

DOCUMENTO DEL BANCO INTERAMERICANO DE DESARROLLO

NICARAGUA

PROGRAMA DE EXPLORACIÓN GEOTÉRMICA Y MEJORAS EN TRANSMISIÓN EN EL MARCO DEL PLAN DE INVERSIONES DE NICARAGUA (PINIC)

(NI-L1094 Y NI-G1006, NI-G1007, NI-G1008)

PROPUESTA DE PRÉSTAMO

Este documento fue preparado por el equipo de proyecto integrado por: Héctor Baldivieso (ENE/CNI) Jefe de Equipo; Alberto Levy-Ferre, Jefe Alterno; Christiaan Gischler; Carlos Trujillo; Shohei Tada; Rodrigo Aragón; Wilkferg Vanegas; Stephanie Suber (INE/ENE); Claudio Alatorre (CSD/CCS); Paloma Marcos (SCL/GDI); María Cristina Landázuri (LEG/SGO); Zachary Hurwitz y Rachel Atkinson (VPS/ESG); Juan Carlos Lazo; Santiago Castillo (FMP/CNI); Alma Reyna Selva (CID/CNI); Samar Rimawi (ENE/CNI).

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

ÍNDICE

RESUMEN DEL PROYECTO	1
I. DESCRIPCIÓN DEL PROYECTO Y MONITOREO DE RESULTADOS	3
A. Antecedentes, Problemática y Justificación	3
B. Objetivos, Componentes y Costo	8
C. Indicadores Claves de la Matriz de Resultados	10
II. ESTRUCTURA DE FINANCIAMIENTO Y PRINCIPALES RIESGOS	11
A. Instrumentos de Financiamiento	11
B. Riesgos Ambientales y Sociales	13
C. Aspectos Fiduciarios	14
D. Otros Aspectos Especiales y Riesgos.....	14
III. PLAN DE IMPLEMENTACIÓN Y GESTIÓN.....	18
A. Resumen de los Arreglos de Implementación.....	18
B. Resumen de los Arreglos para el Monitoreo de Resultados	20

ANEXOS

- Anexo I Matriz de Efectividad en el Desarrollo (DEM) - Resumen
Anexo II Matriz de Resultados
Anexo III Acuerdos y Requisitos Fiduciarios

ENLACES ELECTRÓNICOS

REQUERIDOS

1. [Plan de Ejecución Plurianual \(PEP\)](#)
2. [Plan de Monitoreo y Evaluación](#)
3. [Plan de Adquisiciones](#)
4. [Informe de Gestión Ambiental y Social \(IGAS\)](#)

OPCIONALES

1. [Análisis Económico del Componente 1 - Geotermia](#)
2. [Análisis Económico del Componente 2 - Transmisión](#)
3. [Informe Técnico del Componente 1 - Geotermia](#)
4. [Informe Técnico del Componente 2 - Transmisión](#)
5. [Viabilidad Financiera de ENATREL](#)
6. [Análisis de la Contribución a la Integración Regional](#)
7. [Análisis del Cumplimiento con la Política de Servicios Públicos Domiciliarios](#)
8. [Anexo de Genero](#)
9. [Manual Operativo del Programa \(Borrador\)](#)
10. [Costos y Financiamiento](#)
11. [Portada para Proyecto *Clean Technology Fund* \(CTF\)/Solicitud para Aprobación de Programa](#)
12. [Portada para Proyecto *Scaling up Renewable Energy Program* \(SREP\)/Solicitud para Aprobación de Programa](#)
13. [Disponibilidad de Fondos del Mecanismo de Apalancamiento de Donaciones](#)
14. [Filtro de Política de Salvaguardias y Formulario de Evaluación de Salvaguardias para la Clasificación de Proyectos](#)

ABREVIATURAS	
ACB	Análisis Costo Beneficio
BID	Banco Interamericano de Desarrollo
CIF	<i>Climate Investment Fund</i>
CO	Capital Ordinario
CTF	<i>Clean Technology Funds</i>
EE	Eficiencia Energética
EIA	Evaluación de Impacto Ambiental
ENATREL	Empresa Nacional de Transmisión Eléctrica
ENEL	Empresa Nicaragüense de Electricidad
ER	Energía Renovable
FOE	Fondo para Operaciones Especiales
GWh	Gigavatio-hora
IGAS	Informe de Gestión Ambiental y Social
KIF	Facilidad de Corea para el Cofinanciamiento del Desarrollo de la Infraestructura de América Latina y el Caribe
Km	Kilómetros
kWh	Kilovatio-hora
L/T	Línea Transmisión
MEM	Ministerio de Energía y Minas
MHCP	Ministerio de Hacienda y Crédito Público
MOP	Manual Operativo del Programa
MW	Megavatio
MWh	Megavatio-hora
OE	Organismo Ejecutor
PA	Plan de Adquisiciones
PAAS	Plan de Acción Ambiental y Social
PEP	Plan de Ejecución del Programa
PINIC	Plan de Inversiones de Nicaragua
PNESER	Programa Nacional de Electrificación Sostenible y Energía Renovable
PSE	Plan de Seguimiento y Evaluación
SIEPAC	Sistema de Interconexión Eléctrica de los Países de América Central
SIN	Sistema Interconectado Nacional
SREP	<i>Scaling up Renewable Energy Program</i>
TIRE	Tasa Interna de Retorno Económica
TIRF	Tasa Interna de Retorno Financiera
UEP	Unidad Ejecutora del Programa
VANF	Valor Actual Neto Financiero
VPNE	Valor Presente Neto Económico

RESUMEN DEL PROYECTO
NICARAGUA
PROGRAMA DE EXPLORACIÓN GEOTÉRMICA Y MEJORAS EN TRANSMISIÓN EN EL MARCO DEL
PLAN DE INVERSIONES DE NICARAGUA (PINIC)^(a)
(NI-L1094 Y NI-G1006, NI-G1007, NI-G1008)

Términos y Condiciones Financieras								
Prestatario/Beneficiario: República de Nicaragua				BID COMBINACIÓN		BID GLM CO	BID KIF	
				CO	FOE			
Organismo Ejecutor: Ministerio de Energía y Minas (MEM), con apoyo de la Empresa Nicaragüense de Electricidad (ENEL); y Empresa Nacional de Transmisión Eléctrica (ENATREL)				Plazo de amortización:	30 años	40 años	30 años	30 años
				Período de desembolso:	5 años	5 años	5 años	5 años
Fuente	%^(b)	Monto (US\$)	%^(c)	Período de gracia:	6 años	40 años	6 años	10 años
BID (CO)	60,0	17.220.000	16,7	Comisión de inspección y vigilancia:	(f)	N/A	(f)	N/A
BID (FOE)	40,0	11.480.000	11,1					
SUBTOTAL COMBINACIÓN	100,0	28.700.000	27,8	Cargos sobre préstamo de facilidad	N/A	N/A	N/A	0,1% ^(g)
BID-GLM (CO)	57,1	22.670.000	21,9					
Recursos no reembolsables-GLM (SREP/CTF), NI-G1006, NI-G1007, NI-G1008	42,9	17.024.000	16,4	Tasa de interés:	Facilidad Unimonetaria Fija ^(h)	0,25%	Facilidad Unimonetaria Fija ^(h)	1,0%
SUBTOTAL GLM^(d)	100,0	39.694.000	38,3					
BID (KIF) ^(e)	-	25.000.000	24,2					
Aporte local	-	10.009.000	9,7	Comisión de crédito:	(f)	N/A	(f)	N/A
TOTAL		103.403.000	100,0	Moneda de aprobación:	Dólares de los Estados Unidos			

Esquema del Proyecto

Objetivo: contribuir a la sostenibilidad del sector eléctrico de Nicaragua. Los objetivos específicos son: (i) desarrollar la exploración del potencial geotérmico para diversificar la matriz energética; y (ii) incrementar la accesibilidad y confiabilidad del servicio de energía eléctrica mediante el incremento de la capacidad de transmisión nacional y regional implementando refuerzos en la red.

Condiciones contractuales especiales previas al primer desembolso: (a) que se haya aprobado y se encuentre vigente el Manual Operativo del Programa en los términos previamente acordados con el Banco (¶3.3); (b) que se haya suscrito un convenio de ejecución entre el Ministerio de Hacienda y Crédito Público (MHCP) y el MEM, y un convenio de transferencia de recursos entre el MHCP y ENATREL en los términos del párrafo (¶3.1); (c) que se hayan constituido el Comité de Coordinación y Seguimiento del Programa y el Comité Directivo del Componente 1 (¶3.1); (d) que se haya designado o seleccionado al personal de las Unidades Ejecutoras del Programa identificado en el párrafo (¶3.2); y (e) que se presente el Plan de Acción Ambiental y Social final y los planes de gestión identificados en el IGAS (¶2.6);

Condiciones contractuales especiales previas al desembolso de recursos del Componente 1: (a) que se presente un estudio de agua subterránea para las Fases 2 y 3 del proyecto geotérmico previsto en el Componente 1 del Programa; (b) que se presente un Marco de Evaluación y Plan de Gestión de los Desastres Naturales; y (c) que se presente un Plan de Adquisición y Compensación (¶2.6);

Condiciones contractuales especiales previas al desembolso de recursos del componente 2: (a) que se presente un Marco de Evaluación y Plan de Gestión de los Desastres Naturales; y (b) que se presente un Plan de Adquisición y Compensación (¶2.6);

Condiciones contractuales especiales de ejecución: (a) que el MEM y ENATREL cumplan con las obligaciones ambientales y sociales que se detallan en el Informe de Gestión Ambiental y Social (IGAS) (¶2.8); (b) que ENATREL mantenga los indicadores financieros indicados en (¶2.15); (c) que previo a la adjudicación de cada contrato de obra, el OE demuestre que cuenta con la posesión legal, las servidumbres u otros derechos necesarios para iniciar la obra (¶2.12); y (d) El MEM se obliga a llamar a licitación para adjudicar a un inversionista privado la concesión de explotación una vez demostrada la factibilidad del recurso geotérmico e incluir la obligación del privado de repagar un monto no inferior a los recursos invertidos por el Estado en la exploración (¶2.2).

Excepciones a las políticas del Banco: Ninguna				
Alineación Estratégica				
Desafíos⁽ⁱ⁾:	SI	<input type="checkbox"/>	PI	<input checked="" type="checkbox"/>
			EI	<input checked="" type="checkbox"/>
Temas Transversales^(j):	GD	<input type="checkbox"/>	CC	<input checked="" type="checkbox"/>
			IC	<input type="checkbox"/>

- (a) Plan de Inversiones de Nicaragua (PINIC) bajo el Programa para el Impulso a la Energía Renovable en Países de Ingreso Bajo (*Scaling up Renewable Energy Program* -SREP) del Fondo Estratégico para el Clima (*Climate Investment Funds* -CIF). Nicaragua, abril 15, 2015. [IDBDOCS-#40266845](#).
- (b) % por fuente de los recursos de préstamo y de donación.
- (c) % de los montos de cada una de las fuentes para el total de la operación.
- (d) Mecanismo de Apalancamiento de Recursos No Reembolsables (GLM por sus siglas en inglés): Este monto será financiado con cargo a los recursos del CO del programa regular de financiamiento del Banco, de conformidad con lo establecido en el documento AB-2946 (Propuesta para Establecer un Mecanismo de apalancamiento de Recursos No Reembolsables) y será combinado con recursos no reembolsables provenientes del Programa de Aumento en el Aprovechamiento de Fuentes Renovables de Energía en Países de Ingreso Bajo del Fondo Estratégico sobre el Clima (SREP; 7,5M) y del Fondo para una Tecnología Limpia (CTF; US\$9,524M), ver ¶2.2 y cuadro 2. Estos recursos serán administrados por el Banco de conformidad con los convenios de procedimientos financieros suscritos entre el Banco y el Banco Mundial como administrador de ambos fondos (¶2.1). En su totalidad representan el 42,9% de contrapartida del CO y el 40% se desembolsarán de manera simultánea (pari-passu).
- (e) Fondos administrados por el Banco bajo la Facilidad de Corea para el Cofinanciamiento del Desarrollo de la Infraestructura en América Latina y el Caribe (KIF) (documentos GN-2804, DE-12/15).
- (f) La comisión de crédito y la comisión de inspección y vigilancia serán establecidas periódicamente por el Directorio Ejecutivo como parte de su revisión de los cargos financieros del Banco, de conformidad con las políticas correspondientes.
- (g) El cargo de 0,1% del KIF se trata de una comisión inicial sobre el monto aprobado del financiamiento pagadera por una sola vez dentro de 60 días de la fecha de vigencia del Contrato.
- (h) El prestatario pagará intereses sobre el saldo pendiente de la parte del préstamo con cargo al CO a una tasa basada en la LIBOR. Cuando el saldo pendiente llegue al 25% del monto aprobado o a US\$3M, lo que resulte mayor, la tasa base se establecerá en función de ese saldo. En ningún caso la porción del CO tendrá más de cuatro tasas de interés base.
- (i) SI (Inclusión Social e Igualdad); PI (Productividad e Innovación); y EI (Integración Económica).
- (j) GD (Igualdad de Género y Diversidad); CC (Cambio Climático y Sostenibilidad Ambiental); y IC (Capacidad Institucional y Estado de Derecho).

I. DESCRIPCIÓN DEL PROYECTO Y MONITOREO DE RESULTADOS

A. Antecedentes, Problemática y Justificación

- 1.1 **Sector energético.** Nicaragua consume 56.000 barriles/día de petróleo equivalentes de energía primaria. Un porcentaje elevado proviene de Energías Renovables (ER): geotérmica (22%), hidroeléctrica y solar (3%), biocombustibles (52%); e hidrocarburos (23%). En generación eléctrica, en 2015 las ER en el Sistema Interconectado Nacional (SIN) llegaron al 50,6%; mientras que el 49,4% fue térmica, la demanda alcanzó 665,4MW, representando un crecimiento del 4,6%; en el año 2014 el crecimiento fue de 2,6% y en 2013 de 1,7%. Se proyecta que en 2026 la demanda alcance entre 896MW y 1.038MW. La cobertura eléctrica pasó de 73,7% en 2012 a 80,4% en 2014, esperándose alcanzar un 90% en 2020.
- 1.2 En 2015, el sistema de transmisión consistía de 2.287km de líneas nacionales y 305,6km del Sistema de Interconexión Eléctrica de los Países de América Central (SIEPAC), cuyo último tramo del total de 1.790km inició operaciones en octubre 2014, diseñado para intercambiar hasta 300MW entre países e incrementar la eficiencia y confiabilidad del sistema.
- 1.3 El sector eléctrico cuenta con instituciones y empresas con funciones plenamente identificadas: el Ministerio de Energía y Minas (MEM) diseña las políticas, el Instituto Nicaragüense de Energía tiene la responsabilidad regulatoria; la Empresa Nicaragüense de Electricidad (ENEL) la generación y la Empresa Nacional de Transmisión Eléctrica (ENATREL) la transmisión. La generación y distribución cuentan con importante participación privada.
- 1.4 **Sostenibilidad energética.** La sostenibilidad energética busca el equilibrio de tres dimensiones: el desarrollo de energía estable, accesible y ambientalmente amigable. Nicaragua enfrenta un reto importante por el incremento de la demanda energética – resultante del crecimiento económico y la ampliación de la cobertura eléctrica (¶1.1) –ocasionando presión sobre la generación como fuente de abastecimiento y de seguridad energética, y sobre la transmisión como columna vertebral del sistema eléctrico que garantice acceso universal.
- 1.5 El país es altamente dependiente de la leña y combustibles fósiles. La importación de derivados de petróleo representó más del 10% del Producto Interno Bruto en 2013 y 25,9% del suministro total de energía primaria. El crecimiento del consumo de energía primaria fue del 3,5%, el 49,5% de la energía primaria proviene de leña y otra biomasa. El sector residencial consumió 46,3%; de la energía dentro de este sector, la leña representa 87,1%, la electricidad 8,5%, el gas licuado de petróleo 3,8% y el carbón vegetal 0,4%. El sector industrial, con 12,8% del consumo, utiliza combustibles fósiles (46%) y leña (19%).
- 1.6 El Índice de Riesgo Climático Global colocó a Nicaragua en el cuarto lugar entre los países con mayor riesgo a eventos climáticos extremos adversos y se ha estimado que la generación eléctrica y producción de calor aporta cerca del 35% de las emisiones de CO_{2EQ}. Una de cada cinco personas no tienen electricidad

para iluminar sus hogares o para proporcionar energía en su trabajo y casi el 60% de la población rural y el 20% de la población urbana sigue utilizando leña o carbón vegetal para cocinar. Las pérdidas técnicas y no técnicas y la dependencia de los combustibles fósiles, han mantenido los precios de la energía eléctrica entre los más altos de la región.

- 1.7 **Factores causales o determinantes principales del problema.** Factores determinantes al problema de sostenibilidad energética: (i) limitaciones existentes para cubrir el requerimiento de generación eléctrica haciendo uso del recurso geotérmico, identificado como el de mayor potencial en el país; y (ii) limitaciones físicas en el sistema de transmisión.
- 1.8 **Limitantes para el desarrollo geotérmico.** Nicaragua tiene 12 sitios con un potencial geotérmico estimado de 1.500MW, pero solo ha desarrollado el 10%. A pesar de contar con un marco legal para la geotermia¹, y los beneficios de la energía geotérmica para reducir los costos de generación y reducción de emisiones ([EEO#1](#)). Esto dada la incertidumbre en la disponibilidad del recurso geotérmico, su durabilidad en el largo plazo, y el costo de desarrollarlo para generación, limitando la inversión privada, especialmente en la etapa de exploración.
- 1.9 **Limitantes del sistema de transmisión.** El incremento de la demanda y cobertura del servicio, la diversificación de la matriz energética y la necesidad de continuar profundizando el compromiso del país con la integración regional han originado presión sobre tramos del sistema de transmisión, afectando su confiabilidad², limitando su capacidad e impidiendo la conexión de nuevos usuarios a la red. Existen puntos en la red con transformadores sobrecargados a niveles donde se acelera la degradación de sus parámetros físicos; y Líneas de Transmisión (L/T) que operan fuera de estándar, produciendo elevadas interrupciones, tanto en cantidad como en magnitud.
- 1.10 **L/T El Sauce – Villanueva.** L/T de 69kV construida en estructuras de madera y conductores que ya superaron su vida útil, provocando salidas intempestivas de línea e interrupción del servicio. La capacidad de la línea resulta insuficiente para la carga actual y futura.
- 1.11 **Falta de respaldo para circuitos de transmisión.** La subestación Sébaco posee un esquema de barra simple, entró en operación hace más de 50 años, y es el punto de convergencia de seis líneas de 138kV. La dependencia de una barra hace más probable la discontinuidad del servicio por falla de la barra o de un disyuntor. Estos episodios dejan sin alimentación a 10 subestaciones conectadas a este nodo, con una carga de 45MW aproximadamente, y a las plantas hidroeléctricas Centroamérica, Larreynaga y Pantasma para inyectar 80MW al sistema.
- 1.12 **Ampliación de capacidad de 6 subestaciones.** En subestaciones del SIN, 23 transformadores operan en condición riesgosa debido a los años de uso que

¹ Ley 443, de Exploración y Explotación de Recursos Geotérmicos.

² En 2014 la energía no servida en Nicaragua alcanzó 8.000MWh y 4.000MWh en el resto de Centroamérica. Fuente: Centroamérica: estadísticas del subsector eléctrico, 2014. CEPAL

tienen; en muchos casos los modelos han sido descontinuados por los fabricantes, dificultando la disponibilidad y adquisición de repuestos. El proyecto ha identificado las subestaciones: Achualinca, Diriamba, San Benito, Catarina, Ticuantepe I y Ticuantepe II con transformadores obsoletos, sobrecargados e inestables.

- 1.13 **Restricciones a la capacidad de transmisión del SIEPAC.** En octubre de 2014 entró en operación plena la línea SIEPAC, diseñada para transportar 300MW entre países. La línea aún no alcanza las condiciones de máxima capacidad de operación debido a que las deficiencias en las redes nacionales – 403km en el caso de Nicaragua – ocupan parte de la capacidad de transferencia de la línea regional. Ello obliga a la construcción de infraestructura complementaria en ciertos tramos de las líneas nacionales. En 2016 la capacidad de transporte del SIEPAC entre Honduras y Nicaragua es de 120MW, mientras que la capacidad de transmisión entre Nicaragua y Costa Rica es de 100MW. Esta limitación tiene consecuencias económicas considerables porque limita el volumen de energía en el Mercado Eléctrico Regional. Específicamente, el conductor existente entre los puntos de interconexión León-Frontera Honduras y Amayo-Liberia no cumple con la capacidad de transmisión requerida.
- 1.14 **Soluciones propuestas.** Para atender las limitantes de desarrollo del potencial geotérmico, el programa explora el potencial en el país, así como mecanismos para promover la inversión privada en su desarrollo. El programa también plantea inversiones para subsanar las limitantes del sistema de transmisión en la provisión de un servicio eléctrico con calidad que atienda el crecimiento de demanda y conexión de nueva generación y permita la adaptación del sistema de transmisión nacional para que el SIEPAC alcance su nivel de transferencia de diseño de 300MW. Estas inversiones permitirán aumentar el bienestar de la población de 16 municipios del país, de los cuales 15 están ubicados en el norte de la región Central y uno en el norte de la región Costa Caribe. Varios de estos municipios reportan niveles de pobreza extrema que superan el 50% de la población.
- 1.15 **Conocimiento del Sector.** El BID viene apoyando a Nicaragua desde 1973. El Banco ha apoyado inversiones en infraestructura eléctrica, con acompañamiento a procesos de reforma que han promovido el fortalecimiento institucional del sector. En 1998, mediante el préstamo 1017/SF-NI, el Banco participó de las reformas a la Ley de Electricidad que transformaron el sector y propiciaron inversión privada. Mediante el Programa de Apoyo al Sector Eléctrico (1933/BL NI y Modificatorios), se apoyó la generación con ER, el área de transmisión, y un programa piloto de normalización del servicio. Con los Refuerzos Nacionales de Transmisión para Integración con el proyecto SIEPAC (1877/BL-NI) se financiaron obras para reforzar la red de transmisión eléctrica de Nicaragua y permitir su integración con la red regional. La ampliación de cobertura eléctrica, reducción de pérdidas en asentamientos irregulares, implementación de proyectos de Eficiencia Energética (EE), atención de zonas aisladas y refuerzos de transmisión, han sido cubiertos con una activa participación del Banco a través del Programa Nacional de Electrificación Sostenible y Energía Renovable (PNESER) (2342/BL-NI y Modificatorios), que incluye estudios de pre-factibilidad

para un campo geotérmico³. El Banco está apoyando acciones de política en materia de sostenibilidad financiera, transparencia de resultados en la gestión, matriz energética sostenible, fomento de ER, inversión privada, EE e impulso a la integración regional del sector eléctrico, mediante una serie Programática de Apoyo a Reformas de Políticas (3068/BL-NI y 3493/BL-NI).

- 1.16 En lecciones aprendidas⁴ destacan: (i) el beneficio de evaluaciones ambientales y sociales que proporcionen con anticipación la información técnica y planes de gestión precisos para posibilitar el análisis de cumplimiento de proyecto con las políticas de salvaguardia, sobre todo en temas relacionados a disponibilidad y fuente de agua, gestión de desastres, gestión de áreas de hábitat natural crítico, y tratamiento de desechos sólidos, líquidos, y de gas; (ii) definir con anticipación perfiles de proyecto; (iii) clasificación de áreas de proyecto según características de propiedad de la tierra, para definir estrategias apropiadas en saneamiento de derecho de vía; (iv) conformación de una Unidad Ejecutora del Proyecto (UEP) que mantenga un claro vínculo con el área gerencial-decisional del Organismo Ejecutor (OE); y (v) apoyo experto en exploración geotérmica para asesorar a la UEP y supervisar la ejecución. El presente programa ha incorporado las lecciones aprendidas mediante: la coordinación anticipada con MEM, ENATREL y ENEL para asegurar que se haya completado la cadena de estudios técnicos y ambientales con definición del área a ser intervenida, estableciendo un Manual Operativo del Proyecto (MOP) que defina una UEP apoyada en la estructura gerencial-operativa de ENATREL y el MEM con apoyo de ENEL, así como la previsión de contratación de apoyo experto en exploración geotérmica.
- 1.17 El PNESER, iniciado en 2011 e impulsado por el BID y siete organismos multilaterales, está en fase final de ejecución y permite al Plan de Inversiones de Nicaragua (PINIC) avanzar en el desarrollo del potencial geotérmico y la mejora del sistema de transmisión. En esta última área, el presente programa y la operación NI-L1091, aprobada en 2015, son complementarias al incluir acciones en refuerzos de transmisión para atender la demanda y la nueva generación, así como refuerzos de adaptación al sistema regional.
- 1.18 **Estrategia del Gobierno.** Como parte de las acciones desarrolladas por el gobierno para atender necesidades de generación a partir de fuentes renovables, en 2015 se estableció el PINIC bajo el Programa para Impulso a la Energía Renovable en Países de Ingreso Bajo (*Scaling up Renewable Energy Program - SREP*) del Fondo Estratégico para el Clima (*Climate Investment Funds - CIF*). El PINIC contempla el desarrollo de energía geotérmica y acceso a energía a partir de ER y mejoras en transmisión⁵, como sus componentes principales⁶.

³ Mediante las ventanillas del sector privado, el Banco apoyó el desarrollo del campo geotérmico San Jacinto Tizate, actualmente en funcionamiento.

⁴ Experiencias previas en desarrollo geotérmico: (i) en Nicaragua bajo el PNESER (3 operaciones en total); y (ii) en la región con operaciones en Costa Rica y México.

⁵ Mapa de mejoras en transmisión: [NI-L1094 Componente 2 Representación geográfica de las mejoras en transmisión](#).

⁶ Desde 2014 ha existido coordinación con JICA y Banco Mundial en el marco del PINIC. JICA está gestionando financiamiento paralelo no reembolsable de US\$7M, bajo su administración, para explotación del Campo Mombacho, y el Banco Mundial está trabajando una iniciativa de apoyo al desarrollo del campo geotérmico Casita-San Cristóbal.

- 1.19 **Alineación estratégica.** El programa es consistente con la Estrategia del BID con Nicaragua 2012-2017 (GN-2683), que establece que el Banco considerará inversiones que busquen: (i) mejorar la gestión financiera y operativa del sistema y reducir pérdidas de energía; (ii) ampliar la cobertura del servicio eléctrico, especialmente en zonas rurales; (iii) mejorar la confiabilidad del servicio; y (iv) transformar la matriz energética para incrementar la participación de ER para reducir los costos de energía y superar una restricción activa al crecimiento del país. La operación se encuentra incluida en el Documento de Programa del Banco 2016 (GN-2849).
- 1.20 El programa es consistente con la Actualización de la Estrategia Institucional 2010-2020 (AB-3008) y se alinea con los desafíos de desarrollo de: (i) productividad e innovación bajo el criterio de provisión de infraestructura y servicios públicos confiables y accesibles, incrementando la eficiencia del sistema de transmisión reduciendo las pérdidas; y (ii) integración económica bajo el criterio de adicionalidad regional, con el desarrollo de un sistema de transmisión eléctrica multinacional como es el SIEPAC. El programa también se alinea con el área transversal de cambio climático y sostenibilidad ambiental, a través del financiamiento de actividades encaminadas a reducir o prevenir emisiones de Gases de Efecto Invernadero a través del desarrollo de energía geotérmica, mejora de la conexión de proyectos de ER, reducción del uso de fuentes de energía convencionales basadas en combustibles fósiles y aumento de la eficiencia reduciendo pérdidas de energía en el sistema de transmisión. Adicionalmente, el programa se alinea con la Estrategia de Infraestructura Sostenible para la Competitividad y el Crecimiento Inclusivo (GN-2710-5), en sus dos principios estratégicos, al promover el acceso a servicios de infraestructura, apoyar la infraestructura para integración regional y apoyar la construcción y mantenimiento de una infraestructura social y ambientalmente sostenible para que contribuya a aumentar la calidad de vida. El programa es consistente con el Marco Sectorial de Energía (GN-2830) al: (i) apoyar la sostenibilidad energética mediante el desarrollo de ER; y (ii) promover la seguridad energética mediante el financiamiento de infraestructura de energía e integración energética regional.
- 1.21 **Consistencia con las Políticas del Banco.** El programa es consistente con la Política de Servicios Públicos Domiciliarios OP-708 (GN-2716-6) ([EEO#7](#)) en referencia al subsector eléctrico, cumpliendo con las condiciones de: (i) sostenibilidad financiera, al procurar mejorar los indicadores financieros de ENATREL, dado que se recuperan por medio de tarifas los costos de operación y mantenimiento (¶2.15); y (ii) evaluación económica, al incluir proyectos que son económica y financieramente rentables según los resultados de los análisis de viabilidad financiera y Análisis Costo Beneficio (ACB) (¶2.13) y (¶2.16). Así mismo, el programa cumple con los principios de: (i) sostenibilidad técnica y operativa al apoyar las acciones de política que contribuyen a desarrollar generación geotérmica y promover mejoras en transmisión; (ii) fomento al acceso y sostenibilidad social a través del fortalecimiento de redes que permita la incorporación de nuevos usuarios; (iii) promoción de competencia y participación del sector privado, así como sostenibilidad ambiental, al desarrollar la exploración geotérmica para reducir el riesgo de inversión en renovables; y (iv) mejorar la eficiencia al disminuir las pérdidas técnicas en las L/T y subestaciones y contribuir al suministro suficiente de electricidad, satisfacer al crecimiento de demanda y el incremento de calidad del servicio.

B. Objetivos, Componentes y Costo

1.22 **Objetivos generales y específicos.** El objetivo general del programa es contribuir a la sostenibilidad del sector eléctrico de Nicaragua. Los objetivos específicos son: (i) desarrollar la exploración del potencial geotérmico para diversificar la matriz energética; y (ii) incrementar la accesibilidad y confiabilidad del servicio de energía eléctrica mediante el incremento de la capacidad de transmisión nacional y regional implementando refuerzos en la red.

1.23 **Componente 1. Desarrollo Geotérmico (Total US\$46,1M; BID US\$39,7M⁷).** Este componente financiará las siguientes actividades:

- a. **Exploración a nivel de factibilidad del campo con potencial geotérmico Cosigüina** que ya cuenta con investigaciones de superficie⁸. Con esta actividad se busca determinar la factibilidad técnica para explotación del potencial geotérmico del campo Cosigüina, realizando actividades de exploración en dos fases. La Fase 1 contempla la perforación de tres pozos de exploración de diámetro comercial, con una profundidad media de 2000m, con el fin de verificar el potencial del campo, obteniendo información que permita confirmar o modificar el modelo conceptual preliminar del sistema geotérmico elaborado a partir de las investigaciones previas de pre-factibilidad que incluye pozos de exploración de diámetro reducido “*slim-holes*,” de profundidad hasta 1000m. Las actividades para la Fase 1 consisten en: obras civiles de preparación para ampliación de las 3 plataformas utilizadas en la fase de pre-factibilidad; mejora de 4km de camino existente de 3.5m de ancho y de 2km de trocha nueva de 3.5m de ancho, rehabilitados durante la fase de pre-factibilidad, con bahías de seguridad, extracción y transporte de material selecto desde bancos de materiales; instalación de 6.25km de tubería de agua; y construcción de una estación de bombeo de agua en un área de 400m². Si se comprueba el recurso en la Fase 1, la Fase 2 contempla la perforación de dos nuevos pozos de diámetro comercial. Según los resultados alcanzados, los cinco pozos podrán convertirse en pozos de producción o reinyección en la fase de explotación. La Fase 2 también contempla la construcción de nuevos caminos de acceso y extensión de la tubería de abastecimiento de agua, considerando la ubicación de los nuevos pozos. A partir de los resultados de las Fases 1 y 2, se elaborará un Informe Final de Factibilidad que permitirá continuar con la etapa de concesión al sector privado (¶b). El inversionista privado se encargaría de las inversiones en pozos adicionales de diámetro comercial, definiendo la batería de pozos de producción y reinyección para la explotación y generación de energía; de la construcción de una planta geotérmica y L/T que conecten el proyecto a la subestación que se determine mediante los estudios de conexión al sistema nacional de transmisión.
- b. **Desarrollo de un mecanismo para atraer inversión privada para la implementación de proyectos geotérmicos.** Esta actividad apoyará al

⁷ Incluye fondos SREP y CTF.

⁸ Las investigaciones de superficie comprenden estudios geológicos, geoquímicos y geofísicos del sitio, sin incluir perforaciones.

MEM a estructurar una licitación para adjudicar a un inversionista privado la concesión de explotación una vez demostrada la factibilidad del recurso geotérmico. Se desarrollarán los documentos y convenios para la concesión, incorporando las obligaciones establecidas en la Ley 443 de recuperar los recursos invertidos (Art. 5), la obligación del concesionario de establecer una sociedad en la que ENEL tendrá el 10% como lo establece la Ley 882 y un miembro en la Junta Directiva. Adicionalmente esta actividad apoyará al MEM a diseñar e implementar un mecanismo para apoyar investigaciones geotérmicas a partir de los recursos recuperados, que permita investigaciones en otros campos, mitigando los riesgos para atraer inversiones privadas. Este mecanismo incluirá el desarrollo de un plan de capacitación y difusión de los resultados obtenidos de las Fases 1 y 2 contenidos en el informe de factibilidad, el cual estará dirigido a potenciales inversionistas, el MHCP y PRONicaragua. Este componente generará adicionalidad al integrar una perspectiva de género con actividades que promueva la generación de empleo y capacitación para las mujeres. Asimismo, se crearán incentivos para el acceso de las mujeres a carreras técnicas o estudios técnicos con salidas profesionales en el sector de geotermia y/o creación de alianzas con escuelas y universidades técnicas para promover programas de prácticas en empresas para estudiantes mujeres; y se fortalecerán las instituciones encargadas de la coordinación del componente para la inclusión de esta perspectiva de [género](#).

1.24 **Componente 2. Mejoras en la infraestructura eléctrica de transmisión (Total US\$57,3M; BID US\$53,7M⁹).** Este componente financiará el aumento de capacidad de transferencia en L/T y transformación en subestaciones en 138kV y 230kV para satisfacer en forma confiable, tanto la demanda actual, como su crecimiento a largo plazo de forma que:

- a. **Atiendan el crecimiento de demanda y conexión de nueva generación:**
 - (i) L/T El Sauce – Villanueva de 38km, 138kV, entre Subestación Villa Nueva y Subestación El Sauce, la construcción de la nueva Subestación Villanueva y ampliación de la Subestación El Sauce. El proyecto permitirá reducir la Energía no Servida a usuarios actuales y futuros de 10 municipios del departamento de Chinandega alimentados desde Subestación Villanueva, la mejora del servicio para más de 25.000 usuarios existentes y la conexión de 1.440 nuevos usuarios;
 - (ii) Subestación Sébaco, este proyecto incluye la adición de una nueva bahía/barra en Subestación Sébaco con el objetivo de disminuir las interrupciones del servicio, para seis L/T de 138kV que se conectan a esa subestación y a 10 subestaciones conectadas a este nodo, con una demanda de 45MW y una potencia hidroeléctrica instalada de 80MW, comprometiendo el suministro a 213.000 clientes en 7 departamentos;
 - (iii) ampliación de capacidad en 5 subestaciones para beneficiar a más de 83.000 clientes, al reemplazar 5 transformadores en las subestaciones Acahualinca, Diriamba, San Benito, Ticuantepe II y Catarina. Los transformadores existentes han finalizado su vida útil y algunos presentan sobrecarga;
 - (iv) modernización de Subestación Ticuantepe I, este proyecto consiste en la construcción de una nueva subestación en 138kV que reemplace a la Subestación Ticuantepe I actual

⁹ Incluye fondos de la Facilidad Coreana.

de 69kV; como parte del proyecto se incluye una L/T de 2km en 138kV; el proyecto beneficiará a más de 12.000 clientes; y (v) adquisición de un Transformador Móvil de 40MVA con relación de tensión 138/24,9/13,8kV (¶1.9).

- b. **Permitan la adaptación del sistema de transmisión nacional para que el SIEPAC alcance su nivel de transferencia de diseño de 300MW¹⁰**, por medio del aumento de capacidad de las líneas de 230kV existentes en los tramos León-Frontera Honduras y Amayo-Frontera Costa Rica, reemplazando 97km de conductor por otro de mayor capacidad y mejorando la capacidad de transmisión en una longitud de 213km mediante obras complementarias (¶1.13).

- 1.25 **Costo y financiamiento.** El costo total del programa asciende a US\$103.403.000 de los cuales US\$28.700.000 corresponde al *Blend* (US\$17.220.000 con cargo a los recursos CO, 60% y US\$11.480.000 con cargo al FOE, 40%); US\$39.694.000 como parte del Mecanismo de Apalancamiento de recursos no reembolsables – *Grant Leverage Mechanism* (GLM) – del BID (US\$22.670.000 con cargo al CO del GLM y US\$17.024.000 de fondos no reembolsables, los cuales incluyen US\$750.000 SREP de recursos de inversión no reembolsable, así como US\$6.750.000 SREP y US\$9.524.000 de CTF de fondos no reembolsables de donación contingente como se indica en (¶2.2)). Adicionalmente US\$25.000.000 de préstamo concesional bajo la Facilidad de Corea para proyectos de Infraestructura (KIF), que administra el Banco; y US\$10.009.000 serán financiados con aporte local provenientes de MEM, ENEL y ENATREL a ser utilizados fundamentalmente para cubrir aspectos administrativos, gastos financieros e imprevistos. El presupuesto consolidado por componente se muestra en el Cuadro 1 - Costo del Programa, y en el presupuesto detallado ([EEO#10](#)). Entre las categorías de gastos que serán cubiertas por el programa se incluyen: adquisición de bienes, obras, servicios, consultorías, costos financieros del programa y gastos de administración de las UEPs.

C. Indicadores Clave de la Matriz de Resultados

- 1.26 Como resultados del programa se establecen: (i) desarrollo del potencial geotérmico de Nicaragua de forma ambiental y financieramente sostenible; (ii) aseguramiento del suministro de energía eléctrica continua, confiable, accesible y costo efectiva en las zonas beneficiadas por la ampliación de la infraestructura eléctrica del programa; y (iii) optimización de la capacidad de transferencia del SIEPAC en los tramos ubicados en Nicaragua. ([Anexo II](#)). Los indicadores establecidos para medir estos resultados son (i) potencial geotérmico para generación eléctrica adicional al existente, explorado a nivel de factibilidad; (ii) concesiones de explotación geotérmica otorgadas; (iii) energía no servida en las zonas de influencia del programa; y (iv) máxima capacidad de transferencia regional en los tramos Nicaragua-Honduras N-S y Nicaragua-Costa Rica S-N aumentada.

¹⁰ Nicaragua ejecutará seis proyectos de adaptación, cinco con apoyo del BID y uno con financiamiento Banco Europeo de Inversiones.

Cuadro 1. Costo del programa (US\$miles)

	BID (GLM)	BID (BL)	BID (KIF)	SREP (Ctg)	SREP (No reemb)	CTF (Ctg)	Aporte Local	TOTAL
1.-Ingeniería, Supervisión y Administración	1.670	-	-	529	59	747	500	3.505
2.-Costos Directos	19.031	-	-	6.034	671	8.514	-	34.250
2.1-Exploración de factibilidad	18.753	-	-	5.946	661	8.390	-	33.750
2.2-Estrategia Implementación proyectos geotérmicos	278	-	-	88	10	124	-	500
3.-Imprevistos	585	-	-	186	20	263	5.796	6.850
4.-Gastos Financieros	1.384	-	-	-	-	-	91	1.475
Subtotal C1- GEOTERMIA	22.670	-	-	6.749	750	9.524	6.387	46.080
1.-Ingeniería, Supervisión y Administración	-	800	731	-	-	-	600	2.131
2.-Costos Directos	-	25.824	23.582	-	-	-	-	49.406
2.1 Transmisión para apoyar los refuerzos nacionales	-	19.774	18.057	-	-	-	-	37.831
2.2-Transmisión para respaldar la capacidad del sistema regional	-	6.050	5.525	-	-	-	-	11.575
3.-Imprevistos	-	771	-	-	-	-	2.889	3.660
4.-Gastos Financieros	-	1.305	687	-	-	-	133	2.125
Subtotal C2- TRANSMISIÓN	-	28.700	25.000	-	-	-	3.622	57.322
TOTAL	22.670	28.700	25.000	6.749	750	9.524	10.009	103.402

II. ESTRUCTURA DE FINANCIAMIENTO Y PRINCIPALES RIESGOS

A. Instrumentos de Financiamiento

- 2.1 El programa es un préstamo de inversión específica. Se cofinanciará con recursos de préstamo del Banco y con los recursos de préstamo de la Facilidad de Corea para proyectos de Infraestructura, así como por aportes de CTF y SREP como parte del PINIC. Los recursos del Banco se imputarán a las siguientes fuentes de financiamiento: (i) la asignación bienal para Nicaragua (documento GN-2442-46) de los préstamos paralelos de CO y FOE, conforme al Marco MSD/SMABD (GN-2442); y (ii) la asignación de los recursos de CO del programa regular de financiamiento del Banco (préstamo de CO), como se establece en el marco del GLM (AB-2946) ([EEO#14](#)). Con arreglo a dicho

- mecanismo, el Banco puede financiar operaciones de financiamiento para inversión con recursos del programa regular de financiamiento de CO y recursos de donación proporcionados por donantes bilaterales y multilaterales. De los US\$17.024.000 de recursos de donación SREP/CTF, hasta US\$15.113.333 serán utilizados como contrapartida del préstamo de CO del GLM, para una combinación de donación (40%) y préstamo de CO (60%), que se aprobarían y desembolsarían simultáneamente (pari passu) para satisfacer los requisitos de concesionalidad. Los recursos de aporte del CTF y SREP serán administrados por el Banco, de conformidad con el acuerdo de procedimientos financieros suscrito entre el Banco y el Banco Mundial, como administrador de estos recursos. El Banco no podrá efectuar desembolsos de los recursos de CO hasta que los recursos del CTF/SREP estén disponibles para los propósitos del programa.
- 2.2 Como se indicó en el (¶2.1), cada suma que se desembolse con cargo al préstamo de CO, en el marco del GLM, tendrá una contrapartida de igual monto (pari-passu) de recursos del CTF y SREP. Los recursos provenientes de SREP y CTF se transfieren al país en carácter no reembolsable, para contribuir a mitigar los riesgos financieros asociados a la exploración del campo geotérmico. Los recursos de recuperación contingente (¶1.25) en ningún momento originan una obligación de repago para el Estado sino una obligación de hacer, por la que el Estado, por intermedio del MEM, se obliga a llamar a licitación para adjudicar a un inversionista privado la concesión una vez demostrada la factibilidad del recurso geotérmico, y en la concesión que se otorgue a un privado se incorporará la obligación de repagar un monto no inferior a los recursos invertidos por el Estado en la exploración. Con los recursos recibidos del privado el MEM implementará un mecanismo para apoyar investigaciones geotérmicas (Fondo de Mitigación), que permita continuar utilizando los mismos para investigaciones en otros campos, mitigando los riesgos para atraer inversiones privadas. Los recursos de estas contribuciones continuarán siendo utilizados por el Fondo de Mitigación, y recuperados de los inversionistas privados reiterativamente. Transcurridos 30 años, contados a partir de la suscripción de los Convenios, el Fondo de Mitigación establecerá como condición obligatoria para el privado ganador de la última licitación que los recursos correspondientes a recuperación contingente sean directamente devueltos al Banco, en la cuenta que éste indique, para ser transferidos al CTF/SREP.
- 2.3 Los recursos, sin importar su fuente serán desembolsados en un plazo de cinco años a partir de la fecha de vigencia del contrato de préstamo, según el Cuadro 2:

Cuadro 2. Programación de desembolsos (US\$miles)

FUENTE	2017	2018	2019	2020	2021	Total
BID (GLM)	196	425	4.695	12.411	4.943	22.670
SREP (Donación no reembolsable)	7	14	161	421	147	750
SREP (Donación Contingente)	61	130	1.451	3.791	1.317	6.750
CTF (Donación Contingente)	86	183	2.048	5.348	1.859	9.524
Aporte Local (MEM-ENEL)	76	151	148	3.035	2.977	6.387
Subtotal C1- GEOTERMIA	426	903	8.503	25.006	11.243	46.081
BID (blend)	846	3.604	6.189	11.722	6.339	28.700
BID (Facilidad Coreana)	769	3.266	5.580	10.194	5.191	25.000
Aporte Local (ENATREL)	179	151	145	1.579	1.568	3.622
Subtotal C2-TRANSMISIÓN	1.794	7.021	11.914	23.495	13.098	57.322
TOTAL	2.220	7.924	20.417	48.501	24.341	103.403

B. Riesgos Ambientales y Sociales

2.4 **Riesgos Ambientales.** El Informe de [Gestión Ambiental y Social \(IGAS\)](#) presenta los impactos y riesgos ambientales y sociales asociados al programa.

2.5 El programa fue clasificado como “Categoría A” según la Política Operativa OP-703. Los impactos ambientales y sociales adversos, si no se atenúan serían significativos, siendo: (i) fragmentación de hábitat y efectos acumulativos sobre la cobertura boscosa, causados por la conversión de hábitat dentro de la Reserva Natural Volcán Cosigüina; (ii) riesgo de efectos acumulativos sobre la disponibilidad del agua causados por la extracción y consumo del agua para el Componente 1, pudiendo afectar la viabilidad tanto del Componente 1 como la salud de comunidades aledañas; (iii) riesgo alto de desastres naturales que podrían afectar la viabilidad de los proyectos de los Componente 1 y 2, la salud y seguridad de comunidades aledañas, como por ejemplo la actividad sísmica, sequía, precipitación extrema y tormentas, deslizamientos de tierra, y actividad volcánica; (iv) impactos asociados a la etapa de construcción de los proyectos de los Componentes 1 y 2, como la contaminación de las aguas superficiales y subterráneas y suelos por el lodo resultante de las perforaciones, la contaminación del aire, la generación de ruidos y vibraciones, impactos visuales, potencial contaminación por el manejo inadecuado de desechos, e impactos asociados al acceso y a la obtención de servidumbres, entre otros; e (v) impactos negativos en el potencial económico tanto de propietarios aledaños como a comunidades afectadas.

2.6 Las medidas de mitigación que el Prestatario deberá incluir: (i) como condición especial previa al primer desembolso de recursos del Componente 1, la presentación de un Estudio de Agua Subterránea para determinar la disponibilidad del agua e identificar medidas de gestión apropiadas para el proyecto geotérmico Cosigüina; (ii) la ejecución durante el periodo de desembolso del Proyecto, de un plan de acción para la biodiversidad para restaurar la Reserva Natural Volcán Cosigüina; (iii) como condiciones especiales previas al primer desembolso de recursos de los Componentes 1 y 2, la

presentación de un Marco de Evaluación y Plan de Gestión de los Desastres Naturales, así como la presentación del Plan de Adquisición y Compensación; (iv) la realización de un Marco de Gestión Ambiental y Social para la Etapa de Producción Geotérmica. De igual manera, será **condición contractual especial previa al primer desembolso del financiamiento que se presente el Plan de Acción Ambiental y Social final y los demás planes de gestión identificados en el IGAS**, asegurando que todos los impactos y riesgos ambientales y sociales sean adecuadamente mitigados.

- 2.7 Una descripción de todas las medidas que el prestatario debe ejecutar para mitigar los impactos y riesgos más relevantes, de manera que el programa cumpla con la Política Operativa OP-703 durante el periodo de vigencia del contrato, está presentada en el [IGAS](#).
- 2.8 El [IGAS](#) identifica las condiciones contractuales especiales del programa, y los arreglos apropiados para monitoreo y supervisión. Posterior a la aprobación del proyecto, el BID supervisará de manera activa el rendimiento de la implementación de las medidas de mitigación y compensación ambiental y social.

C. Aspectos Fiduciarios

- 2.9 **Riesgos.** Durante la preparación se actualizó el análisis de capacidad institucional de cada ejecutor lo que permitió identificar el riesgo de gestión financiera de que no se reestablezca un ambiente de control interno aceptable para el Banco. En general, para la gestión fiduciaria se anticipa que las medidas de mitigación de riesgo giren en torno a capacitaciones puntuales, un acompañamiento cercano en un inicio, y la contratación de personal ad-hoc con las habilidades necesarias para la ejecución de operaciones financiadas por el Banco. También se identificó el riesgo medio de retrasos en las adquisiciones por desactualización del personal seleccionado en las Políticas del BID. Para mitigar este riesgo se propone, realizar un taller de capacitación y clínicas programadas por parte del BID para el personal técnico y fiduciarios involucrados en el programa. Las adquisiciones de bienes, obras, servicios diferentes a consultoría y servicios de consultoría, se realizarán de acuerdo con las políticas GN-2349-9 y GN-2350-9.

D. Otros Aspectos Especiales y Riesgos

- 2.10 **Gestión pública, gobernabilidad y desarrollo.** Como riesgos de nivel medio en cuanto a gestión pública y gobernabilidad se identificaron los siguientes: (i) retrasos en la ratificación de la Asamblea Nacional, demoran el inicio del programa; y (ii) retrasos en el cumplimiento de condiciones previas al primer desembolso aplazando el inicio del programa, particularmente, la integración de las UEP con el personal clave. Como medidas de mitigación se proponen, respectivamente: (i) gestionar ante la Comisión de Energía de la Asamblea Nacional, la consideración de agilizar la aprobación del Contrato de Préstamo por la Asamblea Nacional; y (ii) gestionar ante la entidades de gobierno la emisión en el corto plazo, (a) del dictamen legal de la Procuraduría General de la República para establecer la fecha de efectividad del programa; y (b) los

Convenios de Transferencia entre ENATREL y MHCP y Convenio de Ejecución entre el MEM y MHCP; y (c) contar con el personal de las UEP (¶3.2).

- 2.11 Como riesgos medios de desarrollo se consideraron: (i) posible retrasos en la ejecución del programa por la participación de varias entidades de gobierno; (ii) demora en la obtención de permisos ambientales, retrasan el inicio de las obras del programa; (iii) capacidad limitada en materia de geotermia retrasa la preparación de especificaciones técnicas de las perforaciones de exploración; (iv) incremento en los costos limita el alcance del Componente 1; (v) demora en la obtención de resultados de los levantamientos topográficos y estudios geológicos; (vi) retraso en las negociaciones de servidumbre; y (vii) poca demanda del sector privado para invertir en el desarrollo de los campos geotérmicos.
- 2.12 Las medidas de mitigación propuestas para los riesgos de desarrollo son: (i) establecer un Comité de Coordinación y Seguimiento del Programa¹¹ para seguimiento y toma de decisiones importantes, implementando medidas de fortalecimiento conforme al plan de acción resultante de la evaluación de capacidad institucional; (ii) gestionar ante las autoridades correspondientes que garanticen las aprobaciones en el tiempo previsto; (iii) contratar un especialista en exploración geotérmica para apoyar a la UEP-MEM en la elaboración de especificaciones técnicas y contratación oportuna de una firma supervisora técnica -ambiental; (iv) realizar una investigación previa de mercado para licitaciones similares; (v) asegurar un monto de imprevistos desde el diseño del programa y gestionar recursos adicionales ante el MHCP; (vi) contratar estudios con recursos propios que posteriormente el Banco podrá financiar retroactivamente; (vii) constante coordinación de los OEs con los líderes locales, alcaldías y secretarios políticos de las regiones afectadas. Será condición contractual especial de ejecución que previo a la adjudicación de cada contrato de obra, el OE respectivo demostrará que cuenta con la posesión legal, las servidumbres u otros derechos necesarios para iniciar la obra; y (viii) como parte del mecanismo para atraer inversión privada para la implementación de proyectos geotérmicos a ser preparado, se desarrollará un plan de difusión de los resultados obtenidos de las Fases 1 y 2 contenidos en el informe de factibilidad, dirigido a potenciales inversionistas.
- 2.13 **Viabilidad financiera.** La evaluación de la viabilidad financiera del programa se realizó para el Componente 1 mediante un modelo de análisis financiero de flujo de caja. La metodología que usa este análisis es la evaluación de la Tasa de Interna del Retorno Financiera (TIRF) utilizando el flujo de caja con costos e ingresos, y un Valor Actual Neto Financiero (VANF). Se hicieron sensibilidades con una tasa de descuento del 12% de los factores considerados, como tarifa del acuerdo de venta de energía, tasa de interés de la deuda, plazo de la misma, costo de inversión, tasa de impuestos y exoneraciones. Se compararon a la Tasa de Retorno esperado del Capital, estimado en Nicaragua como un mínimo de 18%. Se consideran favorables los casos que cuentan con un TIRF > 18% y un VANF positivo. Si se confirma con las exploraciones el recurso geotérmico, el

¹¹ El apartado 2.2.1. del MOP define composición y funcionamiento del Comité de Coordinación y Seguimiento del Programa.

proyecto sería viable financieramente a partir de un precio de la energía de US\$102/MWh, que compara favorablemente con proyectos similares¹².

- 2.14 Para el Componente 2 se analizó la viabilidad financiera a partir de la evolución histórica y proyectada de sus estados financieros con base en los indicadores financieros de ENATREL ([EEO#5](#)) cuyo monitoreo fue acordado en las operaciones anteriores (§2.18). Los resultados en 2015 fueron inferiores a los esperados: el Margen Operativo de Caja fue de 28,8% frente a un 30% acordado; la contribución de la Generación Interna de Fondos neta del servicio de la deuda a las inversiones fue de -232% frente a un 35%, y la Cobertura del Servicio de la Deuda alcanzó 0,27 veces frente a 1,5%. Los dos últimos indicadores fueron fuertemente afectados por los valores crecientes que registra el pago de capital e intereses debido a los atrasos que viene registrando ENATREL tanto de la porción de amortización del capital como de intereses. Las proyecciones financieras de ENATREL para el período 2016-2025, se elaboraron considerando un escenario de inversiones de US\$509M, una normalización de deudas acumuladas e incremento promedio anual de 11% en el peaje de transmisión.
- 2.15 Se estima que ENATREL alcanzará los indicadores que se definen a continuación: (i) contribución de la generación interna de fondos neta deberá incrementarse proporcionalmente desde la registrada en 2015 hasta 35% en 2020, continuando a ese nivel en los años subsiguientes; (ii) el margen operativo de caja determinado como el monto que queda después de haber cubierto los costos de operación y mantenimiento, será de al menos 30%; y (iii) el factor de cobertura del servicio de la deuda deberá incrementarse proporcionalmente desde el registrado en 2015 hasta 1,5 en 2019 y mantenerse a ese nivel en los años subsiguientes. El monitoreo de estos indicadores permitirá adoptar acciones a fin de asegurar que los ingresos provenientes de la operación de ENATREL sean suficientes para cubrir sus costos normales de operación y mantenimiento, el servicio de la deuda, y contribuyan sustancialmente al plan de inversiones. Las metas definidas para estos indicadores se harán extensivas en su aplicación a otras operaciones de préstamo vigentes con participación de ENATREL. Que ENATREL mantenga estos indicadores financieros será una condición contractual especial de ejecución. En caso de que se presenten desviaciones en los indicadores y que de las mismas se determine el deterioro de la situación financiera de la empresa, el prestatario y ENATREL remitirán al Banco un plan de acción que identifique claramente las causas de las desviaciones y las medidas de gestión o financieras que se adoptarán, las responsabilidades de este ejecutor y del prestatario y el cronograma de ejecución, de manera que permita recuperar las condiciones de sostenibilidad financiera.
- 2.16 **Viabilidad económica.** Se realizó un ACB, obteniendo un Valor Presente Neto Económico (VPNE) acumulado para todo el programa de US\$864.250.173 y una Tasa de Interna del Retorno Económico (TIRE) ponderada del 20%. Para el Componente 1, se analizó el flujo de caja haciendo una comparación para los casos: de existencia y de no existencia del proyecto. Se hicieron sensibilidades de los factores más importantes considerados (costo social “medio” por tonelada

¹² El proyecto geotérmico San Jacinto-Tizate, Nicaragua, recibe un precio de US\$117/MWh.

de CO₂; precio del combustible Bunker IFO380, costo de inversión, etc.) y se compararon a la Tasa de Descuento de Oportunidad (12%). Se consideran favorables los casos que cuentan con TIRE >2% y VPNE positivo. El proyecto conlleva un VPNE positivo y una TIRE en el Caso Base del 17% y variaciones en las sensibilidades que van desde 13% a 29%. ([EEO#1](#)).

2.17 Para el Componente 2 el análisis ACB se realizó para cada uno de los proyectos del programa examinándose sus efectos directos e indirectos, incluyendo externalidades que eventualmente generan utilizando una tasa de descuento del 12%. El análisis clasificó los proyectos en dos grupos, los proyectos de refuerzo del sistema nacional y los proyectos de refuerzo del sistema regional. Los primeros generan un VPNE positivo y una TIRE promedio ponderado de 34%. En términos de usuarios, estos proyectos conllevan beneficios económicos promedio del orden de los US\$2.269 por cliente e incluyen una inversión económica agregada (ajustada por factores de cuenta) local total de US\$41.904.080 que generan un beneficio económico de aproximadamente US\$696.700.643. Esta inversión beneficia a más de 410.000 clientes (más de 2.000.000 personas). En el caso de los proyectos de refuerzo del sistema regional, la inversión económica de US\$12.820.629 genera un VPNE de US\$94.739.530 y una TIRE de 23%. El Componente 2 presenta una TIRE ponderada de sus componente de 27% y un VPNE acumulado de US\$791.440.173. Los detalles se presentan en ([EEO#2](#)).

2.18 **Viabilidad técnica.** La viabilidad técnica de los proyectos fue analizada para cada componente. Para el Componente 1 la viabilidad técnica se garantiza mediante un proceso detallado de priorización de inversiones y plan de trabajo que incluye diferentes etapas de desarrollo desde investigaciones de superficie hasta perforaciones profundas ([EEO#3](#)). En concordancia con el PINIC (¶1.18), se promoverá la sostenibilidad de las inversiones comerciales al reducir los riesgos de exploración y promoverá la escalabilidad a nuevas investigaciones geotérmicas a partir de los recursos de los inversores privados recuperados para las fases 1 y 2. Para el Componente 2 la viabilidad técnica está asegurada en la elaboración de los diseños y su proceso de aprobación para construcción. La preparación de diseños de los proyectos del programa sigue las especificaciones técnicas, regulatorias y socio-ambientales vigentes en el sector. Este proceso contribuye a mitigar riesgos asociados con desacuerdos sociales en áreas de influencia de los proyectos a financiar. El desarrollo de estos proyectos es parte integral de la planificación de ENATREL para la expansión del Sistema Nacional de Transmisión ([EEO#4](#)).

2.19 **Viabilidad institucional.** El MEM, que es el encargado de formular y promover las políticas nacionales y estratégicas aplicables a la promoción, desarrollo, exploración y explotación de recursos geotérmicos del país, pudiendo también realizar investigaciones preliminares de los recursos geotérmicos bajo los principios establecidos en la Ley de Exploración y Explotación de Recursos Geotérmicos y su reglamento (Art. 4 de la Ley 443). Actualmente realiza las perforaciones en el proyecto Cosiguina para la etapa de prefactibilidad financiadas por el PNESER. Además contará con el apoyo técnico de ENEL que cuenta con amplia experiencia en geotermia. Por su parte, ENATREL cuenta con una amplia experiencia ejecutando proyectos de ampliación y refuerzo del sistema de transmisión del país, es el caso de los Refuerzos Nacionales de

Transmisión para el Proyecto SIEPAC (1877/BL-NI) y el Programa de Apoyo al Sector Eléctrico (1933/BL-NI y Modificatorios). Así mismo es el OE responsable de la coordinación e implementación del mayor programa en ejecución para el sector eléctrico, como es el PNESEER (2342/BL-NI y Modificatorios), con una aplicación integral a las necesidades del sector¹³. ENATREL ha probado ser un ejecutor con alta capacidad de gestión, habiendo concluido la ejecución de los dos primeros programas mencionados con resultados satisfactorios en 2012 y 2015 respectivamente, y actualmente ejecutando el PNESEER y el Programa NI-L1091.

III. PLAN DE IMPLEMENTACIÓN Y GESTIÓN

A. Resumen de los Arreglos de Implementación¹⁴

- 3.1 El Prestatario será la República de Nicaragua y los Organismos Ejecutores serán: El MEM, con el apoyo técnico de ENEL, para el Componente 1, y ENATREL para el Componente 2. Se prevé un Comité de Coordinación y Seguimiento del Programa integrado por el MHCP, el MEM y ENATREL. La participación de ENEL en los aspectos técnicos relacionados con la exploración a nivel de factibilidad (investigaciones preliminares) del proyecto Cosiguina, se dará con base en lo establecido en el Art. 2 de la Ley 882 de 2014 que reforma la Ley 443, que establece que el ente público que llevará a cabo las investigaciones preliminares, deberá dar participación a ENEL, para lo cual se celebrará un acuerdo de participación mediante un Convenio Interinstitucional entre MEM, ENEL y MHCP que establecerá los términos y obligaciones de ejecución y estipulará los roles y responsabilidades de las partes. Se creará un Comité Directivo del Componente 1. ENATREL es una empresa pública creada mediante Ley N°583, y cuenta con personería jurídica propia como Ente Descentralizado del Poder Ejecutivo. ENATREL ejecutará el componente 2 a través de UEP-ENATREL y el MEM ejecutará el componente 1 por medio de UEP-MEM. El prestatario, por intermedio del MHCP, suscribirá un convenio de transferencia de recursos con ENATREL donde se establecerán los términos de dicha transferencia así como las obligaciones de ejecución de ENATREL en los términos del contrato de préstamo. **Serán condiciones contractuales especiales previas al primer desembolso del financiamiento del Banco: (i) que se hayan constituido el Comité de Coordinación y Seguimiento del Programa y el Comité Directivo del Componente 1; y (ii) que se haya suscrito un convenio de ejecución entre el MHCP y el MEM, y un convenio de transferencia de recursos entre el MHCP y ENATREL, donde se establezcan las obligaciones de las partes para la adecuada implementación del proyecto.**
- 3.2 **UEP.** Las UEP serán las unidades responsables de la administración de cada componente del programa y servirán de interlocutor con el Banco. Para cumplir con sus funciones las UEP contarán con un Coordinador del Componente y con

¹³ El PNESEER cuenta con siete componentes que inciden en: electrificación rural, normalización de redes, expansión de sistemas aislados, estudios de pre-inversión, EE, refuerzos al sistema de transmisión y sostenibilidad de sistemas aislados.

¹⁴ El [MOP](#) (sección 2.2-Mecanismos de coordinación para la ejecución) describe en detalle los roles, funciones y arreglos para/de los actores del programa.

el siguiente personal clave: (i) un especialista administrativo-financiero; (ii) un especialista en adquisiciones; y (iii) un especialista en monitoreo y evaluación, quienes trabajarán en coordinación con personal de carrera de las áreas técnicas y administrativas del MEM y ENATREL. **Será condición contractual especial previa al primer desembolso de los recursos del financiamiento, que se haya designado o seleccionado al siguiente personal para cada UEP: (i) coordinador de componente; (ii) especialista administrativo-financiero; (iii) especialista de adquisiciones; y (iv) especialista de monitoreo y evaluación.**

- 3.3 **MOP.** La ejecución del programa se regirá por las disposiciones contenidas en el MOP. El MOP incorporará todos los procedimientos a ser utilizados durante la ejecución del programa, incluyendo un sistema de monitoreo, seguimiento y evaluación de sus acciones y resultados, y un Marco de Gestión Ambiental y Social para la Eventual Etapa de Producción Geotérmica, según descrito en el PAAS. Durante la ejecución, el MOP podrá ser modificado con la no-objeción escrita del Banco. **Será condición contractual especial previa al primer desembolso de los recursos del financiamiento, que se haya aprobado y se encuentre vigente el MOP, con capítulos separados para cada organismo ejecutor, en los términos y condiciones previamente acordados con el Banco.**
- 3.4 **Plan de Ejecución del Programa (PEP).** El desarrollo de las actividades del programa seguirá una programación instrumentada a través del PEP y su revisión anual que se plasmará en el respectivo POA. El PEP contiene el detalle equivalente al POA por cada uno de los años de ejecución. Sin embargo, deberá ser modificado cada año teniendo en cuenta el avance real del programa. Las revisiones anuales del PEP (ej. POA) deberán ser remitidas al Banco por cada OE.
- 3.5 **Plan de Adquisiciones (PA).** Se acordó un PA para los primeros doce meses de ejecución. Cada OE deberá actualizar anualmente el PA, coincidente con las evaluaciones anuales y antes del fin de cada año calendario o cuando se presenten cambios sustanciales. Los diferentes tipos de adquisiciones de bienes, obras, y servicios de consultoría, se realizarán de acuerdo a las políticas GN-2349-9 y GN-2350-9, respectivamente.
- 3.6 **Financiamiento retroactivo.** El Banco podrá financiar retroactivamente, con cargo a los recursos del préstamo, costos de ingeniería efectuados por el prestatario antes de la fecha de aprobación del préstamo hasta por US\$500,000 correspondientes al 0,5% de monto total de la operación; siempre que se hayan cumplido requisitos sustancialmente análogos a los establecidos en el contrato de préstamo. Dichos gastos deberán haberse efectuado a partir del 01-jun-2016, fecha de aprobación del Perfil de Proyecto, pero en ningún caso efectuado más de 18 meses antes de la fecha de aprobación del préstamo.
- 3.7 **Auditoría Financiera.** Los servicios de auditoría externa serán provistos por una firma de auditores externos aceptable para el Banco, que serán contratados sobre la base de los términos de referencia que sean acordados con los OEs. Las auditorías externas serán del programa y de ENATREL y se contratarán con cargo a los recursos del financiamiento y deberán de ser presentadas al Banco

dentro del plazo de 120 días siguientes al cierre de cada año calendario durante el plazo original de desembolsos o sus extensiones y 120 días después de la fecha de último desembolso.

B. Resumen de los Arreglos para el Monitoreo de Resultados

- 3.8 **Monitoreo.** El equipo del Banco realizará visitas técnicas semestrales a cada OE para revisar el avance del programa y hacer los ajustes que deriven de su ejecución. Se harán visitas de supervisión fiduciaria de acuerdo al riesgo fiduciario inicial. La cantidad de estas visitas se ajustará en la medida en que varíe el riesgo fiduciario de la operación. Se tienen previstas auditorías externas operacionales del programa, contratadas por el MEM, para validación del uso de los recursos del financiamiento y de los procesos y controles internos operativos que se implementarán en los OEs. La información recopilada se analizará semestralmente y el informe de monitoreo y progreso se realizará anualmente ([EER#2](#)).
- 3.9 El seguimiento ambiental y social se enfocará en el cumplimiento de los requerimientos ambientales y sociales contenidos en el Contrato, incluyendo los del PAAS, según la temporalidad descrita en el PAAS.
- 3.10 **Evaluación.** La evaluación del programa incluye una evaluación intermedia y una final con recursos del préstamo. Las evaluaciones intermedias, serán contratadas por cada OE, en un plazo máximo de dos meses después de comprometido el 50% de los recursos del componente respectivo. La evaluación final contará con un ACB ex-post y será contratada por cada OE en un plazo máximo de dos meses después de desembolsado el 95% de los recursos del componente. La evaluación finales determinará el grado de cumplimiento de las metas establecidas en la Matriz de Resultados, es decir, analizará el antes y después de la implementación del programa. Los reportes semestrales y anuales serán presentados por los OE según el PSE. Adicionalmente se realizará un taller de preparación de informe final, y ACB ex-post que permita verificar los supuestos de la operación.

Matriz de Efectividad en el Desarrollo			
Resumen			
I. Alineación estratégica			
1. Objetivos de la estrategia de desarrollo del BID	Alineado		
Retos Regionales y Temas Transversales	-Productividad e Innovación -Integración Económica -Cambio Climático y Sostenibilidad Ambiental		
Indicadores de contexto regional			
Indicadores de desarrollo de países	-Reducción de emisiones con apoyo de financiamiento del Grupo BID (millones de toneladas anuales de CO2 equivalente) -Acuerdos de integración regional, subregional y extra regional e iniciativas de cooperación apoyadas (#)		
2. Objetivos de desarrollo de la estrategia de país	Alineado		
Matriz de resultados de la estrategia de país	GN-2683	Cambiar la matriz energética por medio de la promoción de fuentes renovables de generación eléctrica e incrementar la confiabilidad del servicio.	
Matriz de resultados del programa de país	GN-2849	La intervención está incluida en el Programa de Operaciones de 2016.	
Relevancia del proyecto a los retos de desarrollo del país (si no se encuadra dentro de la estrategia de país o el programa de país)			
II. Resultados de desarrollo - Evaluabilidad	Evaluable	Ponderación	Puntuación máxima
	8.5		10
3. Evaluación basada en pruebas y solución	8.4	33.33%	10
3.1 Diagnóstico del Programa	3.0		
3.2 Intervenciones o Soluciones Propuestas	2.4		
3.3 Calidad de la Matriz de Resultados	3.0		
4. Análisis económico ex ante	10.0	33.33%	10
4.1 El programa tiene una TIR/VPN, Análisis Costo-Efectividad o Análisis Económico General	4.0		
4.2 Beneficios Identificados y Cuantificados	1.5		
4.3 Costos Identificados y Cuantificados	1.5		
4.4 Supuestos Razonables	1.5		
4.5 Análisis de Sensibilidad	1.5		
5. Evaluación y seguimiento	7.0	33.33%	10
5.1 Mecanismos de Monitoreo	2.0		
5.2 Plan de Evaluación	5.0		
III. Matriz de seguimiento de riesgos y mitigación			
Calificación de riesgo global = magnitud de los riesgos*probabilidad	Medio		
Se han calificado todos los riesgos por magnitud y probabilidad	Sí		
Se han identificado medidas adecuadas de mitigación para los riesgos principales	Sí		
Las medidas de mitigación tienen indicadores para el seguimiento de su implementación	Sí		
Clasificación de los riesgos ambientales y sociales	A		
IV. Función del BID - Adicionalidad			
El proyecto se basa en el uso de los sistemas nacionales			
Fiduciarios (criterios de VPC/FMP)	Sí	Administración financiera: Presupuesto, Tesorería, Contabilidad y emisión de informes.	
No-Fiduciarios			
La participación del BID promueve mejoras adicionales en los presuntos beneficiarios o la entidad del sector público en las siguientes dimensiones:			
Igualdad de género	Sí	El proyecto promoverá la generación de empleo y capacitación de mujeres en el sector de la energía geotérmica, además de incentivos para el acceso de mujeres a carreras técnicas, y la creación de alianzas con escuelas o universidades técnicas para promover programas de prácticas para estudiantes mujeres. Asimismo, las instituciones encargadas de la coordinación del componente I recibirán capacitación sobre la inclusión de la perspectiva de género.	
Trabajo			
Medio ambiente			
Antes de la aprobación se brindó a la entidad del sector público asistencia técnica adicional (por encima de la preparación de proyecto) para aumentar las probabilidades de éxito del proyecto			
La evaluación de impacto ex post del proyecto arrojará pruebas empíricas para cerrar las brechas de conocimiento en el sector, que fueron identificadas en el documento de proyecto o el plan de evaluación.			

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

Nicaragua enfrenta un reto importante para garantizar la sostenibilidad del sector energético. El incremento de la demanda energética, resultante del crecimiento económico y la ampliación de la cobertura eléctrica, ha ocasionado presiones sobre los sistemas de generación como fuente de abastecimiento y de seguridad energética, y de transmisión como conductor del acceso universal a la electricidad y de integración regional. El diagnóstico documenta esta situación, identificando como determinantes principales las limitaciones para la explotación de recursos para generación de energía eléctrica y limitaciones físicas en el sistema de transmisión por el deterioro de sus componentes.

Esta operación pretende hacer frente a esas limitaciones a partir de dos componentes: (i) impulsar el desarrollo de la generación eléctrica haciendo uso del recurso geotérmico, a través de trabajos de exploración y desarrollo de mecanismos que incentiven la inversión y su posterior explotación; y (ii) optimizar el sistema de transmisión eléctrico, a través de mejoras en la infraestructura física tanto nacional como de integración.

La intervención es consistente con el diagnóstico presentado y presenta una lógica vertical adecuada. Los resultados esperados son: (i) desarrollar el potencial geotérmico de Nicaragua; (ii) asegurar el suministro de energía eléctrica continua, confiable, accesible y costo efectiva en las zonas beneficiadas por el programa; y (iii) optimizar la capacidad de carga de energía del Sistema de Interconexión Eléctrica de los Países de América Central (SIEPAC) en los tramos ubicados en Nicaragua. En este sentido la matriz de resultados está bien formulada, y si bien no se ha establecido un impacto o indicadores de impacto, se ha identificado el objetivo de desarrollo esperado.

El análisis económico se sustenta en una evaluación de costo - beneficio por componente e intervención. El componente I, fundamenta los beneficios económicos a partir del ahorro de costos por la sustitución del combustible fósil (importación de petróleo) y la reducción de emisiones de CO2e, debido al desplazamiento de la generación de energía eléctrica de plantas termoelectrificadas por plantas geotérmicas. El componente II, se fundamenta sobre seis proyectos individuales de refuerzo al sistema de transmisión, donde los beneficios mayores se refieren principalmente a las mejoras en la confiabilidad del sistema. Los indicadores económicos son positivos y el análisis de sensibilidad ha tomado en cuenta las variables de incertidumbre comunes a este tipo de proyectos. El esquema de evaluación propone un análisis de costo - beneficio ex post y la medición de indicadores antes y después.

El riesgo global de la operación se clasificó como medio. Los riesgos medios calificados como de alto impacto presentan baja probabilidad de ocurrencia y se relacionan con la gestión pública y gobernabilidad, sostenibilidad ambiental y social, y de desarrollo. Todos los riesgos incluyen medidas de mitigación.

MATRIZ DE RESULTADOS

Objetivo	Contribuir a la sostenibilidad del sector eléctrico de Nicaragua. Los objetivos específicos son: (i) desarrollar la exploración del potencial geotérmico para diversificar la matriz energética; y (ii) incrementar la accesibilidad y confiabilidad del servicio de energía eléctrica mediante el incremento de la capacidad de transmisión nacional y regional implementando refuerzos en la red.
-----------------	---

Resultados	Línea Base 2016	Meta 2021	Observaciones/Medios de verificación
Desarrollar el potencial geotérmico de Nicaragua de forma ambiental y financieramente sostenible			
Potencial geotérmico para generación eléctrica, explorado a nivel de factibilidad en el Campo Cosigüina (MW)	0 ¹	40	Estudio de factibilidad del campo Cosigüina aprobado por el MEM y ENEL
Concesiones de explotación geotérmica otorgadas	0 ¹	1	Contrato de concesión entre el MEM y un inversionista privado o público-privado firmado por ambas partes.
Asegurar el suministro de energía eléctrica continua, confiable, accesible y costo efectiva en las zonas beneficiadas por la ampliación de la infraestructura eléctrica del programa			
Energía no servida ² (GWh) en las zonas de influencia ³ del programa.	1,178	0,080	Las mediciones de energía no servida serán verificadas mediante informes estadísticos y técnicos del Centro Nacional de Despacho de Carga (CNDC).
Optimizar la capacidad de carga de energía del Sistema de Interconexión Eléctrica de los Países de América Central (SIEPAC) en los tramos ubicados en Nicaragua			
Máxima Capacidad de Transferencia Regional (MW) tramo Nicaragua-Honduras N-S aumentada ⁴ .	120	300	La meta asume que además de los refuerzos incluidos bajo el presente programa, se construyen todos los refuerzos previstos para el SIN. Informe del Ente Operador Regional (EOR). La capacidad de transferencia será verificada mediante informes estadísticos y técnicos del EOR.
Máxima Capacidad de Transferencia Regional (MW) tramo Nicaragua-Costa Rica S-N aumentada ⁴ .	100	300	

¹ Actualmente no existe para el Campo Cosigüina un estudio a nivel de factibilidad que estime una línea de base del potencial geotérmico, ni concesiones de explotación.

² Cantidad de energía que se deja de entregar a los usuarios por causa de un evento en el Sistema de Transmisión que ocasiona restricciones en la disponibilidad de los activos del sistema, impidiendo el transporte de energía.

³ Departamento Jinotega (Municipios: Jinotega, La Concordia, Santa María de Pantasma, San Rafael del Norte y San Sebastián de Yalí); Departamento Madriz (Municipios: San Juan de Río Coco); Departamento Matagalpa (Municipios: El Cuá, Rancho Grande); Departamento Nueva Segovia (Municipios: Ciudad Antigua, Jalapa, El Jícaro, Murra, Quilali, San Fernando, Wiwili de Nueva Segovia); Departamento Región Autónoma del Atlántico Norte (Municipios: Waslala).

⁴ Las áreas de control aumentadas se refieren a la Red de Transmisión controlada por el CNDC, que además incluye a las subestaciones de los países vecinos a las cuales llegan las líneas de interconexión regionales.

Productos	Línea Base	Año					Meta	Medios de verificación
		1	2	3	4	5		
Componente 1.Desarrollo del potencial geotérmico del Campo Cosigüina								
1. Pozos exploratorios de diámetro comercial perforados ⁵ .	0	0	0	3	2	0	5	Informe técnico aprobado por el MEM y ENEL.
2. Estudio de factibilidad para la explotación del campo Cosigüina ⁶	0	0	0	0	1	0	1	Informe final del estudio aprobado por el MEM y ENEL
3. Estudio de mitigación de riesgos de exploración geotérmica diseñado ⁷ .	0	0	0	0	0	1	1	Estudio aprobado por el MEM
Componente 2.a. Mejoramiento de la infraestructura física de transmisión para garantizar e incrementar el suministro de energía eléctrica continua para atender la demanda de electricidad y la generación de energía en las zonas de intervención del programa								
4. Subestaciones (S/E) Villa Nueva y El Sauce construidas y en operación (S/E).	0	0	0	0	0	2	2	Actas de recepción de obras, suministro, instalación y puesta en marcha de equipos, aprobadas por ENATREL incluyendo como anexo los informes de supervisión técnico-ambientales.
5. Línea de transmisión en 138kV El Sauce – Villanueva construida y en operación. ⁸ (km).	0	0	0	0	0	38	38	
6. S/E Sebaco ampliada y en operación (S/E).	0	0	0	0	1	0	1	
7. S/E San Benito, Catarina, Diriamba, Acahualinca y Ticuantepe II construidas y en operación (S/E).	0	0	0	0	5	0	5	
8. S/E Ticuantepe I construida y en operación (S/E).	0	0	0	0	0	1	1	
9. Línea de transmisión conexa a la S/E Ticuantepe I construida ⁹ (km).	0	0	0	0	0	2	2	

⁵ El proceso de perforación consta de obras civiles de preparación que incluyen la ampliación de plataformas, mejora en el acceso a los pozos, la construcción de una estación de bombeo de agua y la perforación de los pozos con un diámetro comercial.

⁶ Incluirá un análisis detallado con información técnica, socio-ambiental y financiera sobre el potencial geotérmico del campo.

⁷ Este estudio incluirá: (i) propuestas de acciones encaminadas a apoyar investigaciones geotérmicas a partir de los recursos recuperados, que permita continuar utilizando los mismos para investigaciones en otros campos, mitigando los riesgos para atraer inversiones privadas; (ii) un plan de capacitación y difusión de los resultados obtenidos de las Fases 1 y 2 dirigido a potenciales inversionistas, el MHCP y PRONicaragua.

⁸ Incluye la construcción y puesta en marcha de la bahía de salida línea de 138kV de la S/E La Dalia.

⁹ Incluye la construcción y puesta en marcha de la bahía de salida línea de 138kV de la S/E La Dalia.

Productos	Línea Base	Año					Meta	Medios de verificación
		1	2	3	4	5		
10. Transformador móvil de 40MVA adquirido (transformador).	0	0	0	1	0	0	1	
Componente 2.b. Mejoramiento de la infraestructura física de transmisión para optimizar la capacidad de carga de la L/T regional en los tramos ubicados en Nicaragua								
11. L/T de 230kV con capacidad de transmisión incrementada mediante el remplazo de conductores en los tramos Leon – Frontera Honduras y Amayo – Frontera Costa Rica, en operación. (km)	0	0	0	0	97	0	97	Informe técnico aprobado por el CNDC.
12. L/T de 230kV con capacidad de transmisión incrementada mediante levantamiento LIDAR y retesado de conductor, en operación. (km)	0	0	0	0	0	213	213	

ACUERDOS Y REQUISITOS FIDUCIARIOS

País:	Nicaragua
Nº de Proyecto:	NI-L1094
Nombre del Proyecto:	Programa de Exploración Geotérmica y Mejoras en Transmisión en el Marco del Plan de Inversiones de Nicaragua (PINIC)
Organismo Ejecutor (OE):	Empresa Nacional de Transmisión Eléctrica (ENATREL), Ministerio de Energía y Minas (MEM), con apoyo de la Empresa Nicaragüense de Electricidad (ENEL)
Equipo Fiduciario:	Santiago Castillo y Juan Carlos Lazo; (FMP/CNI)

I. RESUMEN EJECUTIVO

- 1.1 Los Organismos Ejecutores (OE) de esta operación serán ENATREL y MEM. Este último con el apoyo técnico de ENEL. Estos estarán a cargo de la ejecución y supervisión técnica y financiera del proyecto.
- 1.2 El Sistema Integrado de Gestión Financiera y Auditoría (SIGFA) ha sido validado por el Banco para que en él se manejen los aspectos relacionados a Presupuesto, Tesorería y Contabilidad relacionados a la operación. De manera similar, su módulo de proyectos, Sistema Integrado de Gestión Financiera y Administrativa (SIGFAPRO), ha sido validado para los aspectos relacionados a Reportes. En cuanto al sistema nacional de adquisiciones, este se encuentra en proceso de mejora; por ello es importante mantener un esfuerzo continuo de impulsar diversas acciones para hacerlas compatibles con las mejores prácticas internacionales y consistentes con las políticas del Banco. ENATREL cuenta con experiencia en la ejecución de proyectos financiados por el Banco tales como 2342/BL-NI, 1877/BL-NI y 1933/BL-NI.
- 1.3 En materia de gestión financiera ENATREL y MEM tienen experiencia en administración de fondos externos. Los resultados de la evaluación a la capacidad institucional revelan para los tres OE un nivel de riesgo medio. Su experiencia acumulada y demostrada incluye el uso de los sistemas de país. Para mitigar riesgos será necesario contratar personal adicional con experiencia en operaciones del Banco, y reforzar conceptos clave en el personal actual que vaya a tener responsabilidad sobre la operación. El refuerzo se podrá brindar mediante capacitaciones puntuales en las herramientas del Banco para fortalecer el desempeño de la Institución, o mediante un acompañamiento temporal que apunte a una mejora sostenible en el corto plazo.
- 1.4 La presente operación es por un monto de US\$103.403.000.

II. CONTEXTO FIDUCIARIO DEL ORGANISMO EJECUTOR

- 2.1 ENATREL es una empresa estatal del sector energético creada mediante la ley 583 del 16 de Noviembre del año 2006 como un ente descentralizado que goza de autonomía técnica y administrativa, con patrimonio propio y con capacidad para contraer obligaciones.

- 2.2 En materia de adquisiciones, el personal de ENATREL, MEM y ENEL cuenta con experiencia en proyectos con financiamiento BID. Las adquisiciones funcionan de manera institucional con personal que utiliza el Sistema de Ejecución del Plan de Adquisiciones. Se prevé impartir capacitaciones sobre procesos de adquisiciones conforme los procedimientos del Banco.
- 2.3 En cuanto a la gestión financiera, ENATREL utiliza el SIGFA conformado por los subsistemas: presupuesto, tesorería, contabilidad y reportes apoyándose en el módulo para proyectos (SIGFAPRO). El Banco actualmente apoya al Gobierno de Nicaragua para la modernización del Sistema de Administración Financiera (SIGAF), que incorporará: (i) las aplicaciones propias del MHCP para el registro y rendición de cuentas de los recursos público del Sistema de Administración Financiera; (ii) las funcionalidades necesarias para la administración de acuerdo a sus propias características y autonomías administrativas; (iii) presupuesto con enfoque de gestión por resultados; (iv) la gestión administrativa de las instituciones por ciclos transaccionales completos; y (v) las normas internacionales de contabilidad y genere automáticamente las estadísticas de las finanzas públicas. En caso de que se implemente el SIGFA durante el periodo de ejecución de esta operación, se evaluará la migración de los registros de la misma al nuevo sistema.

III. EVALUACIÓN DEL RIESGO FIDUCIARIO Y ACCIONES DE MITIGACIÓN

- 3.1 Se fortalecerá las capacidades técnicas y fiduciarias de los OE con la contratación de: (i) un especialista en adquisiciones (la contratación deberá contar con la No objeción del Banco a efectos de garantizar que cumpla con el perfil adecuado para la ejecución del programa). El Banco deberá aprobar la estructura propuesta de personal que será responsable de la gestión financiera de la operación; (ii) el sector fiduciario del Banco imparta capacitación en gestión financiera y de adquisiciones al personal a cargo de la ejecución del programa; y (iii) actualizar la herramienta informática para facilitar el seguimiento de los procesos de adquisiciones y administración de contratos, que permitan la obtención de reportes del proyecto.

IV. ASPECTOS A SER CONSIDERADOS EN LAS ESTIPULACIONES ESPECIALES DEL CONTRATO

- 4.1 A fin de agilizar la negociación del contrato por parte del equipo de proyecto y principalmente de LEG, se incluyen a continuación aquellos Acuerdos y Requisitos que deberán ser considerados en las estipulaciones especiales: (i) previo al primer desembolso cada Unidad Ejecutora del Programa cuente con al menos el siguiente personal, ya sea con su designación o selección, en lo que respecta a la estructura fiduciaria responsable de la ejecución del proyecto, conforme con los términos de referencia acordados con el Banco y obtención de la no objeción del Banco: (a) un especialista en adquisiciones; y (b) un especialista administrativo-financiero; (ii) previo al primer desembolso, presentar a satisfacción del Banco, el Manual Operativo del Programa (MOP) el cual establecerá entre otros aspectos las responsabilidades de ENATREL en la implementación del programa aprobado y vigente así como manuales de

desempeño, organigramas funcionales, flujogramas, planes con indicadores y medios de verificación para ambas instituciones; (iii) Tipo de cambio: a fin de evitar pérdida cambiaria se recomienda utilizar el tipo de cambio de monetización de la divisa a Córdoba; y (iv) La presentación de Estados Financieros Auditados (EFA) del programa contratados por el MEM, en los que se identifique en forma separada, los recursos por fuente de financiamiento y por componente, sin que esto no implique la presentación de informes separados y dictámenes independientes por fuente de financiamiento o componente; así como de ENATREL dentro del plazo de 120 días siguientes al cierre de cada año calendario durante el Plazo Original de Desembolso o sus extensiones; (v) el porcentaje de justificación requerido para acceder a un nuevo anticipo será de 80% y el plazo para la utilización de dichos recursos será de seis meses; y (v) el Banco no efectuará pagos a terceros realizados en el territorio nacional de la República de Nicaragua por cuenta del Prestatario.

V. ACUERDOS Y REQUISITOS PARA LA EJECUCIÓN DE LAS ADQUISICIONES

- 5.1 Los Acuerdos y Requisitos Fiduciarios en Adquisiciones establecen las disposiciones que aplican para la ejecución de todas las adquisiciones previstas en el programa.

A. Ejecución de las Adquisiciones

- 5.2 **Adquisiciones de Obras, Bienes y Servicios Diferentes de Consultoría.** Los contratos de Obras, Bienes y Servicios Diferentes de Consultoría generados bajo el programa y sujetos a Licitación Pública Internacional (LPI) se ejecutarán utilizando los Documentos Estándar de Licitaciones (DEL) emitidos por el Banco. Las licitaciones sujetas a Licitación Pública Nacional (LPN) se ejecutarán usando Documentos de Licitación Nacional acordados con el Banco. La revisión de las especificaciones técnicas de las adquisiciones durante la preparación de procesos de selección, es responsabilidad del Jefe de Equipo del Proyecto.

- 5.3 Adquisiciones de Sistemas de Tecnología de Información: La adquisición de equipos y tecnologías requeridos para la ejecución de este proyecto se ejecutarán utilizando los DEL emitidos por el Banco y las licitaciones sujetas a LPN se ejecutarán usando Documentos de Licitación Nacional acordados con el Banco.

- 5.4 Adquisiciones “llave en mano” (Suministro e Instalación). No aplica.

- 5.5 Adquisiciones con Participación Comunitaria. No aplica.

B. Selección y Contratación de Consultores

- 5.6 Los contratos de Servicios de Consultoría generados bajo el programa se ejecutarán utilizando la Solicitud Estándar de Propuestas emitida o acordada con el Banco. La revisión de términos de referencia para la contratación de servicios de consultoría es responsabilidad del Jefe de Equipo del Proyecto.

- 5.7 **La selección de los consultores individuales.** Habrá casos en que la contratación de consultores individuales se podrá solicitar mediante anuncios locales o internacionales a fin de conformar una lista corta de individuos calificados.
- 5.8 **Capacitación.** La adquisición de servicios de capacitación requeridos para la ejecución de este proyecto se ejecutarán utilizando los DEL emitidos por el Banco y las licitaciones sujetas a LPN se ejecutarán usando Documentos de Licitación Nacional acordados con el Banco.

C. Uso de Sistema Nacional de Adquisiciones:

- 5.9 El subsistema nacional de adquisiciones aprobado por el Banco, SISCAE será utilizado para la publicación de los anuncios para solicitud expresiones de interés y/o llamados a licitación de todos los procesos de adquisición y contratación. Cualquier sistema o subsistema que sea aprobado con posterioridad será aplicable a la operación. El Plan de Adquisiciones (PA) de la operación y sus actualizaciones indicará qué contrataciones se ejecutarán a través de los sistemas nacionales aprobados.
- 5.10 **Medidas de fortalecimiento.** Se dictarán capacitaciones en adquisiciones a ENATREL, MEM y ENEL. También se contratará con fondos del proyecto un Especialista en Adquisiciones para fortalecer a cada OE (ENATREL y MEM) y a ENEL.
- 5.11 **Gastos Recurrentes.** No aplica.; y
- 5.12 **Prácticas Comerciales.** No aplica.
- 5.13 **Financiamiento Retroactivo.** El Banco podrá financiar retroactivamente, con cargo a los recursos del préstamo, costos de ingeniería hasta por US\$500,000 efectuados por el prestatario antes de la fecha de aprobación del préstamo por el Directorio Ejecutivo del Banco; siempre que se hayan cumplido requisitos sustancialmente análogos a los establecidos en el contrato de préstamo. Dichos gastos deberán haberse efectuado a partir del 01-jun-2016, fecha de aprobación del Perfil de Proyecto, pero en ningún caso efectuado más de 18 meses antes de la fecha de aprobación del préstamo.
- 5.14 **Preferencia Nacional.** No aplica.
- 5.15 **Otros arreglos de ejecución del proyecto.** Se anticipa que como parte de los gastos operativos del proyecto ENATREL adquiera actualizaciones de Normas Técnicas con fondos BID. ENATREL con sus propios fondos se compromete a adquirir los terrenos y servidumbres que se requieran en el proyecto.

D. Montos Límites para Licitación Internacional y Lista Corta con Conformación Internacional (miles US\$)

Método	LPI Obras	LPI Bienes y Servicios diferentes a la consultoría	Lista Corta Internacional en servicios de consultoría
Monto Límite	>1.500	>150	>200

E. Adquisiciones Principales

Actividad	Método de Selección	Fecha Estimada de convocatoria / invitación	Monto Estimado US\$
Bienes			
Suministro de bienes y servicios conexos de la Subestación Villanueva; Línea de Transmisión de 138kV El Sauce-Villanueva y Ampliación de la Subestación El Sauce	LPI	I semestre 2018	14,206,000
Suministro de bienes y servicios conexos de Ampliación Subestación Sébaco	LPI	II semestre 2016	8,272,000
Suministro de bienes y servicios conexos del Aumento de la Capacidad de transformación en las Subestaciones San Benito, Catarina, Diriamba, Acahualinca y Ticuantepe II	LPI	I Semestre 2017	8,480,000
Suministro de bienes y servicios conexos de la nueva Subestación Ticuantepe I en 138kV y Línea de Transmisión de cuatro circuitos en 138kV	LPI	II semestre 2017	5,749,000
Suministro de bienes y servicios conexos para repotenciación de las líneas 230kv	LPI	I semestre 2018	7,320,000
Firmas			
Auditoría Financiera y de Cumplimiento	AF-200	I semestre 2017	249,900
Supervisión Técnica Ambiental	SBCC	II semestre 2016	23,364,000
Obras			
Obras Civiles para la Perforación de Pozos geotérmicos de diámetro comerciales en el Volcán Cosigüina. Suministro de bienes y servicios conexos SE Santa Clara y Línea Ocotál-Santa Clara 138 KV.	LPI	I semestre 2018	30,000,000
Perforación y Suministro de Materiales para Pozos Geotérmicos Exploratorios en el Volcán Cosigüina.	LPI	I semestre 2018	30,000,000

* Para acceder al plan de adquisiciones 18 meses PA18, haga clic [aquí](#).

5.16 **Supervisión de Adquisiciones.** El método de supervisión de las adquisiciones será el que se defina en el PA y se determinará para cada proceso de selección. Las revisiones expost serán cada 6 meses de acuerdo con el Plan de supervisión del proyecto. Los reportes de revisión expost incluirán al menos una visita de inspección física, escogida de los procesos de adquisiciones sujetos a la revisión ex post. No menos de un 10% de los contratos revisados debe inspeccionarse físicamente.

Límite para Revisión Ex Post para ENATREL, MEM y ENEL		
Obras	Bienes y servicios de No Consultoría	Servicios de Consultoría
Hasta US\$ 150,000.00	Hasta US\$ 25,000.00	US\$ 00,000.00

Nota: Los montos límites establecidos para revisión ex post se aplican en función de la capacidad fiduciaria de ejecución del OE y pueden ser modificados por el Banco en la medida que tal capacidad varíe.

F. Disposiciones especiales

5.17 **Medidas para reducir las probabilidades de corrupción.** Implementar institucionalmente un código de ética y conducta de funcionarios, que abarque a la división de adquisiciones, principalmente el tema de conflicto de interés.

5.18 **Otros Procedimientos especiales.** No aplica.

G. Registros y Archivos

5.19 La documentación que demanda la gestión fiduciaria (adquisiciones y finanzas) mantendrá los archivos y registros del programa ordenadamente bajo condiciones de nivel de seguridad en la oficina del ejecutor, usando los formularios de reportes definidos para el proyecto en cumplimiento a los procedimientos que se haya acordados y descritos en el MOP y/o Reglamento Operativo del Proyecto.

VI. ACUERDOS Y REQUISITOS PARA LA GESTIÓN FINANCIERA

6.1 **Programación y presupuesto.** El sector público utiliza como sistema de país lo normado por la ley Administración financiera y régimen presupuestaria y lo establecido en el Sistema Nacional de Inversión Pública; siguiendo el ciclo de aprobación del Presupuesto General de la Republica. Ambos OE gestionarán la asignación presupuestaria necesaria a fin de contar con los créditos presupuestarios suficientes para cubrir los compromisos de la ejecución de cada año, debiendo utilizar el SIGFAPRO como sistema financiero/contable aceptable al Banco; se espera que de surgir cambios en pro de mejora en el módulo de administración de proyectos del SIGFA/SIGFAPRO del SIGAF en proceso de modernización de inmediato se migraría a usar el sistema con dicha mejora.

6.2 **Desembolsos y flujo de caja.** Los desembolsos se harán del BID al OE a través de la cuenta única del tesoro con una subcuenta de control financiero. Los desembolsos se efectuarán a través de los métodos autorizados por el Banco: Anticipo al Prestatario (ANT), Pago Directo a Proveedores (DPS) o Reembolso al Prestatario. Los DPS sólo se podrán efectuar para proveedores fuera de Nicaragua pues la figura del Pago Directo a Proveedores no es viable en el país por disposiciones legales vigentes sobre el manejo de recursos provenientes de deuda externa. En el caso del ANT, éste se hará de acuerdo a las necesidades reales de liquidez del programa (planificación financiera). Se presentará al Banco la solicitud de desembolso conjuntamente con un programa de gastos por actividades del Plan Operativo Anual (POA) para un plazo máximo de seis meses. Los desembolsos se justificarán en al menos un 80% para poder optar a un nuevo anticipo de fondos, el cual se sustenta en un Plan Financiero que debe de estar alineado con el Plan de Ejecución del Programa, POA y el PA. Los flujos de caja podrán contemplar el pago de intereses durante el periodo de ejecución con fondos provenientes del financiamiento conforme el monto establecido en el presupuesto del programa (anexo único).

6.3 **Contabilidad e informes financieros.** Los estados financieros del programa deberán ser emitidos de acuerdo a Normas Internacionales de contabilidad y

conforme la Guía de Gestión Financiera (OP-273-6). Estos deberán ser auditados anualmente por una firma independiente elegible al Banco. Para el registro contable financiero se utilizará el sistema SIGFA/SIGFAPRO el cual ofrece transparencia y control específico en la ejecución presupuestaria.

- 6.4 **Control interno y Auditoría interna.** El ambiente y/o las actividades de control, la comunicación e información y el monitoreo de las actividades de ENATREL y el MEM se rigen por las normas del país (Normas Técnicas de Control Interno). Ambos OE cuentan con un sistema de control interno aceptable, con manuales y procedimientos definidos; cuentan con una instancia de auditoría interna. Se espera que las UAI en la medida de sus posibilidades incluyan en su planificación anual la revisión de la ejecución de los componentes a cargo de la ejecución del programa. No obstante, en las últimas operaciones se ha notado un deterioro en la calidad y cumplimiento de las normas del Banco, lo cual conllevó a un cierre inapropiado de las operaciones NI-L1021, NI-L1040 y del componente de ENATREL de la operación NI-L1022, y a la disminución en la calidad del registro contable en las operaciones NI-L1050 y NI-L1063. El Banco mantendrá clínicas cuatrimestrales de capacitación/actualización con el personal a cargo de temas financieros para asegurar el cumplimiento de las normas y políticas antes mencionadas.
- 6.5 **Control externo e informes.** Las Unidades Ejecutoras del Programa (UEP) coordinarán la contratación de los servicios de una Firma Auditora Independiente elegible al Banco siguiendo los procedimientos establecidos por el mismo. Los informes de la auditoría externa del programa deberá presentarse 120 días después de cada ejercicio económico durante la etapa de desembolso y 120 días calendario después del plazo original de desembolso o sus extensiones tomando en consideración las Normas Internacionales de Auditoría. Los EFA anuales se prepararán de conformidad con la Guía de Informes Financieros y Auditoría externa de proyectos financiados por el Banco.
- A. Plan de supervisión financiera**
- 6.6 El Banco impulsará las siguientes acciones: (i) previo a iniciar la ejecución del Programa se realizará un taller de arranque de capacitación al personal a cargo de la ejecución del programa, conforme los instrumentos normativos de la gestión fiduciaria; (ii) realizar visitas contables financieras para comprobar el avance de la ejecución del programa y cumplimiento a la aplicación de medidas de control interno, haciendo énfasis en el relevamiento de los procesos de ejecución financiera, calidad y oportunidad de los registros contables e idoneidad de la documentación soporte; y (iii) la revisión de solicitudes de desembolsos será ex post cuya verificación estará a cargo del auditor y personal del Banco.
- 6.7 **Mecanismo de ejecución.** Cada UEP manejará los anticipos de fondos a través de su respectiva Unidad Financiera Institucional (UFI). Los procesos de pagos y compromisos con cargo a la operación se generarán desde cada UEP a través de dichas UFI.

PROGRAMA DE EXPLORACIÓN GEOTÉRMICA Y MEJORAS EN TRANSMISIÓN EN EL MARCO DEL PINIC

NI-L1094

CERTIFICACIÓN

La Unidad de Gestión de Donaciones y Cofinanciamiento (ORP/GCM) certifica que la operación ha recibido la no objeción para financiamiento de la **Facilidad de Corea para el Co-financiamiento del Desarrollo de la Infraestructura de América Latina y el Caribe (KIF)** hasta la suma de **US\$25,000,000**, confirmado por Chang Yeon You el 12 de julio de 2016.

Original Firmado

Sonia M. Rivera

Jefe

Unidad de Gestión de Donaciones y Cofinanciamiento

ORP/GCM

08/09/2016

Fecha

PROGRAMA DE EXPLORACIÓN GEOTÉRMICA Y MEJORAS EN TRANSMISIÓN EN EL MARCO DEL PINIC

NI-G1006

CERTIFICACIÓN

Por la presente certifico que esta operación fue aprobada para financiamiento por el **Fondo de Tecnología Limpia (CTF)**, de conformidad con la comunicación de fecha 02 de agosto de 2016 suscrita por Goritza Ninova. Igualmente, certifico que existen recursos en el mencionado fondo, con cargo a la **donación contingente de recuperación** hasta la suma de **US\$9,524,000** para financiar las actividades descritas y presupuestadas en este documento. El compromiso y desembolso de los recursos correspondientes a esta certificación sólo debe ser efectuado por el Banco en dólares estadounidenses. Esta misma moneda será utilizada para estipular la remuneración y pagos a consultores, a excepción de los pagos a consultores locales que trabajen en su propio país, quienes recibirán su remuneración y pagos contratados en la moneda de ese país. No se podrá destinar ningún recurso del Fondo para cubrir sumas superiores al monto certificado para la implementación de esta operación. Montos superiores al certificado pueden originarse de compromisos estipulados en contratos que sean denominados en una moneda diferente a la moneda del Fondo, lo cual puede resultar en diferencias cambiarias de conversión de monedas sobre las cuales el Fondo no asume riesgo alguno.

Original Firmado

Sonia M. Rivera

Jefe

Unidad de Gestión de Donaciones y Cofinanciamiento
ORP/GCM

08/09/2016

Fecha

PROGRAMA DE EXPLORACIÓN GEOTÉRMICA Y MEJORAS EN TRANSMISIÓN EN EL MARCO DEL PINIC

NI-G1007 – US\$6,750,000

NI-G1008 – US\$750,000

CERTIFICACIÓN

Por la presente certifico que esta operación fue aprobada para financiamiento por el **Fondo Estratégico Sobre el Clima/ Programa de Impulso a las Energías Renovables en Países de Bajos Ingresos (SCX/SREP)**, de conformidad con la comunicación de fecha 02 de agosto de 2016 suscrita por Goritza Ninova. Igualmente, certifico que existen recursos en el mencionado fondo, con cargo a la **donación contingente de recuperación** hasta la suma de **US\$6,750,000**, y con cargo a la **donación** hasta la suma de **US\$750,000** para financiar las actividades descritas y presupuestadas en este documento. El compromiso y desembolso de los recursos correspondientes a esta certificación sólo debe ser efectuado por el Banco en dólares estadounidenses. Esta misma moneda será utilizada para estipular la remuneración y pagos a consultores, a excepción de los pagos a consultores locales que trabajen en su propio país, quienes recibirán su remuneración y pagos contratados en la moneda de ese país. No se podrá destinar ningún recurso del Fondo para cubrir sumas superiores al monto certificado para la implementación de esta operación. Montos superiores al certificado pueden originarse de compromisos estipulados en contratos que sean denominados en una moneda diferente a la moneda del Fondo, lo cual puede resultar en diferencias cambiarias de conversión de monedas sobre las cuales el Fondo no asume riesgo alguno.

Original Firmado

Sonia M. Rivera

Jefe

Unidad de Gestión de Donaciones y Cofinanciamiento
ORP/GCM

08/09/2016

Fecha

DOCUMENTO DEL BANCO INTERAMERICANO DE DESARROLLO

PROYECTO DE RESOLUCIÓN DE-___/16

Nicaragua. Préstamo ___/BL-NI a la República de Nicaragua
Programa de Exploración Geotérmica y Mejoras
en Transmisión en el Marco del PINIC

El Directorio Ejecutivo

RESUELVE:

Autorizar al Presidente del Banco, o al representante que él designe, para que, en nombre y representación del Banco, proceda a formalizar el contrato o contratos que sean necesarios con la República de Nicaragua, como Prestatario, para otorgarle un financiamiento destinado a cooperar en la ejecución de un programa de exploración geotérmica y mejoras en transmisión en el marco del PINIC. Dicho financiamiento será hasta por la suma de US\$17.220.000, que formen parte de los recursos de la Facilidad Unimonetaria del Capital Ordinario del Banco, corresponde a un préstamo paralelo en el marco del alivio de la deuda multilateral y reforma del financiamiento concesional del Banco, y se sujetará a los Plazos y Condiciones Financieras y a las Condiciones Contractuales Especiales del Resumen del Proyecto de la Propuesta de Préstamo.

(Aprobada el ___ de _____ de 2016)

DOCUMENTO DEL BANCO INTERAMERICANO DE DESARROLLO

PROYECTO DE RESOLUCIÓN DE-___/16

Nicaragua. Préstamo ___/BL-NI a la República de Nicaragua
Programa de Exploración Geotérmica y Mejoras
en Transmisión en el Marco del PINIC

El Directorio Ejecutivo

RESUELVE:

Autorizar al Presidente del Banco, o al representante que él designe, para que, en nombre y representación del Banco, proceda a formalizar el contrato o contratos que sean necesarios con la República de Nicaragua, como Prestatario, para otorgarle un financiamiento destinado a cooperar en la ejecución de un programa de exploración geotérmica y mejoras en transmisión en el marco del PINIC. Dicho financiamiento será hasta por la suma de US\$11.480.000, que formen parte de los recursos del Fondo para Operaciones Especiales del Banco, corresponde a un préstamo paralelo en el marco del alivio de la deuda multilateral y reforma del financiamiento concesional del Banco, y se sujetará a los Plazos y Condiciones Financieras y a las Condiciones Contractuales Especiales del Resumen del Proyecto de la Propuesta de Préstamo.

(Aprobada el ___ de _____ de 2016)

DOCUMENTO DEL BANCO INTERAMERICANO DE DESARROLLO

PROYECTO DE RESOLUCIÓN DE-___/16

Nicaragua. Préstamo ___/OC-NI a la República de Nicaragua
Programa de Exploración Geotérmica y Mejoras
en Transmisión en el Marco del PINIC

El Directorio Ejecutivo

RESUELVE:

Autorizar al Presidente del Banco, o al representante que él designe, para que, en nombre y representación del Banco, proceda a formalizar el contrato o contratos que sean necesarios con la República de Nicaragua, como Prestatario, para otorgarle un financiamiento destinado a cooperar en la ejecución de un programa de exploración geotérmica y mejoras en transmisión en el marco del PINIC. Dicho financiamiento será hasta por la suma de US\$22.670.000, que formen parte de los recursos del Capital Ordinario del Banco, corresponde a un préstamo paralelo en el marco del Mecanismo de Apalancamiento de Recursos No Reembolsables autorizado mediante la Resolución AG-9/13, y se sujetará a los Plazos y Condiciones Financieras y a las Condiciones Contractuales Especiales del Resumen del Proyecto de la Propuesta de Préstamo.

(Aprobada el ___ de _____ de 2016)

DOCUMENTO DEL BANCO INTERAMERICANO DE DESARROLLO

PROYECTO DE RESOLUCIÓN DE-___/16

Nicaragua. Préstamo ___/KI-NI a la República de Nicaragua
Programa de Exploración Geotérmica y Mejoras
en Transmisión en el Marco del PINIC

El Directorio Ejecutivo

RESUELVE:

Autorizar al Presidente del Banco, o al representante que él designe, para que, en nombre y representación del Banco, en su calidad de Administrador de la Facilidad de Corea para el Cofinanciamiento del Desarrollo de la Infraestructura de América Latina y el Caribe (en adelante "la Facilidad"), proceda a formalizar el contrato o contratos que sean necesarios con la República de Nicaragua, como Prestatario, para otorgarle un financiamiento destinado a cooperar en la ejecución de un programa de exploración geotérmica y mejoras en transmisión en el marco del PINIC. Dicho financiamiento será hasta por la suma de US\$25.000.000, que formen parte de los recursos de la Facilidad, y se sujetará a los Plazos y Condiciones Financieras y a las Condiciones Contractuales Especiales del Resumen del Proyecto de la Propuesta de Préstamo.

(Aprobada el ___ de _____ de 2016)

DOCUMENTO DEL BANCO INTERAMERICANO DE DESARROLLO

PROYECTO DE RESOLUCIÓN DE-___/16

Nicaragua. Financiamiento No Reembolsable para Inversión
GRT/___-_____-NI, GRT/___-_____-NI y GRT/___-_____-NI
Programa de Exploración Geotérmica y Mejoras en
Transmisión en el Marco del PINIC

El Directorio Ejecutivo

RESUELVE:

1. Autorizar al Presidente del Banco o al representante que él designe, para que, en nombre y representación del Banco, en su calidad de entidad implementadora del Fondo de Tecnología Limpia y del Programa de Impulso a las Energías Renovables en Países de Bajos Ingresos ("SREP") del Fondo Estratégico sobre el Clima, proceda a formalizar el convenio o los convenios que sean necesarios con la República de Nicaragua, como Beneficiario, y a adoptar las demás medidas necesarias para la ejecución de la propuesta de proyecto contenida en el documento PR-___ sobre un financiamiento no reembolsable para inversión para el Programa de Exploración Geotérmica y Mejoras en Transmisión en el Marco del PINIC.

2. Destinar, para los fines de esta resolución, hasta: (1) la suma de US\$7.500.000 con cargo a los recursos del SREP, que será otorgada con carácter no reembolsable; y (2) la suma de US\$9.524.000, con cargo a los recursos del Fondo de Tecnología Limpia, que será otorgada con carácter no reembolsable.

(Aprobada el ___ de _____ de 2016)