologically sensitive or protected areas, and the potential for cumulative impacts with uncertain and irreversible consequences; and (b) promote strategies that avoid or, where avoidance is not feasible, minimize or reduce the release of pollutants, including strategies that contribute to the improvement of ambient conditions when the project has the potential to constitute a significant source of emissions in an already degraded area. The plan should be subject to review by qualified independent experts. Depending on the financial product, this information should be referenced in appropriate legal documentation (covenants, conditions of disbursement, etc.).

Potential to introduce conditions that restrict the participation of women or men based on pregnancy, maternity/paternity, marital status

Incorporation of gender analysis into its social impact and risk assessments: Where project has the potential to introduce conditions that restrict the participation of women or men based on pregnancy, maternity/paternity, marital status, project preparation and implementation should include specific analysis and consultation regarding these issues and the social impact and risk assessment and associated mitigation framework must address them specifically. The mitigation framework will be referenced in the legal documentation (covenants, conditions of disbursement, etc.), require regular reporting, frequent and independent monitoring, and independent review of implementation.

Potential to introduce unpaid work unevenly between men and women (volunteer work or community participation).

Incorporation of gender analysis into its social impact and risk assessments: Where project has the potential to introduce unpaid work unevenly between men and women (volunteer work or community participation), project preparation and implementation should include specific analysis and consultation regarding these issues and the social impact and risk assessment and associated mitigation framework must address them specifically. The mitigation framework will be referenced in the legal documentation (covenants, conditions of disbursement, etc.), require regular reporting, frequent and independent monitoring, and independent review of implementation.

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.

Monitor hazardous materials use: 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.

The project is located in an area prone to [droughts](#) and the likely severity of the impacts to the project is [moderate](#).

A Disaster Risk Assessment, that includes a Disaster Risk Management Plan (DRMP) may be necessary, depending on the complexity of the project and in cases where the vulnerability of a specific project component may compromise the whole operation. The DRMP should propose measures to manage or mitigate these risks to an acceptable level. The measures should consider both the risks to the project, and the potential for the project itself to exacerbate risks to people and the environment during construction and operation. The measures should include risk reduction (siting and engineering options), disaster risk preparedness and response (contingency planning, etc.), as well as financial protection (risk transfer, retention) for the project. They should also take into account the country's disaster alert and prevention system, general design standards and other related regulations.

The project is located in an area prone to [hurricanes](#) or other [tropical storms](#) and the likely severity of the impacts to the project is [moderate](#).

A Disaster Risk Assessment, that includes a Disaster Risk Management Plan (DRMP), may be necessary, depending on the complexity of the project and in cases where the vulnerability of a specific project component may compromise the whole operation. The DRMP should propose measures to manage or mitigate these risks to an acceptable level. The measures should consider both the risks to the project, and the potential for the project itself to exacerbate risks to people and the environment during construction and operation. The measures should include risk reduction (siting and engineering options), disaster risk preparedness and response (contingency planning, etc.), as well as financial protection (risk transfer, retention) for the project. They should also take into account the country's disaster alert and prevention system, general design standards and other related regulations.

The project is located in an area prone to [inland flooding](#) and the likely severity of the impacts to the project is [moderate](#).

A Disaster Risk Assessment, that includes a Disaster Risk Management Plan (DRMP), may be necessary, depending on the complexity of the project and in cases where the vulnerability of a specific project component may compromise the whole operation. The DRMP should propose measures to manage or mitigate these risks to an acceptable level. This must take into consideration changes in the frequency and intensity of intensive rainfall and in the patterns of snowmelt that could occur with climate change. The DRMP includes risk reduction measures (siting and engineering options), disaster risk preparedness and response (contingency planning, etc.), as well as the financial protection (risk transfer, retention) of the project. The DRM Plan takes into account existing vulnerability levels and coping capacities, the area's disaster alert and prevention system, general design standards, land use regulations and civil defense recommendations in flood prone areas. However, the options and solutions are sector- and even case-specific and are selected based on a cost analysis of equivalent alternatives.

The project is located in an area prone to [landslides](#) and the likely severity of the impacts to the project is [moderate](#).

A Disaster Risk Assessment, that includes a Disaster Risk Management Plan (DRMP), may be necessary, depending on the complexity of the project and in cases where the vulnerability of a specific project component may compromise the whole operation. The DRMP should propose measures to manage or mitigate these risks to an acceptable level. The measures should consider both the risks to the project, and the potential for the project itself to exacerbate risks to people and the environment during construction and operation. The measures should include risk reduction (siting and engineering options), disaster risk preparedness and response (contingency planning, etc.), as well as financial protection (risk transfer, retention) for the project. They should also take into account the country's disaster alert and prevention system, general design standards and other related regulations.

The project is located in an area prone to [earthquakes](#) and the likely severity of impacts to the project is [moderate](#).



Safeguard Screening Form

A Disaster Risk Assessment, that includes a Disaster Risk Management Plan (DRMP), may be necessary, depending on the complexity of the project and in cases where the vulnerability of a specific project component may compromise the whole operation. The DRMP should propose measures to manage or mitigate these risks to an acceptable level. The measures should consider both the risks to the project, and the potential for the project itself to exacerbate risks to people and the environment during construction and operation. The measures should include risk reduction (siting and engineering options), disaster risk preparedness and response (contingency planning, etc.), as well as financial protection (risk transfer, retention) for the project. They should also take into account the country's disaster alert and prevention system, general seismic design standards and other related regulations.

Disaster Risk Summary

Disaster Risk Level

B

Disaster / Recommendations

Disaster Summary

Details

Actions

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.

Estrategia Ambiental y Social (EAS)	
Nombre de la Operación	Modernización y estudios para el incremento de capacidad de la Central Hidroeléctrica Francisco Morazán
Número de la Operación	HO-L1203
Preparado por	Zachary Hurwitz, VPS/ESG
Detalles de la Operación	
Sector del BID	Energía
Tipo de Operación	Préstamo de Inversión
Clasificación Ambiental y Social	B
Indicador de Riesgo de Desastres ¹	Moderado
Prestatario	República de Honduras
Agencia Ejecutora	Empresa Nacional de Energía Eléctrica (ENEE)
Préstamo BID US\$ (y costo total del proyecto)	Fondo de Tecnología Limpia: US\$18.000.000 (costo total US\$36.827.000)
Políticas/Directrices Asociadas	OP-102, OP-703 (B.1, B.2, B.3, B.4, B.5, B.6, B.7, B.9, B.10, B.11, B.17), OP-704, OP-761
Descripción de la Operación	
<p>La presente operación contempla financiar actividades relacionadas con la modernización de la Represa Hidroeléctrica Francisco Morazán (conocida localmente como “El Cajón”). No hay obras civiles necesarias para realizar las actividades, sino la adquisición e instalación de equipamiento eléctrico, electrónico y electromecánico, incluyendo:</p> <p>Las actividades a ser financiadas por el Componente I consisten en: (i) desarrollo e instalación de un nuevo SCADA incorporando digitalización de información; (ii) reemplazo de equipos de la represa, incluyendo gobernadores de unidades principales y auxiliares, sistemas de protección, instrumentación electromecánica para la central, instrumentación y software de presa, y sistemas de comando; (iii) la modernización y ampliación de la subestación eléctrica existente, incluyendo el suministro de transformadores de potencial inductivos en 230 kV, para reemplazar los existentes que se encuentran instalados en cada una de las unidades U1, U2, U3 y U4 actuales, el suministro de pararrayos para ser instalados en cada una de las salidas de líneas de transmisión existentes en 230 kV, el suministro, instalación de conductores, conectores de tipo Termo Weld y derivaciones de cobre para ampliar el sistema de puesta a tierra, la instalación de cableado del equipo nuevo tanto en la yarda como en la sala de control, el suministro e instalación de estructuras mayores y menores, el suministro e instalación de cuchillas desconectores con puesta y sin puesta a tierra en 230 kV, el suministro de seccionadores tripolares en 230 kV para reemplazar las actuales que se encuentran ubicadas en cada una de las unidades U1, U2, U3 y U4, y la instalación de transformadores de corriente y de voltajes de acople; y (iv) la construcción de un nuevo sistema de control, manejo de bases de datos, digitalización de información, comunicación e instrumentación para asegurar la inserción de la central en el nuevo mercado eléctrico nacional.</p> <p>Componente II financia la realización de estudios relacionados con el posible aumento de la capacidad de generación (instalación de la 5ta y/o 6ta turbina), que vendrán en una etapa futura, incluyendo estudios geológicos, geotécnicos, diseños electromecánicos de los equipos de generación para trabajar en condiciones de alta fluctuación de potencia por elevada participación de energías renovables, estudios de interconexión eléctrica nacional y regional, y estudios de impacto socioambiental y documentación para elaborar los documentos de licitación para las siguientes fases del proyecto.</p> <p>Componente III financia la capacitación de personal para operar y mantener la planta en un nuevo mercado eléctrico nacional y regional, incluyendo potenciar el uso de las unidades de turismo, manejo de cuencas y trabajo con la comunidad en el desarrollo de actividades productivas para fortalecer la gestión ambiental, social y climáticamente sostenible encaminada a reducir la vulnerabilidad climática.</p>	

¹ La clasificación de riesgo de desastres se aplica al escenario de riesgo tipo 1 (cuando es probable que el proyecto esté expuesto a riesgos naturales debido a su ubicación geográfica).

La Represa Hidroeléctrica Francisco Morazán está ubicada en el Río Comayagua, a 230 km de la ciudad de Tegucigalpa (Figura 1), que entró en operación en el año 1986. La represa fue financiada por el BID entre los años 1980-1985. La capacidad instalada del complejo es de 300 MW. La represa cuenta con una presa de concreto de arco de doble curvatura de 226 metros de altura, la sexta más alta del hemisferio occidental; un embalse con un área de 94 km² con capacidad de regulación plurianual de 5,700 millones de metros cúbicos construidos para almacenamiento de energía y control de inundaciones de los ríos Humuya y Sumaco; una casa de máquinas tipo pie de presa, donde se encuentran actualmente instaladas 4 turbinas tipo Francis de 75 MW cada una. La central fue diseñada para instalar 4 unidades de generación adicionales, lo cual representaría una generación de 300MW adicionales, y potencialmente generaría cambios en la cota del embalse y/o en los caudales erogados aguas abajo. La represa cuenta además con un sistema de transmisión de 230 kV, integrado por unos 2 km de líneas de transmisión, la mayoría de las cuales son subterráneas, y una estación transformadora.

El área de influencia ambiental y social de las actividades a ser financiadas por la presente operación contempla el predio existente alrededor de la casa de máquinas, el de la subestación asociada a la represa, y el caudal reducido aguas abajo de la represa (Figura 2). Las actividades tomarán lugar únicamente en la presa central, el vertedero, la casa de máquinas y la estación transformadora. Ninguna actividad será realizada ni en el embalse ni en el área de caudal reducido aguas debajo de la represa. Las actividades contempladas para la subestación no requieren de una ampliación de su predio.

Como contexto socioambiental general, la adquisición de tierra para la construcción de la Represa Francisco Morazán en la década 1980 causó un desplazamiento y reasentamiento involuntario aguas arriba de la represa estimado en 4.700 personas. Además, los predios de la Represa Hidroeléctrica Francisco Morazán, incluyendo la casa de máquinas, área de caudal reducido aguas abajo, y el entorno del embalse de la represa, están protegidos nacionalmente como un “Reserva de Recursos”, así gozando de un estado de conservación y uso sostenible. No se realizó un Estudio de Impacto Ambiental y Social para la construcción y operación de la Represa Hidroeléctrica Francisco Morazán.

El Río Comayagua forma parte de la cuenca del Río Ulúa, una de las más significantes para Honduras, abarcando 22.817 km². Aguas abajo de la Represa Hidroeléctrica Francisco Morazán está la represa hidroeléctrica La Vegona (23,8 MW), que aprovecha las aguas reguladas del río. Las poblaciones más cercanas son los poblados de Torre y Santa Lucía, que se caracterizan como áreas de alta producción agropecuaria, la actividad principal de la población. Las actividades financiadas por la presente operación conllevan el riesgo que se generen residuos líquidos y sólidos que podrían contaminar al Río Comayagua y afectar poblaciones aguas abajo que usan el río para la pesca y actividades turísticas; sin embargo, con la puesta en práctica de procedimientos estándares de la industria para la gestión de residuos, este riesgo será adecuadamente mitigado.

El periodo de ejecución de la operación será de cuatro años, entre 2020-2023. No hay necesidad de obras auxiliares, pues la ENEE aprovechará de los predios y caminos de acceso existentes para transportar e instalar los bienes y materiales. Se estima que un máximo de 280 trabajadores sea requerido para las actividades, y estos provendrán de las ciudades cercanas donde habitan.

Riesgos e Impactos ESHS Potenciales Clave

Debido a que las actividades financiadas por la operación se limitan a la adquisición de bienes y el reemplazo y mantenimiento de equipos existentes, no hay obras civiles necesarias para las actividades financiadas, y porque las actividades financiadas no inducen ni generan impactos acumulativos a ser considerados como efectos a largo plazo, los potenciales riesgos e impactos clave serán de carácter local, temporal, y mitigables a través de acciones específicas, características correspondientes a las operaciones de “Categoría B” asignada a la operación. Los posibles impactos y riesgos de las actividades están relacionados con: (i) la generación de ruido durante la instalación de los equipos; (ii) la contaminación del suelo y de recursos hídricos por posibles derrames de residuos líquidos como aceites y gasolina; (iii) el riesgo de accidentes de salud y seguridad ocupacional relacionado al manejo, transporte, e instalación de los equipos; (iv) la generación de residuos sólidos, posiblemente incluyendo el asbestos durante el desmontaje de barras de bobinado estatístico de los transformadores; y (v) durante la operación de la represa, la vulnerabilidad de trabajadores y poblaciones

locales aguas abajo a inundaciones provocados por posibles fallas de seguridad estructural en la infraestructura existente.

La debida diligencia verificará que las actividades de la operación no generarán cambios en el nivel del embalse a causa de la instalación de equipos, y que las actividades de la operación no ocasionarán tampoco reasentamiento físico ni económico dado que el cambio de equipo se efectuará dentro de las instalaciones actuales. No existen dentro del área del proyecto pueblos indígenas o comunidades tradicionales.

La ENEE cuenta con una Dirección de Medio Ambiente (DMA) que contiene 16 personas y está organizada en siete áreas: (i) Área de Planeación y Evaluación de Gestión; (ii) Unidad de Estudios Ambientales; (iii) Unidad de Desarrollo Social; (iv) Unidad de Supervisión de Proyectos; (v) Unidad de Control y Seguimiento; (vi) Unidad de Sistemas de Información Geográfica; y (vii) Asesoría Legal.

Los predios de la represa presentan riesgos de inundación durante épocas de alivio de la represa y/o de lluvias. La represa juega un papel importante en la gestión de inundaciones en la cuenca del Río Comayagua, y aunque sea poco probable que las actividades a ser financiadas estén expuestas al riesgo de inundación, el nivel de su exposición puede aumentar debido a los efectos del cambio climático y el deterioro del uso del suelo en la región. Por esta razón, el riesgo de desastre natural Tipo 1 se considera como “moderado”.

Aunque las actividades de la operación en sí no aumentan el nivel de vulnerabilidad al riesgo de desastre natural Tipo 2, este riesgo también se considera como “moderado”, debido a que la edad de la infraestructura existente representa un pasivo ambiental que podría aumentar la vulnerabilidad de los trabajadores de la represa y poblaciones aguas abajo a las inundaciones.

Vacios de Información y Estrategia de Análisis

Evaluación Ambiental y Social. Esta operación se elabora bajo el formato denominado como de “obras específicas”, por lo que es necesario elaborar para el proyecto una Evaluación Ambiental y Social (EAS), y un Plan de Gestión Ambiental y Social (PGAS). La EAS debería incluir analices específicos sobre los previsible impactos de las actividades a ser financiadas en los recursos hídricos y hábitats naturales, una confirmación de la exclusión de impactos sociales aguas arriba y abajo, y un resumen de los pasivos socioambientales históricos, y existentes, en el caso de haber, en la Represa Hidroeléctrica Francisco Morazán. El PGAS debería proponer medidas de mitigación específicas para los impactos y riesgos analizados.

Debido a que las actividades toman lugar dentro del predio existente y que se ha detectado un riesgo moderado de desastres naturales, no está prevista como parte de la EAS la elaboración de una Evaluación de Riesgo de Desastres (ERD) Tipo 2.

Con el apoyo del BID, la ENEE se encuentra desde noviembre del 2018 en proceso de realizar la EAS y el PGAS. Una versión preliminar, apta para ser publicada, estará entregada al BID a inicios de febrero, antes de la misión de análisis.

Evaluación de Seguridad de Presas. Aunque el BID carece de una política formal sobre seguridad de presas, debido a la edad de la infraestructura existente de la Represa Hidroeléctrica Francisco Morazán, la operación debería cumplir con las mejores prácticas internacionales en este ámbito a través de la elaboración de una Evaluación de Seguridad de Presas que cumple con la Norma Ambiental y Social 4, Anexo I del Banco Mundial. La Evaluación de Seguridad de Presas debería contener, por lo menos, los siguientes cinco aspectos:

1. *Un análisis actual de la seguridad de la presa* que contenga la revisión del diseño y construcción de la presa, una evaluación de la presa y de sus elementos adjuntos, y su historial de desempeño correspondiente.
2. *Un plan para la supervisión de la construcción y el aseguramiento de calidad.* Este plan estipulará los detalles de la organización, los niveles de personal, los procedimientos, los equipos y las cualificaciones para la supervisión de la construcción de una nueva presa o de trabajos de reparación de las presas existentes. Para una presa que no sea de almacenamiento de agua⁷, este plan tiene en cuenta el período

de construcción generalmente prolongado, que cubre los requisitos de supervisión a medida que la presa crece en altura, junto con los cambios que se produzcan en la construcción de materiales o en las características del material predominante durante un período de años. Este plan se preparará y presentará al Banco durante la preparación del proyecto.

3. *Un plan de instrumentación.* Es un plan detallado para el establecimiento de instrumentos para supervisar y registrar la conducta de las presas y los factores hidrometeorológicos, estructurales y sísmicos.
4. *Un plan de operación y mantenimiento (O&M).* Este plan estipulará los detalles de la estructura organizativa, la dotación de personal, el conocimiento especializado técnico y la capacitación necesaria; los equipos e instalaciones necesarios para operar y mantener la presa; los procedimientos de O&M; y los acuerdos para financiar la O&M, incluido el mantenimiento a largo plazo y las inspecciones de seguridad.
5. *Lineamientos para un plan de acción durante emergencias (PADE).* Este plan especificará los roles de las partes responsables cuando se considera que una falla en una presa es inminente o cuando la liberación del flujo operativo que se espera amenaza la vida, las propiedades o las operaciones económicas que dependen de los niveles de flujo de los ríos. Incluirá los siguientes elementos: enunciados claros sobre la responsabilidad en la toma de decisiones en relación con las operaciones de la presa y para las comunicaciones de emergencia relacionadas; mapas que ilustran los niveles de inundación para diferentes condiciones de emergencia; características del sistema de advertencia de inundaciones; y procedimientos para evacuar áreas amenazadas y para movilizar fuerzas y equipos de emergencia. El plan para las comunicaciones de emergencia incluirá el mecanismo a través del cual se informará a las comunidades potencialmente afectadas. El Organismo Ejecutor deberá entregar los lineamientos para realizar el PADE antes de OPC. La versión final del PADE mismo será realizada durante la ejecución de la operación, entregada previo al primer desembolso.

La ENEE ya realiza inspecciones anuales de la situación actual de la seguridad de la Represa Hidroeléctrica Francisco Morazán, la última habiendo tomado lugar en el año 2018. El informe de dicha inspección cumple con el primer aspecto anteriormente mencionado de la Política de Seguridad de Presas del Banco Mundial; sin embargo, debido a la inexistencia de los planes asociados, habrá una brecha actualmente con los requisitos de dicha política, por lo que se requiere realizar los respectivos planos. Una firma consultora será contratada por el BID para elaborar los planes mencionados, una versión preliminar de los cuales serán publicados antes de OPC.

Consultas públicas. No se ha realizado todavía ninguna consulta significativa (siguiendo formato BID) para esta operación. Tampoco se cuenta con un Sistema de Gestión de Reclamos. La ENEE presentará el cronograma y plan de consulta para su realización antes de la misión de análisis. Las consultas deberían incluir a los trabajadores de la Represa Hidroeléctrica Francisco Morazán tanto como al público en general que pueda incluir partes interesadas. Entre las actividades de mitigación a incluir en el PGAS a este respecto, se encontrarán un Plan de Consultas, un Plan de Relacionamiento con Partes Interesadas, y un Mecanismo de Gestión de Quejas y Reclamos, a ser ejecutados por la ENEE.

Publicación de los documentos. Las versiones aptas para publicación de la EAS, el PGAS, y la Inspección de la Seguridad de Presas del 2018, estarán disponibles previo a la misión de análisis prevista inicialmente para febrero de 2019, y serán divulgadas al público en las páginas del BID y de la ENEE siguiendo lo establecido en la política de acceso a información (OP-102). Las versiones finales de estos documentos, además de una Evaluación de Seguridad de Presas contemplando los planes de gestión asociados, deberán ser publicados, a más tardar, unas semanas antes de OPC.

Componente 2. Debido a que la operación financiará la realización de estudios relacionados con el posible aumento de la capacidad de generación (instalación de la 5ta y/o 6ta turbina) que vendrán en una etapa futura, se asegurará que dichos estudios se realicen con los alcances adecuados y que cumplan con los requisitos de las políticas de salvaguardias ambientales y sociales del BID. Si el Organismo Ejecutor decidiera solicitar una

nueva operación del BID para financiar la expansión de la capacidad de generación, se requeriría una nueva Evaluación de Impacto Ambiental y Social y Plan de Gestión Ambiental y Social en base al alcance de las obras y actividades concebidas para dicha expansión, y la nueva operación sería sometida al proceso de categorización y debida diligencia ambiental y social del BID.

Para ver el detalle de cronograma y recursos tentativos, ver tabla incluida en el Apéndice II.

Oportunidades para adicionalidad del BID

Debido a la edad de la infraestructura existente, la aplicación tanto de las mejores prácticas internacionales en el tema de seguridad de presas como la aplicación de la evaluación y gestión del riesgo de inundaciones presenta una oportunidad para adicionalidad del BID en el ámbito de mitigar los riesgos de desastres naturales y del cambio climático en la Represa Hidroeléctrica Francisco Morazán y en la cuenca del Río Comayagua.

Cuadro Anexo: Operación bajo Cumplimiento de Políticas de Salvaguardias del BID

Ver anexo.

Apéndices adicionales

Ver anexo.

Apéndice 1: Mapas

Apéndice 2 (opcional): Cronograma para el desarrollo de los documentos ESHS

Tabla: Cumplimiento de la Operación con las Políticas de Salvaguardias del BID

Políticas / Directrices	Política / Directriz aplicable?	Fundamentos de Políticas/Directrices Pertinentes	Acciones Requeridas durante Preparación y Análisis
OP-703 Política de Medio Ambiente y Cumplimiento de Salvaguardias			
B.2 Legislación y Regulaciones Nacionales	Sí	La ENEE está en proceso de obtener la licencia ambiental y social nueva de la autoridad correspondiente. Se estima que la licencia estará otorgada durante la segunda mitad del 2019.	La Agencia Ejecutora deberá informar al Banco cuando haya obtenido la nueva licencia pertinente.
B.3 Preevaluación y Clasificación	Sí	Se ha propuesto la categoría B para el programa debido al reemplazo de componentes electromecánicos. Sus posibles principales impactos ambientales y sociales negativos, como son la generación de residuos y el ruido, y los impactos sobre la salud y seguridad ocupacional, podrían ser mitigados mediante la aplicación de medidas estándar ya utilizadas en el sector.	Se reevaluará la clasificación antes y durante la misión de análisis.
B.4 Otros Factores de Riesgo	Sí	El Organismo Ejecutor posee una División de Medio Ambiente compuesto por especialistas con suficiente experiencia en temas sociales y ambientales. Se plantea un plan de capacitación para fortalecer la experiencia de esta área en salvaguardas sociales y ambientales del BID. Nunca fue desarrollado un Estudio de Impactos Ambientales y Sociales para la Represa Hidroeléctrica Francisco Morazán. Se requiere analizar los pasivos ambientales y sociales históricos	Conseguir antes de la misión de análisis una adecuada y ágil colaboración entre la División de Medio Ambiente de la ENEE, el consultor ambiental y social contratado, y el equipo BID para conseguir entregar la documentación ambiental y social requerida en forma y plazo. Fortalecer la capacidad de los equipos ambientales y sociales del Organismo Ejecutor mediante talleres antes del inicio de las actividades con el fin de asegurar su adecuada supervisión durante la fase de ejecución de la operación.

Políticas / Directrices	Política / Directriz aplicable?	Fundamentos de Políticas/Diretrizes Pertinentes	Acciones Requeridas durante Preparación y Análisis
		y actuales de la represa, y mitigar cualquier pasivo existente a través de un Plan de Acción Correctiva, si fuera necesario.	El Organismo Ejecutor deberá remitir, como parte de la Evaluación Ambiental y Social (EAS) y Plan de Gestión Ambiental y Social (PGAS), un Informe de Pasivos Socioambientales, acompañado por un Plan de Acción Correctiva en caso de haber pasivos existentes, que será publicado antes de la misión de análisis.
B.5 Requisitos de Evaluación y Planes Ambientales	Sí	Será necesario que el Organismo Ejecutor remita una Evaluación Ambiental y Social de las actividades a financiar y una Evaluación de Seguridad de Presas.	El Organismo Ejecutor deberá remitir la Inspección de Seguridad de Presas del 2018 y la Evaluación Ambiental y Social antes de la misión de análisis. El BID contratará a una firma consultora para apoyar al Organismo Ejecutor en la elaboración de los planes respectivos de una Evaluación de Seguridad de Presas, que será entregada y publicada como documento final previo a OPC.
B.5 Requisitos de Evaluación y Planes Sociales (incluyendo un Plan de Restauración de Medios de Subsistencia ²)	No	Como no se encuentran poblaciones humanas dentro del área de influencia ambiental y social (los límites de los predios existentes de la Represa Hidroeléctrica Francisco Morazán), no es requerido que la Evaluación Ambiental y Social contenga una línea base social ni un Plan de Restauración de Medios de Subsistencia.	-
B.6 Consultas	Sí	Se deberán realizar las consultas con las partes interesadas por las actividades propuestas. Como no se encuentran	El Organismo Ejecutor enviará al BID la programación de fechas y la metodología de realización (incluidos mapas de actores) de

² OP-703 se aplica cuando los impactos en los medios de vida no son significativos y no conducen al desplazamiento físico (ver *Orientación transitoria en los instrumentos para Desplazamiento, Desplazamiento Económico y Pérdidas Económicas bajo OP-710 y OP-703* (TG-005) para más información)

Políticas / Directrices	Política / Directriz aplicable?	Fundamentos de Políticas/Directrices Pertinentes	Acciones Requeridas durante Preparación y Análisis
		poblaciones humanas dentro del área de influencia ambiental y social (los límites de los predios existentes de la Represa Hidroeléctrica Francisco Morazán), las consultas deberían incluir a los trabajadores de la represa, tanto como al público en general que pueda incluir partes interesadas. Durante las consultas, se presentarán las versiones preliminares de la EAS y de la Inspección de Seguridad de Presas, y cualquier información adicional obtenida mediante las consultas debería servir como insumo para las versiones finales de estos documentos.	consultas significativas a realizar (siguiendo formato BID). Entre las actividades de mitigación a incluir en el PGAS se encontrarán tanto un Plan de Consultas, un Plan de Relacionamiento con Partes Interesadas, y un Mecanismo de Gestión de Quejas y Reclamos.
B.7 Supervisión y Cumplimiento	Sí	El Banco realizará misiones de supervisión para monitorear el cumplimiento con lo establecido en el acuerdo de préstamo y PGAS del proyecto.	Se verificarán los costos y responsabilidades de implementación del PGAS unas semanas antes de OPC.
B.8 Impactos Transfronterizos	No	El proyecto no se localiza en un área fronteriza.	-
B.9 Hábitats Naturales	Sí	El proyecto se localiza en el Río Comayagua, y la represa y el embalse juntos forman un importante hábitat acuático protegido nacionalmente como “Reserva de Recursos”. La EAS deberá analizar las afectaciones directas e indirectas a áreas naturales, con especial atención a los recursos hídricos.	Se verificará que la EAS presentada incluya la realización de estudios específicos sobre los previsibles impactos del proyecto en hábitats naturales, incluyéndose en el PGAS las medidas de mitigación necesarias en el caso de requerirse.
B.9 Especies Invasoras	No	En las medidas de mitigación incluidas en el PGAS, no se incluirán actividades de reforestación con especies invasivas.	La EAS y PGAS deberán incluir una descripción de este aspecto.

Políticas / Directrices	Política / Directriz aplicable?	Fundamentos de Políticas/Directrices Pertinentes	Acciones Requeridas durante Preparación y Análisis
B.9 Sitios Culturales	No	No están previstas afectaciones a sitios culturales. La EAS verificará la exclusión de potenciales impactos y riesgos a sitios culturales.	-
B.10 Materiales Peligrosos	Sí	Las actividades implicarán el manejo de equipos y maquinaria con contenido de aceites y otros materiales peligrosos.	Se verificará que los PGAS incluyan medidas para el manejo adecuado de dichas sustancias.
B.11 Prevención y Reducción de la Contaminación	Sí	Las actividades por realizar previsiblemente generarán residuos sólidos y líquidos y provocarán ruidos, así como existe un riesgo de contaminación de las aguas del Río Comayagua.	Se verificará que los PGAS incluyan medidas para la reducción de la contaminación durante la instalación y operación de los equipos, con especial atención a minimizar las afectaciones relacionadas con generación de residuos sólidos, ruidos, y contaminación de las aguas.
B.12 Proyectos en Construcción	No	La operación no se encuentra en construcción.	-
B.13 Préstamos de Política e Instrumentos Flexibles de Préstamo	No	La operación no será un préstamo de política, operación de intermediación financiera (FI), préstamo basado en criterios de desempeño ni enfoques sectoriales.	-
B.14 Préstamos Multifase o Repetidos	No	Esta operación no es una segunda fase respecto de otra operación.	-
B.15 Operaciones de Cofinanciamiento	No	El BID es el financiador único de la operación.	-
B.16 Sistemas Nacionales	No	Esta operación no utilizará los sistemas de salvaguardias nacionales.	-
B.17 Adquisiciones	Sí	Requisitos ambientales, sociales y de salud y seguridad deben ser incluidos en los contratos y subcontratos.	Se solicitará que el reglamento operativo incluya requisitos ambientales, sociales y de salud y seguridad ocupacional para ser incorporados en los pliegos de licitación.
OP-704 Política de Gestión del Riesgo de Desastres Naturales			
A.2 Análisis y gestión de escenario de riesgos tipo 2.	Sí	Existe riesgo de inundación aguas debajo de la Represa Hidroeléctrica Francisco Morazán.	-

Políticas / Directrices	Política / Directriz aplicable?	Fundamentos de Políticas/Diretrizes Pertinentes	Acciones Requeridas durante Preparación y Análisis
		El riesgo tipo 2 (exacerbación del riesgo por causas del proyecto) se considera “moderado,” debido a que la edad de la infraestructura existente representa un pasivo ambiental que podría aumentar la vulnerabilidad de los trabajadores de la represa y las poblaciones aguas abajo a las inundaciones. Sin embargo, como las actividades serán ejecutadas dentro del predio existente, no será realizada una evaluación específica.	
A.2 Gestión de contingencia (Plan de respuesta a emergencias, plan de seguridad y salud de la comunidad, plan de higiene y seguridad ocupacional).	Sí	Los riesgos de inundación son controlables con la implementación de un Plan de Acción Durante Emergencias (PADE) y buenas prácticas laborales.	Se verificará que tanto el PGAS de la EAS como la Evaluación de Seguridad de Presas incluyan elementos para la gestión de contingencias durante la instalación de equipos, así como de prevención de accidentes durante la operación de la Represa Hidroeléctrica Francisco Morazán.
OP-710 Política Operativa sobre Reasentamiento Involuntario			
Minimización del Reasentamiento	No	Como no se encuentran poblaciones humanas dentro del área de influencia ambiental y social (los límites de los predios existentes de la Represa Hidroeléctrica Francisco Morazán), la operación no implica ni desplazamiento físico ni económico, por lo cual, no se activa la política OP-710.	
Consultas del Plan de Reasentamiento			
Análisis del Riesgo de Empobrecimiento			
Requerimiento para el Plan de Reasentamiento y/o Marco de Reasentamiento			
Requerimiento de Programa de Restauración del Modo de Vida ³			

³ OP-703 se aplica cuando los impactos en los medios de vida no son significativos y no conducen al desplazamiento físico (ver *Orientación transitoria en los instrumentos para Desplazamiento, Desplazamiento Económico y Pérdidas Económicas bajo OP-710 y OP-703* (TG-005) para más información)

Políticas / Directrices	Política / Directriz aplicable?	Fundamentos de Políticas/Diretrizes Pertinentes	Acciones Requeridas durante Preparación y Análisis
Consentimiento (Pueblos Indígenas y otras Minorías Étnicas Rurales)			
OP-765 Política Operativa sobre Pueblos Indígenas			
Requerimiento de Evaluación Sociocultural	No	Como no se encuentran poblaciones humanas dentro del área de influencia ambiental y social (los límites de los predios existentes de la Represa Hidroeléctrica Francisco Morazán), la operación no implica impactos ni riesgos sobre Pueblos Indígenas, por lo cual, no se activa la política OP-765.	-
Negociaciones de Buena Fe y documentación adecuada			
Acuerdos con Pueblos Indígenas Afectados			
Requerimiento de Plan o Marco de Compensación y Desarrollo de Pueblos Indígenas			
Cuestiones Discriminatorias			
Impactos Transfronterizos			
Impactos sobre Pueblos Indígenas Aislados			
OP-761 Política Operativa sobre Igualdad de Género en el Desarrollo			
Consulta y participación efectiva de mujeres y hombres	Sí	Participación activa de las mujeres y hombres en las diferentes consultas y actividades de participación a realizar para el proyecto	Las diferentes actividades de participación y consulta a realizar para los diferentes elementos del proyecto deberán asegurarse de que cuenten con participación paritaria y activa por parte de las mujeres y de los hombres.
Aplicación del análisis de riesgo ⁴ y salvaguardias.	No	Como no se encuentran poblaciones humanas dentro del área de influencia ambiental y social (los límites de los predios existentes de la Represa Hidroeléctrica Francisco Morazán), la	-

⁴ Los riesgos pueden incluir: i) acceso desigual a los beneficios del proyecto / medidas de compensación; ii) hombres o mujeres afectados de manera desproporcionada por factores de género; iii) incumplimiento de la legislación aplicable en materia de igualdad entre hombres y mujeres; iv) El riesgo de violencia de género, incluyendo la explotación sexual, la trata de seres humanos y las enfermedades de transmisión sexual; y v) el desconocimiento de los derechos de propiedad de las mujeres.

Políticas / Directrices	Política / Directriz aplicable?	Fundamentos de Políticas/Directrices Pertinentes	Acciones Requeridas durante Preparación y Análisis
		operación no implica impactos ni riesgos diferenciados por género.	
OP-102 Política de Acceso a la Información			
Divulgación de Evaluaciones Ambientales y Sociales Previo a la Misión de Análisis, QRR, OPC y envío de los documentos al Directorio	Sí	Deben estar listos para revisión y exposición pública antes de la misión de análisis a través de la página web del Organismo Ejecutor y del BID. El BID publicará las versiones finales de los documentos semanas antes de OPC.	<i>Consulte la sección sobre los vacíos de información y la estrategia de análisis para obtener más detalles sobre el calendario de las diferentes evaluaciones de ESHS.</i>
Disposiciones para la Divulgación de Documentos Ambientales y Sociales durante la Implementación del Proyecto	Sí	En el caso de que durante la fase de ejecución de la operación nuevos relevantes documentos ambientales y sociales fueran elaborados, también se harán públicos.	Se harán públicos los documentos en las páginas del Organismo Ejecutor y del BID

Apéndice 1: Mapas

Figura 1. Ubicación de la Represa Hidroeléctrica Francisco Morazán (El Cajón)

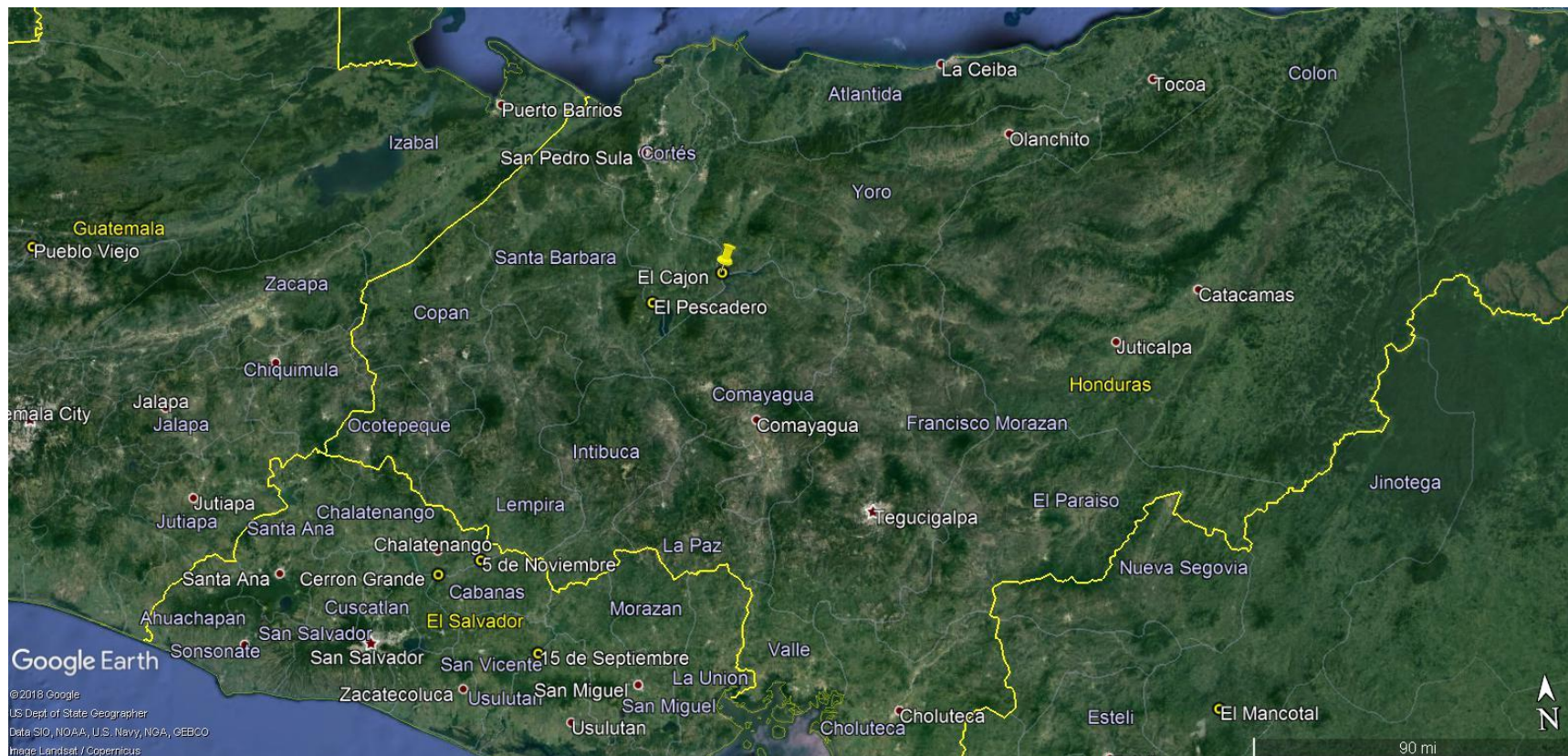


Figura 2. Embalse de la Represa Hidroeléctrica Francisco Morazán (El Cajón)

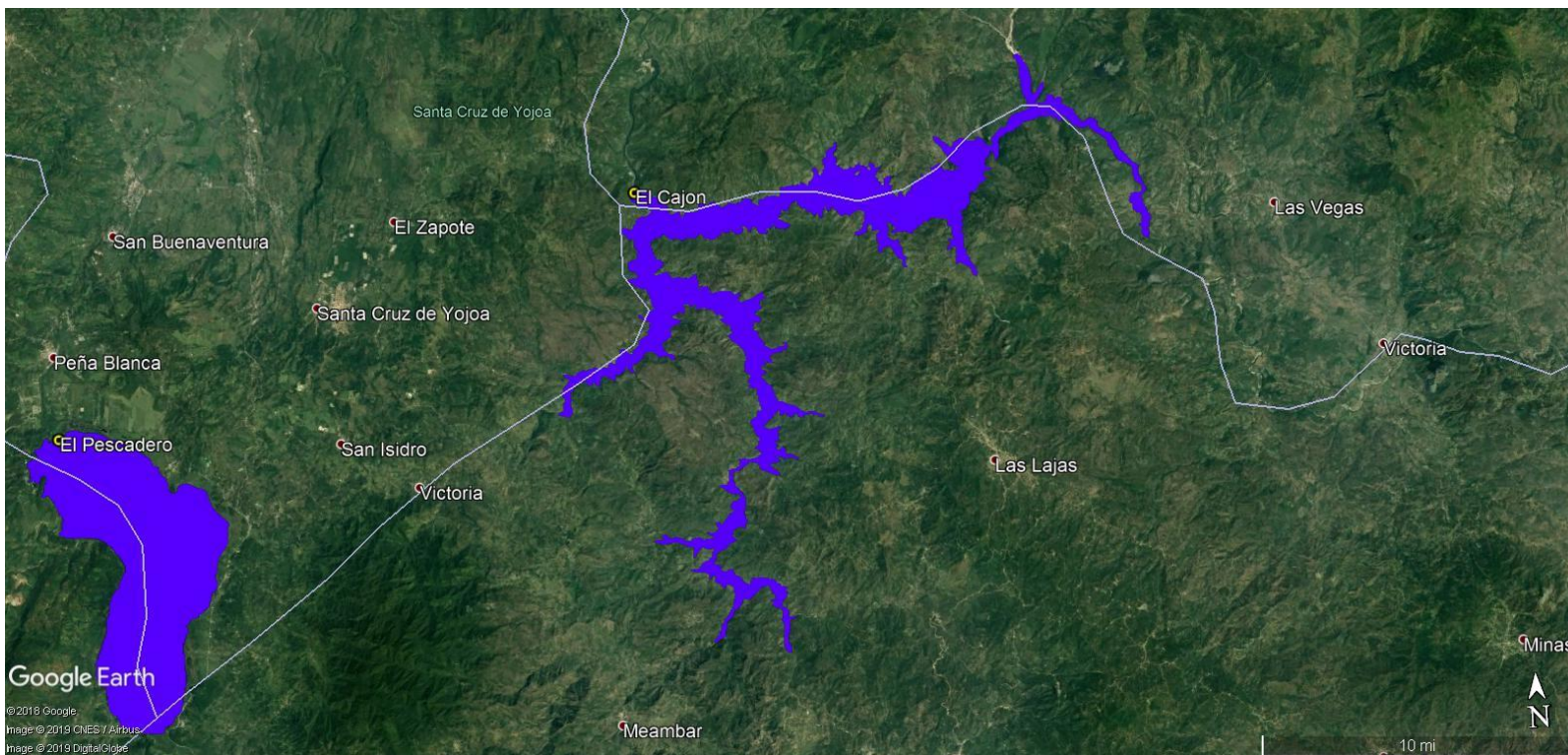
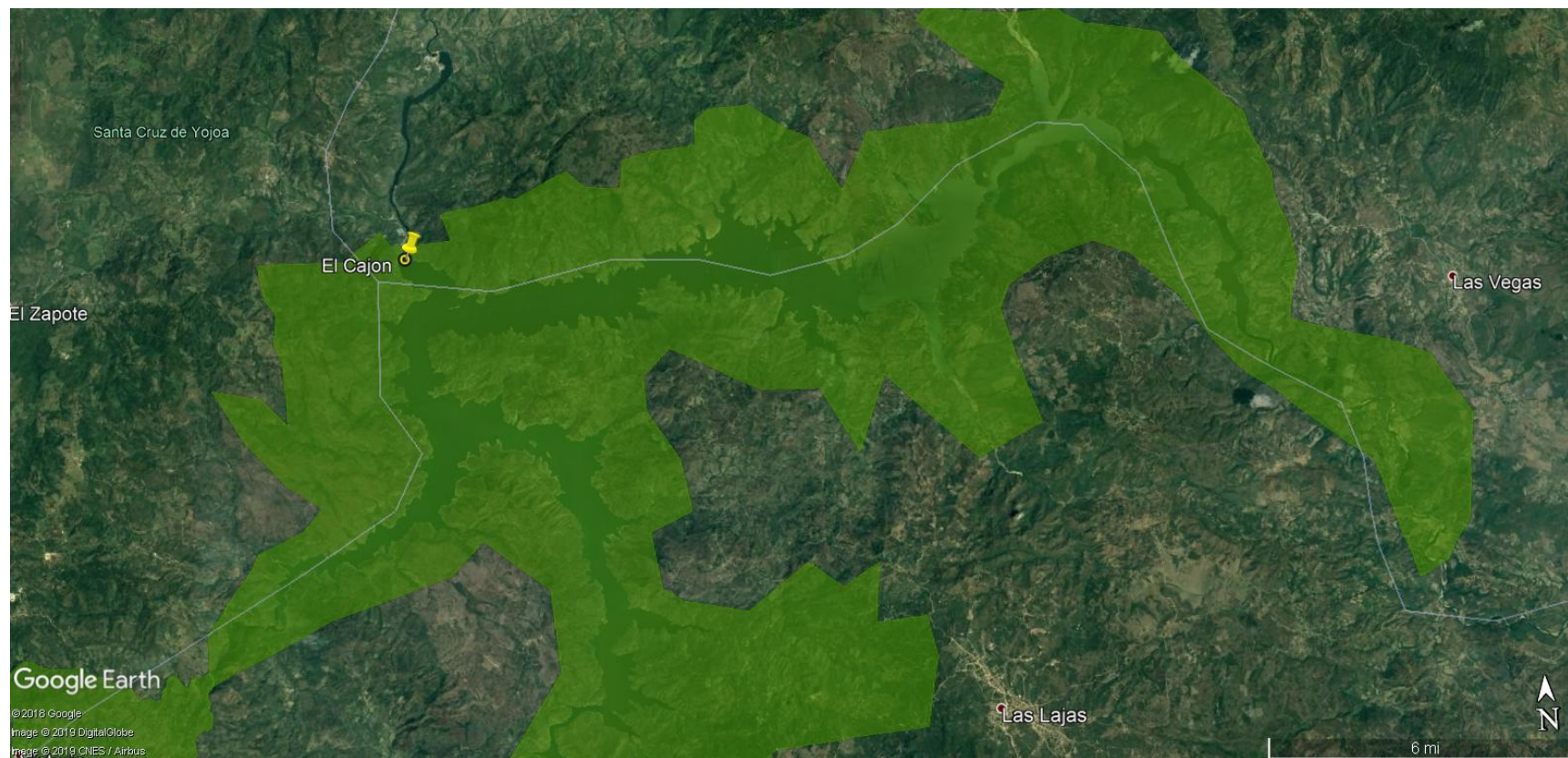


Figura 3. Área de influencia de la operación compuesta por los predios existentes de la ENEE



Figura 4. Área Protegida “Reserva de Recursos,” que abarca todos los predios de la Represa Hidroeléctrica Francisco Morazán (El Cajón)



Apéndice 2: Tabla evaluaciones ESHS – Cronograma y recursos tentativos

Documentos ESHS	Etapas actuales de desarrollo – Brechas a cubrir	Estimación de los recursos necesarios para finalizar	Cronograma estimado para finalizar y consultar (según corresponda)
Evaluación Ambiental y Social (EAS) y Plan de Gestión Ambiental y Social (PGAS)	<p>La EAS y PGAS están siendo realizados actualmente por la ENEE</p> <p>Deberá incluir análisis sobre la generación de residuos y contaminación, e impactos en hábitats naturales/recursos hídricos</p>	<i>Ninguno – A actualizar por la agencia ejecutora</i>	<p><i>Ejecución: 3-4 meses</i> <i>Inicio previsto: noviembre del 2018</i> <i>Entrega: febrero del 2019</i> <i>Consulta: marzo del 2019</i></p>
Evaluación de Seguridad de Presas	<p>Un Informe de Inspección de la Seguridad Actual de la Represa ya fue elaborado en el 2018 que se publicará en la página web del BID antes de la misión de análisis.</p> <p>La Evaluación de Seguridad de Presas que se entregará antes de OPC deberá incluir los siguientes planes:</p> <ul style="list-style-type: none"> • Plan de Supervisión • Plan de actualización de los procedimientos de Operación y Mantenimiento de la Presa y Elementos Accesorios • Plan de mejoras de la Instrumentación • Lineamientos para un Plan de Acción de Emergencia (PADE) 	<p><i>Fuente: División de Energía del BID</i> <i>Consultor: TBD</i> <i>Costo estimado: USD 25.000</i></p>	<p><i>Ejecución: 2-3 meses</i> <i>Inicio previsto: mediados de marzo del 2019</i> <i>Entrega: finales de mayo del 2019</i> <i>Consulta: finales de mayo del 2019.</i> <i>El PADE mismo durará 9-12 meses para ser realizado; así, figurará como condición previa al primer desembolso.</i></p>

ÍNDICE DE TRABAJO SECTORIAL PROPUESTO

Ítem	Estudio/Apoyo Técnico	Descripción	Fechas	Enlaces Electrónicos
1	Estudio	Evaluación económica y financiera del programa		Se adjuntará el enlace electrónico en el POD
2	Informe	Informes de seguridad de presa		Se adjuntará el enlace electrónico en el POD
3	Informe	Evaluación Ambiental y Social (EAS)		Se adjuntará el enlace electrónico en el POD
4	Guía de Acción	Guía de acción. Rehabilitación de fuentes renovables de energía (hidroeléctricas): RG-K1036 “Una oportunidad para proveer ER a la matriz energética”		Enlace a documento
5	Informe de situación	Informe del estado de las instalaciones del complejo		Se adjuntará el enlace electrónico en el POD

CONFIDENCIAL

¹ 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).