Documento del Banco Interamericano de Desarrollo

**NICARAGUA**

**PROGRAMA DE EXPLORACIÓN GEOTÉRMICA Y MEJORAS EN TRANSMISIÓN EN EL MARCO DEL PLAN DE INVERSIONES DE NICARAGUA**

**(NI-L1094)**

**Plan de Monitoreo y Evaluación**

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 (INE/CCS); Paloma Marcos (SCL/GDI); María Cristina Landázuri (LEG/SGO); y Zachary Hurwitz (VPS/ESG); Juan Carlos Lazo; Santiago Castillo (FMP/CNI); Alma Reyna Selva (CID/CNI); Samar Rimawi (ENE/CNI).

**TABLA DE CONTENIDOS**

I. Introducción 4

a. Descripción del Programa 4

b. Objetivos de la CCLIP y del Primer Préstamo 5

c. Costo y financiamiento del Primer Préstamo 6

d. Estructura de ejecución. 7

II. Plan de Seguimiento 9

a. Introducción 9

b. Indicadores 11

c. Seguimiento de resultados y presentación de informes 11

d. Coordinación y plan de trabajo 12

e. Administración financiera 12

f. Auditorias 12

g. Seguimiento y supervisión socio-ambiental 13

h. Matriz de Resultados 14

i. Presupuesto del Plan de Seguimiento 15

III. Plan de Evaluación 16

a. Metodología de evaluación 16

b. Principales preguntas de evaluación 16

c. Recopilación de información 19

d. Información de los resultados 20

e. Coordinación, Plan de Trabajo y Presupuesto 20

f. Plan de Trabajo y Presupuesto del Plan de Seguimiento 21

IV. Presupuesto Total del PSE 22

ANEXO I Resumen del Análisis Costo-Beneficio Ex ante 23

1. **Introducción**

# El propósito de este documento es describir el proceso de seguimiento del Programa de Exploración Geotérmica y Mejoras en Transmisión en el Marco del Plan de Inversiones de Nicaragua. La sección de Seguimiento describe los indicadores de resultados y productos y los medios de verificación de los mismos, los cuales están plasmados en la Matriz de Resultados (MR) del Programa.

# Con el fin de evaluar el éxito del Programa, las evaluaciones de medio término y de fin de Programa incluirán una revisión técnica del estado de los indicadores de la MR a través de sus medios de verificación y un análisis costo beneficio ex post y una revisión económica financiera de los proyectos financiados tomando como referencia el análisis financiero y costo-beneficio inicial del Programa.

# Los Organismos Ejecutores (OE) serán Ministerio de Energía y Minas (MEM), con apoyo de la Empresa Nicaragüense de Electricidad (ENEL); y Empresa Nacional de Transmisión Eléctrica (ENATREL). Los OE serán responsables de recabar, actualizar y mantener la información necesaria, incluyendo reportes semestrales, evaluaciones anuales, de medio término, de fin de ejecución y auditorias financieras, con el fin de facilitar la preparación del Reporte de Cierre del Programa (PCR por sus siglas en inglés).

1. Descripción del Programa

# El objetivo general del proyecto 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; e (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. La estrategia de seguimiento y evaluación incluye la evaluación de la ejecución del Programa y el éxito de la intervención. Para llevar a cabo lo primero, se deberán preparar: (i) informes semestrales y anuales de avance, y que incluye actualización del Plan Operativo Anual (POA); (ii) Auditorias financieras anuales; (iii) evaluación de medio término, técnica y económica financiera; y (iv) evaluación final del Programa en línea con la evaluación de medio término, incluyendo una evaluación costo-beneficio ex post final.

# El Programa consiste de los siguientes componentes:

# **Componente 1. Desarrollo Geotérmico.** Este componente financiará las siguientes actividades:

# **Exploración a nivel de factibilidad del campo con potencial geotérmico Cosigüina que ya cuenta con investigaciones de superficie[[1]](#footnote-1).** Con este componente se busca determinar la factibilidad técnica de la explotación del potencial geotérmico del campo Cosigüina. Con este fin, se llevarán a 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: (i) obras civiles de preparación que incluyen la ampliación de las 3 plataformas (A, B, C) de 625m2 cada una utilizadas en la fase de pre-factibilidad, la mejora de 4km lineales de camino existente de 3.5m de ancho y de 2km lineales 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 los bancos de materiales, la instalación de 6.25km de tubería de agua, la construcción de una estación de bombeo de agua de 400m2; y (ii) la perforación de tres pozos de diámetro comercial con una profundidad media de 2000m. Si se comprobara el recurso en la Fase 1, la Fase 2 contemplaría la perforación de dos nuevos pozos de diámetro comercial (D, E). Según los resultados alcanzados, los cinco pozos podrían convertirse en pozos de producción o reinyección. Las fases 1 y 2 de exploración se realizarán con recursos del programa. Como resultado de esa intervención se busca atraer inversión privada para la posterior fase de explotación del campo[[2]](#footnote-2). La Fase 2 también contemplaría la construcción de nuevos caminos de acceso y extensión de la tubería de abastecimiento de agua, considerando la ubicación de los nuevos pozos que depende de los resultados de perforación de la Fase 1. Finalmente, 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 (¶1.18b). El inversionista privado se encargaría de las inversiones en pozos adicionales de diámetro comercial, para definir la batería de pozos de producción o reinyección para la generación de energía; de la construcción de una planta geotérmica, líneas de transmisión que conecten el proyecto a la subestación más cercana del sistema de transmisión, una torre de enfriamiento, y lagunas de almacenamiento.

# **Desarrollo de un mecanismo para atraer inversión privada para la implementación de proyectos geotérmicos**. Este componente apoyará al MEM a llamar a licitación para adjudicar a un inversionista privado la concesión una vez demostrada la factibilidad del recurso geotérmico. Se desarrollaran los documentos y convenios para la concesión, la cual incorporará las obligaciones establecidas en la Ley 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 y un miembro en la Junta Directiva. Adicionalmente este componente apoyará al MEM a diseñar e implementar un mecanismo para 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. 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[[3]](#footnote-3). Este componente generará adicionalidad al integrar una perspectiva de género con actividades que promueva la generación de empleo y capacitación entre 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 la geotermia y/o creación de alianzas con escuelas y universidades técnicas para promover programas de prácticas en empresas para estudiantes mujeres; y se fortalecerá a las instituciones encargadas de la coordinación del componente para la inclusión de esta perspectiva de género ([ANEXO de Género](http://idbdocs.iadb.org/WSDocs/getDocument.aspx?DOCNUM=40343244)).

# **Componente 2. Mejoras en la infraestructura eléctrica de transmisión.** Es componente busca aumentar la capacidad de trasformación SE para satisfacer, tanto la demanda actual, como su crecimiento a largo plazo, en forma confiable. Se financiará la construcción y ampliación de líneas de transmisión y subestaciones en 138kV y 230kV que:

# **Atiendan el crecimiento de demanda y conexión de nueva generación, incluyendo: (i) LT El Sauce – Villanueva**: este proyecto consiste en la construcción de una línea de transmisión de 38km en 138 kV entre la SE Villa Nueva y la SE El Sauce, la construcción de la nueva SE Villanueva y la ampliación de SE El Sauce. Esta infraestructura permitirá suministrar energía confiable y segura a los usuarios actuales y futuros en 10 municipios del departamento de Chinandega que son alimentados desde la SE Villanueva, disminuyendo la Energía no Servida. Este proyecto permitirá la mejora del servicio para más de 25.000 usuarios existentes y la conexión de 1.440 nuevos usuarios; (ii) SE Sébaco: este proyecto incluye la adición de una nueva bahía/barra en la SE Sébaco con el objetivo de disminuir la probabilidad de ocurrencia de episodios de discontinuidad del servicio, para las seis LT de 238 kV que se conectan a esa SE. Estos episodios de discontinuidad dejan sin alimentación a 10 SE conectadas a este nodo, con una carga de demanda de 45MW y una carga de generación hidroeléctrica de 80 MW aproximadamente, comprometiendo el suministro a 213.000 clientes en municipios de 7 departamentos; (iii) Ampliación capacidad 5 SE: este proyecto consiste en el reemplazo de 5 transformadores en las SE de Acahualinca, Diriamba, San Benito, Ticuantepe II y Catarina) ya que los existentes han finalizado su vida útil y, además, algunos presentan sobrecarga. Este subconjunto de proyectos espera beneficiar a más de 83.000 clientes; (iv) Modernización SE Ticuantepe I. Este proyecto consiste en la construcción de una nueva SE en 138kV, que reemplace a la SE Ticuantepe I actual de 69kV. Como parte del proyecto se incluye una LT de 2km en 138 kV. El proyecto beneficiara a más de 12.000 clientes; y (v) Adquisición Transformador Móvil.Este proyecto consiste en la adquisición de un transformador móvil de 40 MVA con relación de tensión 138/24,9/13.8 kV.

# **Permitan la adaptación del sistema de transmisión nacional para que el SIEPAC alcance su nivel de transferencia de diseño de 300MW**. Este proyecto consta del aumento de capacidad de las líneas de 230kV existentes en los tramos León-Frontera Honduras y Amayo-Frontera Costa Rica (y de las interconexiones), reemplazando 97km de conductor por otro de mayor capacidad y mejorando la capacidad de transmisión en una longitud de 213km mediante obras complementarias, que junto con otras obras permitirá garantizar la transferencia de 300MW de energía de norte a sur del país y viceversa.

1. Estructura de ejecución.

# El Prestatario será la República de Nicaragua y los Organismos Ejecutores serán dos (2): 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. La suscripción de éste establecerá los términos y las obligaciones de ejecución y estipulará los roles y responsabilidades de las partes. 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 programa a través de UEP-ENATREL. 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. Presentar un acuerdo interinstitucional firmado y vigente entre el MHCP y el MEM, y otro acuerdo entre el MHCP y ENATREL, en virtud de los cuales el MHCP se comprometa a transferir los recursos del préstamo y las obligaciones de ejecución a cada organismo ejecutor para la adecuada implementación del proyecto, será una condición previa al primer desembolso del financiamiento del Banco.

# 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 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 Ministerio. Presentar evidencia de la contratación de los Coordinadores de Componente y del personal clave de la UEP será condición previa al primer desembolso. Que ENATREL, MEM y ENEL cumplan con las obligaciones ambientales y sociales incluidas en el Informe de Gestión Ambiental y Social y, que ENATREL mantenga los indicadores financieros indicados en la Evaluación Financiera de ENATREL: Estado y Proyección de Indicadores Financieros; serán condiciones contractuales especiales de ejecución.

# **Plan de Seguimiento**

* 1. Introducción

# El objetivo del Plan de Seguimiento es contribuir a la implementación eficiente y efectiva del Programa a través de mecanismos que permitan la recopilación y procesamiento oportuno de la información necesaria para poder medir el avance de las actividades del proyecto en relación a lo programado; identificar en forma oportuna factores que contribuyan o perjudiquen al logro de las metas del Programa; tomar acciones correctivas durante la ejecución; y determinar los resultados del proyecto. El propósito de esta sección es describir los arreglos para los procesos de seguimiento y supervisión del proyecto.

# La metodología consistirá en el seguimiento semestral, o si fuera necesario con mayor frecuencia, de los indicadores de producto que darán cuenta de los aspectos más importantes de la ejecución del proyecto, en función de la planificación realizada de los recursos y del tiempo disponibles, considerados como necesarios para el desarrollo de las actividades determinadas para la entrega de los productos estipulados y para el logro de los resultados esperados. Para ello se ha acordado con los OE el seguimiento del desarrollo de la operación mediante la [Matriz de Resultados](http://idbdocs.iadb.org/WSDocs/getDocument.aspx?DOCNUM=40344385) y donde se han establecido indicadores de producto y resultado, su línea base y sus metas anuales. El MEM y ENATREL son responsables de dar seguimiento a las metas del Programa. El equipo de proyecto del BID, bajo el liderazgo del especialista de energía en la oficina de Nicaragua, será responsable de apoyar al MEM y ENATREL en el seguimiento de los indicadores de esta operación.

# El seguimiento administrativo y control del Programa se enfocará en el seguimiento y documentación del cumplimiento de las normas procedimentales en materia administrativa, financiera, contable y jurídica de acuerdo con los lineamientos nacionales y del BID, manual operativo del Programa vigente y al contrato de préstamo. El PSE incluye los indicadores del desempeño económico, social y ambiental del proyecto. Los OE supervisarán el cumplimiento de los indicadores de desempeño acordados.

# Las herramientas y acciones necesarias para el monitoreo y la evaluación del proyecto se basan en la información contenida en los siguientes documentos:

* El Plan Operativo Anual (POA) Para cada año de implementación del proyecto, se preparará un POA. El POA identifica las actividades y tareas principales de cada componente y subcomponente que se pretende implementar en el transcurso del año correspondiente y consolida todas las actividades que serán desarrolladas durante determinado período de ejecución por producto y su cronograma físico-financiero. La programación de actividades debe indicar cómo, cuándo y con qué se van a lograr los resultados esperados. Los POA sucesivos constituyen un instrumento de planificación y de programación de la ejecución de las actividades previstas para el año. El primer POA cubre 18 meses, contados a partir de la firma del Contrato de Préstamo. El POA siguiente abarcará el período inmediatamente posterior a la primera revisión, hasta el día 31 de diciembre del respectivo año. A partir de allí, serán presentados POA para cada año calendario (1º de enero a 31 de diciembre). Este documento deberá ser presentado al BID antes del 30 de noviembre del año anterior a su vigencia. La presentación del POA incluirá una actualización del Plan de Adquisiciones (PA). La confección del POA consolidado del proyecto, así como el seguimiento del POA, la comparación periódica entre lo planificado y lo efectivamente ejecutado, serán realizados por los OE.
* La Matriz de Resultados (MR). Es la base para realizar el seguimiento físico del proyecto y establecer las pautas para su evaluación. La Matriz de Resultados presenta los indicadores de resultados y productos y los medios de verificación de los mismos. Los indicadores, sus fórmulas y fuente de verificación están descritos en la Matriz. Las frecuencias de recopilación de información se han determinado considerando la naturaleza de cada indicador.
* El Plan de Ejecución Plurianual (PEP) es la base de expectativas globales de ejecución financiera por componente, año y fuente de financiamiento por la duración total de la ejecución del proyecto. El PEP se presenta al inicio de la ejecución y será la guía de ejecución del proyecto, constituyendo la base tanto para la preparación de los POAs de los años subsiguientes como para la elaboración del PA del Proyecto y el Plan Financiero (PF) requerido para el trámite de los desembolsos de los fondos ante el BID.
* El Plan de Adquisiciones (PA) para el control y supervisión de las compras y contrataciones del proyecto, contiene las adquisiciones previstas para los primeros 18 meses de ejecución y sus actualizaciones anuales. La adquisición de bienes y servicios, la contratación de obras; y la selección y contratación de servicios de consultoría, se realizarán de conformidad con las Políticas del BID GN-2349-9 y GN-2350-9. El PA establece los detalles de todas las contrataciones que se requieren, definir la estrategia de cada adquisición en función de las condiciones locales y circunstancias del mercado, seleccionar el método de adquisición más eficiente y económico para cada adquisición y establecer el cronograma de ejecución de todas las actividades inherentes a cada una de las adquisiciones. Se presenta anualmente, o cuando existen modificaciones a los planes de ejecución.
* La Proyección Anual de Flujo de Caja traduce el POA y el PA a flujos de efectivo que serán necesarios para llevar a cabo las actividades, adquisiciones y metas planeadas para el año. Permite también estimar la magnitud y periodicidad de los desembolsos del préstamo para el mismo período.
	1. El Informe de Seguimiento del Proyecto (ISP) o PMR por sus siglas en inglés es el instrumento para recopilar y reportar la información del plan de seguimiento. Los OE presentará al BID semestralmente (antes del 15 de febrero y 15 de agosto de cada año calendario) un ISP en un plazo de 60 días calendario posterior a la finalización de los semestres. Estos informes contendrán, como mínimo información de:
* Descripción del cumplimiento de los indicadores por componentes.
* Resumen de la gestión de riesgos
* Ejecución financiera del proyecto, incluyendo estados financieros consolidados.
* Detalles de proyectos finalizados, bajo ejecución y programados a iniciar el próximo semestre segmentado por componentes.
* Informes de supervisión por parte de los técnicos de los OE
* Informe de seguimiento social y ambiental
* Informe de recolección de información para evaluación de indicadores.
* Análisis de desviaciones en la ejecución y medidas de mitigación o correctivas.
* Detalle de cambios y aprobación técnica y presupuestaria de los OE

# A partir de las bases establecidas en la documentación anterior, ésta se organizará y desarrollará y se mantendrá actualizada durante el transcurso de la ejecución con un sistema electrónico de archivos que incluya:

* Matriz de Resultados (MR)
* Plan de Ejecución Plurianual (PEP)
* Acuerdos Fiduciarios
* Planes Operativos Anuales (POA)
* Planes de Adquisiciones Anuales (PA)
* Programaciones de Flujo de Efectivo Anuales
* Informes de Seguimiento semestral del Proyecto (ISP)
* Documentos de licitación y los contratos y órdenes de compras correspondientes
* Informes de incepción e informes finales de consultorías
* Informes de supervisión técnica y fiduciaria
* Datos actualizados para todos los indicadores de la Matriz de Resultados

# Los OE tendrán como responsabilidades: (i) supervisar el cumplimiento de los diferentes componentes; (ii) entregar los informes y evidencia del avance de la operación, y demás información que el BID pueda requerir; (iii) impulsar las acciones tendientes al logro de los objetivos definidos en el Programa y en particular aquéllas incluidas en la matriz de resultados; y (iv) reunir, archivar y entregar al BID toda la información, indicadores y parámetros que contribuyan a que el prestatario y el BID puedan dar seguimiento, medir y evaluar los resultados del Programa.

# Los OE deberán conformar un equipo de supervisión técnica-ambiental para cada componente. En el caso del Componente 1 se requiere la contratación de una firma especializada que realice dicha tarea de supervisión.

# Se dará seguimiento a la ejecución presupuestaria según fuente de fondos, componente y actividad y se contrastará con los avances de los productos, estudios, acciones de asistencia técnica y fortalecimiento institucional. La UEP generará reportes mensuales y trimestrales de ejecución presupuestaria.

# El avance en el logro de productos, cumplimiento de actividades y ejecución presupuestaria previstos en el POA se reportará en los informes de avance semestral y anual.

# El seguimiento administrativo y control del Programa se enfocará en el seguimiento y documentación del cumplimiento de las normas en materia administrativa, financiera y contable, y jurídica de acuerdo a los lineamientos nacionales y del BID; así como en el seguimiento del cumplimiento de las estipulaciones administrativas y legales establecidas en el Manual Operativo del Programa (MOP) y el Contrato de Préstamo suscrito entre la República de Nicaragua y el BID. También se hará seguimiento de los convenios de cooperación y colaboración que se suscriban en el marco del Programa. Anualmente se realizarán auditorías financieras a cargo de una firma externa.

# El BID realizará visitas técnicas trimestrales y visitas socio-ambientales semestrales para revisar el avance de los proyectos financiados y hacer los ajustes que se deriven de su ejecución.

* 1. Indicadores

# El propósito de esta sección es describir el proceso de seguimiento del Programa a través de sus indicadores de productos, descritos en el cuadro a continuación y en la [Matriz de Resultados](http://idbdocs.iadb.org/WSDocs/getDocument.aspx?DOCNUM=40344385) (MR). Las frecuencias de recopilación de información se han determinado considerando la naturaleza de los indicadores. Estos indicadores han sido acordados con los OE, quienes contribuirán con la recolección de los datos y con la verificación de los logros.

|  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- |
| **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[[4]](#footnote-4).
 | 0 | 0 | 0 | 3 | 2 | 0 | 5 | Informe técnico aprobado por el MEM y ENEL. |
| * *Hito 1.1: Contrato para perforación de pozos de diámetro comercial, adjudicado*
 |  | *1* |  |  |  |  |  |  |
| * *Hito 1.2: Perforación en primer pozo de diámetro comercial, completada*
 |  |  | *1* |  |  |  |  |  |
| * Costo
 |  |  | 2,007 | 13,103 | 14,708 | 3,180 | 33,00 |  |
| 1. Estudio de factibilidad para la explotación del campo Cosigüina[[5]](#footnote-5)
 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 1 | 1 | Informe final del estudio aprobado por el MEM y ENEL |
| * *Hito 2:1 Reporte de perforación y pruebas del primer pozo de diámetro comercial.*
 |  |  | *1* |  |  |  |  |  |
| * *Hito 2.2. Reportes de perforación y pruebas del segundo y tercer pozos de diámetro comercial.*
 |  |  |  | *2* |  |  |  |  |
| * Costo
 |  |  | 200 | 200 | 200 | 91 | 691 |  |
| 1. Estudio de mitigación de riesgos de exploración geotérmica diseñado[[6]](#footnote-6).
 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 1 | 1 | Estudio aprobado por el MEM |
| * *Hito 3.1: Estudio inicial elaborado.*
 |  |  |  | *1* |  |  |  |  |
| * *Hito 3.2: Taller con potenciales concesionarios*
 |  |  |  |  | *1* |  |  |  |
| * *Hito 3.3: Concesión adjudicada a un inversionista privado*
 |  |  |  |  |  | *1* |  |  |
| * Costo
 |  |  |  | 200 | 100 | 200 | 500 |  |
| **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.**  |
| 1. 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. |
| * *Hito 4.1: Permiso Ambiental otorgado*
 |  |  | *1* |  |  |  |  |
| * *Hito 4.2: Estudio Geológico elaborado*
 |  |  | *1* |  |  |  |  |
| * *Hito 4.3: Contrato de suministro e instalación firmado*
 |  |  |  | *1* |  |  |  |
| Costo |  |  |  | 72 | 6,938 | 784 | 7,796 |
| * Línea de transmisión en 138kV El Sauce – Villanueva construida y en operación.[[7]](#footnote-7) (km).
 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 38 | 38 |
| * *Hito 4.4: Contrato de suministro e instalación firmado*
 |  |  |  | *1* |  |  |  |
| * Costo
 |  |  |  | 2,587 |  | 5,314 | 7,902 |
| 1. S/E Sebaco ampliada y en operación (S/E).
 | 0 | 0 | 0 | 0 | 1 | 0 | 1 |
| * *Hito 5.1: Adquisición de terreno y Estudio de impacto ambiental elaborado*
 |  | *1* |  |  |  |  |  |
| * *Hito 5.2: Contrato de suministro e instalación firmado*
 |  |  | *1* |  |  |  |  |
| * Costo
 |  | 179 | 2,759 | 3,426 | 2,758 |  | 9,124 |
| 1. S/E San Benito, Catarina, Diriamba, Acahualinca y Ticuantepe II construidas y en operación (S/E).
 | 0 | 0 | 0 | 0 | 5 | 0 | 5 |
| * *Hito 6.1: Contrato de suministro e instalación firmado*
 |  | *1* |  |  |  |  |  |
| * *Hito 6.2: Diseño y Especificaciones elaboradas*
 |  |  | *1* |  |  |  |  |
| * *Hito 6.3: Suministro de bienes realizado*
 |  |  |  | *1* |  |  |  |
| * Costo
 |  |  | 2,845 |  | 6,483 |  | 9,328 |
| 1. S/E Ticuantepe I construida y en operación (S/E).
 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 1 | 1 |
| * *Hito 7.1: Estudios de impacto ambiental y geológico elaborados*
 |  |  | *1* |  |  |  |  |
| * *Hito 7.2: Suscripción de contrato*
 |  |  | *1* |  |  |  |  |
| * *Hito 7.3: Diseño y Especificaciones elaboradas*
 |  |  |  | *1* |  |  |  |
| * *Hito 7.4: Suministro de bienes realizado*
 |  |  |  |  | *1* |  |  |
| * Costo
 |  |  |  |  |  |  |  |
| 1. Línea de transmisión conexa a la S/E Ticuantepe I construida [[8]](#footnote-8) (km).
 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 2 | 2 |
| * *Hito 8.1: Contrato de suministro e instalación firmado*
 |  |  | *1* |  |  |  |  |
| * *Hito 8.2: Diseño y Especificaciones elaboradas.*
 |  |  | *1* |  |  |  |  |
| * *Hito 8.3: Suministro de bienes.*
 |  |  |  | *1* |  |  |  |
| * Costo
 |  | 204 | 33 | 1,940 |  | 4,185 | 6,363 |
| 1. Transformador móvil de 40MVA adquirido (transformador).
 | 0 | 0 | 0 | 0 | 1 | 0 | 1 |
| * *Hito 9.1: Contrato de suministro e instalación firmado*
 |  | *1* |  |  |  |  |  |  |
| * *Hito 9.2: Diseño y Especificaciones elaboradas.*
 |  |  | *1* |  |  |  |  |  |
| * *Hito 9.3: Suministro de bienes.*
 |  |  |  | *1* |  |  |  |  |
| * Costo
 |  | 220 | 148 | 632 | 99 | 220 | 1,100 |  |
| **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.** |
| 1. 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. |
| * *Hito 10.1: Contrato de suministro e instalación firmado*
 |  | *1* |  |  |  |  |  |
| * *Hito 10.2: Diseño y Especificaciones elaboradas.*
 |  |  | *1* |  |  |  |  |
| * *Hito 10.3: Suministro de bienes.*
 |  |  |  | *1* |  |  |  |
| * Costo
 |  |  | 1,025 | 1,463 |  | 641 | 3,130,000 |
| 1. 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 |
| * *Hito 11.1: Contrato estudio Lidar firmado*
 |  | *1* |  |  |  |  |  |  |
| * *Hito 11.2: Contrato de obras firmado*
 |  |  | *1* |  |  |  |  |  |
| * *Hito 11.3: Diseño y Especificaciones de obra elaboradas*
 |  |  |  | *1* |  |  |  |  |
| * *Hito 11.4: Suministro de bienes de la obra*
 |  |  |  |  | *1* |  |  |  |
| * Costo
 |  | 930 | 620 | 2,637 | 3,764 | 1,650 | 9,602 |  |

* 1. Recopilación de datos e instrumentos

# La recopilación de la información necesaria para el correcto seguimiento de los indicadores aquí mencionados, será responsabilidad de los OE. Para los datos técnicos inherentes a la operación del sector eléctrico se encuentran informes diarios, mensuales y anuales publicados por los OE.

* 1. Seguimiento de resultados y presentación de informes

# El BID realizará reuniones mensuales con los OE como parte del proceso de apoyo y seguimiento continuo de la ejecución del Programa. Estas reuniones generaran ayudas de memoria de los acuerdos alcanzados.

# Los OE elaborarán informes semestrales de seguimiento a la ejecución de máximo 10 páginas (evidencias e información de soporte serán incluidos en anexos). Los informes incluirán: (i) avance de la ejecución física y financiera de los productos y actividades del Programa según el POA y al matriz de resultados; (ii) avance de los indicadores de resultados y de impacto según la matriz de resultados; (iii) temas relevantes según matriz de riesgos; (iv) mejores prácticas; (v) revisión y actualización del Plan de Ejecución del Proyecto (PEP), el plan de adquisiciones y del POA; y (vi) recomendaciones para mejorar la ejecución.

# En el POA se identificarán los siguientes rubros: (i) descripción de las actividades por componente, producto, cronograma, costos por fuente de financiamiento y código de registro asociado; (ii) descripción de los procesos de adquisiciones incluyendo tiempo de preparación de propuestas, aprobaciones, selección de propuesta ganadora, y adjudicación; (iii) costo asociado a las actividades del POA; y (iv) el flujo de caja correspondiente. Por su parte, en el PEP se establecerá el calendario de los desembolsos (número y monto de los desembolsos) en función de los indicadores de desempeño, ya incluidos en la matriz de resultado, y el tiempo de ejecución del proyecto.

# El equipo de proyecto del Banco, realizará Visitas de Inspección semestrales con la finalidad de monitorear las actividades del Programa. También se apoyará de Misiones de Administración anuales con el objetivo de analizar los avances del Programa y tratar temas específicos identificados.

# Durante la ejecución del Programa las UEP presentarán anualmente al Banco los estados financieros del Programa para la realización de la Auditoria Financiera correspondiente, en los términos establecidos en las Condiciones Generales del Contrato de Préstamo.

* 1. Coordinación y plan de trabajo

# Los OE serán responsables de manera enunciativa más no limitativa de lo siguiente: (i) planificación de la ejecución del préstamo; (ii) la preparación y actualización de los informes semestrales de seguimiento, los que incluirán las actualizaciones de PEP-POA y planes de adquisiciones en conformidad con las Políticas de Adquisición y Contratación del Banco; (iii) el acompañamiento y seguimiento del avance de contratos, incluyendo el apoyo en los procesos de contrataciones, la formulación de los informes de acompañamiento y análisis, y la preparación y tramitación de los pagos correspondientes; (iv) la recolección de datos y el seguimiento de los indicadores de productos y resultados, su procesamiento y análisis; (v) el reporte de avances del Programa; (vi) mantener de forma accesible y actualizada, la información relevante sobre la ejecución y el seguimiento de las actividades del programa y sus recursos; (vii) entrenamiento continuo del equipo en los temas que beneficien la ejecución del Programa; y (viii) apoyo en las visitas de seguimiento.:

# El equipo de la División de Energía (INE/ENE), con el apoyo del Especialista de Energía en la Oficina de Nicaragua (ENE/CNI), será responsable del seguimiento de los indicadores de esta operación y de la revisión de los informes correspondientes que justifiquen el uso y desembolso de los recursos del Programa. Para ello, llevará a cabo reuniones periódicas con los responsables de la ejecución de este plan y de ser necesario solicitará informes o presentaciones de resultados extraordinarias.

* 1. Administración financiera

# Se utilizarán las políticas y procedimientos del BID, en: (i) el manejo de los fondos, tanto en dólares americanos como en moneda local; (ii) la presentación de reportes, incluyendo los planes de adquisiciones anuales, avances de obras, pliegos de licitaciones y demás documentos relacionados con la ejecución del proyecto; (iii) la realización de auditorías tanto técnicas/operativas como financieras; y (iv) la definición de los gastos elegibles. Para aquellas necesidades de recursos en moneda local, que se estima serán relativamente menores, se abrirá una cuenta designada.

* 1. Auditorias

# Los OE, representados por el MEM, deberán presentar dentro del plazo de ciento veinte (120) días siguientes al cierre de cada ejercicio económico y durante el Plazo Original de Desembolso o sus extensiones, los informes financieros auditados del Programa, debidamente dictaminados por una firma de auditoría independiente aceptable al Banco, la cual será contratada por los OE o el Banco (en este segundo caso, a solicitud de los OE), con cargo a los recursos del Programa, a más tardar cuatro (4) meses antes del cierre de cada ejercicio económico de los OE o en otro plazo que las partes acuerden, sobre la base de los términos de referencia que serán acordados con el Banco. El último de estos informes será presentado dentro de los ciento veinte (120) días siguientes al vencimiento del Plazo Original de Desembolso o sus extensiones.

# Los informes auditados serán efectuados por una firma de auditores independientes aceptable para el BID, de acuerdo con Normas Internacionales de Contabilidad y las Normas de Información, y los términos de referencia previamente aprobados por el BID. El costo de estos servicios se financiarán con recursos del Programa.

* 1. Seguimiento y supervisión socio-ambiental

# Se consideraron los posibles impactos ambientales y sociales y medidas de mitigación asociadas al programa, descritos en la Estrategia Ambiental y Social (Anexo III). De acuerdo con la Política de Medio Ambiente y Cumplimiento de Salvaguardias (OP-703), el programa se clasifica con categoría “A” y activa las políticas OP-102, OP761, OP-765, OP-704 y OP-710. Esta clasificación se basa en los impactos y riesgos del componente 1 y 2 asociados a: (i) perforación de pozos de exploración, montaje de plataformas de perforación exploratoria, y construcción de edificios auxiliares, todos ubicados en áreas protegidas; (ii) rehabilitación de caminos vecinales existentes y apertura de tramos cortos (<5km) de trocha nueva; y (iii) construcción y ampliación de líneas de transmisión y subestaciones. Estas actividades pueden causar impactos como: fragmentación de bosque durante la construcción, contaminación del aire debido a emisiones de gases, contaminación del agua superficial y subterránea, erosión del suelo, generación de desechos sólidos y líquidos, generación de ruido, impactos asociados a la obtención de servidumbre, y otras interferencias con comunidades vecinas y la fauna. Se llevará a cabo una debida diligencia ambiental y social según lo estipulado en el Anexo III para confirmar que los estudios adicionales requeridos contengan las medidas de mitigación adecuadas para cumplir con las políticas del BID.

* 1. Presupuesto del Plan de Seguimiento

2.16 Las principales actividades de seguimiento, su cronograma y presupuesto se presentan en el Cuadro II-2.

**Cuadro II-2 - Presupuesto del Seguimiento**

|  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| **Principales actividades de seguimiento/Productos por actividad** | **2017** | **2018** | **2019** | **2020** | **2021** | **2022** | **Respon sable** | **Costo** | **Fuente** |
| **T1** | **T2** | **T3** | **T4** | **T1** | **T2** | **T3** | **T4** | **T1** | **T2** | **T3** | **T4** | **T1** | **T2** | **T3** | **T4** | **T1** | **T2** | **T3** | **T4** | **T1** | **T2** | **T3** | **T4** | **(US$ miles)** |
| **Actividades de Seguimiento[1]** |   |   |   |   |   |   |   |   |   |   |   |   |   |   |   |   |   |   |   |   |   |   |   |   |   |
| 1. Taller de Arranque de la Operación  |   |   |   |   |   |   |   |   |   |   |   |   |   |   |   |   |   |   |   |   |   |   |   |   | BID | 10,000 | BID |
| 2. Taller de PMR y actualización de riesgos |   |   |   |   |   |   |   |   |   |   |   |   |   |   |   |   |   |   |   |   |   |   |   |   | BID | 10,000 | BID |
| 3. Taller de gestión financiera |   |   |   |   |   |   |   |   |   |   |   |   |   |   |   |   |   |   |   |   |   |   |   |   | BID | 10,000 | BID |
| 4. Seguimiento Fiduciario |   |   |   |   |   |   |   |   |   |   |   |   |   |   |   |   |   |   |   |   |   |   |   |   | BID | 10,000 | BID |
| 5. Taller de Apoyo en Adquisiciones |   |   |   |   |   |   |   |   |   |   |   |   |   |   |   |   |   |   |   |   |   |   |   |   | BID | 10,000 | BID |
| 6. Reuniones semestrales |   |   |   |   |   |   |   |   |   |   |   |   |   |   |   |   |   |   |   |   |   |   |   |   | BID | 7,000 | BID |
| 7. Visitas técnicas |   |   |   |   |   |   |   |   |   |   |   |   |   |   |   |   |   |   |   |   |   |   |   |   | BID | 60,000 | BID |
| 8. Visitas de supervisión social y ambiental |   |   |   |   |   |   |   |   |   |   |   |   |   |   |   |   |   |   |   |   |   |   |   |   | BID | 40,000 | BID |
| 9. Preparación de informes semestrales |   |   |   |   |   |   |   |   |   |   |   |   |   |   |   |   |   |   |   |   |   |   |   |   | OE | 30,000 | OE |
| 10. Preparación de informes anuales |   |   |   |   |   |   |   |   |   |   |   |   |   |   |   |   |   |   |   |   |   |   |   |   | OE | 30,000 | OE |
| 11. Auditorías Externas |   |   |   |   |   |   |   |   |   |   |   |   |   |   |   |   |   |   |   |   |   |   |   |   | OE | 120.000 | OE |

# El financiamiento (horas persona y viajes) para el seguimiento del Programa está incluido en el presupuesto de funcionamiento de UEP. Para el caso del BID, los gastos de seguimiento (viajes) serán incluidos en los presupuestos de seguimiento anuales. Los talleres de capacitación en temas fiduciarios serán cubiertos con recursos de apoyo a la ejecución del equipo Fiduciario en CID/CNI.

1. **Plan de Evaluación**

# El Plan de Evaluación incluye la metodología y los mecanismos de evaluación de los resultados del Programa, con el fin de verificar el logro de los objetivos y el cumplimiento de las metas acordadas en la Matriz de Resultados.

1. Metodología de evaluación
	1. Los OE seleccionará y contratará los servicios de consultoría para llevar a cabo las evaluaciones externas e independientes. Estas evaluaciones serán financiadas con recursos de contraparte del Programa y serán realizadas por consultores individuales o firmas consultoras independientes y calificadas, cuyo términos de referencia deberán contar con la no objeción del BID. El Plan de evaluación incluye:
2. una Evaluación Intermedia, una vez desembolsado y justificado el 50% de los recursos del proyecto y de la contraparte, incluyendo el cofinanciamiento, o a los 30 meses de ejecución, lo que ocurra primero. Esta evaluación se concentrará en analizar los avances alcanzados; aspectos de coordinación y ejecución; el grado de cumplimiento de las obligaciones contractuales; recomendaciones para lograr las metas propuestas y la sostenibilidad de las inversiones; avances en el desarrollo institucional y corporativo y en la solvencia financiera de los OE. Esta evaluación identificará si el Programa está logrando los resultados previstos y si está avanzando adecuadamente hacia la consecución del objetivo planteado. Analizará la estrategia del Programa y su pertinencia para la situación del entorno. Verificará si los supuestos indicados en la Matriz de Resultados se han cumplido. Incluirá un análisis de los arreglos operativos y administrativos empleados y recomendaciones para su optimización. Se analizará el cumplimiento de los compromisos establecidos en el Contrato de Préstamo y en el MOP. La Evaluación Intermedia deberá orientar a los OE respecto a ajustes estratégicos y operativos que fuesen necesarios adoptar.
3. una Evaluación Final que se iniciará a más tardar 30 días del Plazo Original de Desembolso o sus extensiones, cuyo informe final deberá presentarse a más tardar 30 días después de la justificación final de desembolsos del Banco y de la contrapartida, incluyendo el cofinanciamiento. Esta evaluación determinará: el logro de los objetivos y el grado de cumplimiento de las metas establecidas en la Matriz de Resultados; el desempeño del ejecutor; factores que incidieron en la implementación; y recomendaciones para futuras operaciones.
4. un Análisis Costo-Beneficio (ACB) ex post usando la metodología aplicada al Análisis Costo-Beneficio ex ante, el cual permitirá determinar si los beneficios realizados fueron suficientes para recuperar la inversión dados los costos planeados y que dados los costos incurridos y los beneficios obtenidos con la ejecución del programa, si el mismo generó valor para la sociedad. Así mismo, la evaluación económica ex post incluirá un análisis del cumplimiento de los resultados mediante la evaluación de sus indicadores usando el método antes – después descrito en las siguientes secciones.

# Los resultados de la evaluación final y el ACB ex post serán publicados en la página web del Banco con previo consentimiento de los OE.

1. Principales preguntas de evaluación

# A continuación se enuncian las principales preguntas con las que se pretende evaluar el Programa a nivel intermedio y final:

1. *¿Se ha logrado contribuir al desarrollo del potencial geotérmico del País?*
2. *¿Se ha mejorado la prestación del servicio eléctrico en el país en términos de confiabilidad y calidad?*
3. *¿Se han mejorado las condiciones técnicas necesarios para promover un mayor intercambio regional de energía eléctrica?*
4. Indicadores

# Los indicadores para el seguimiento de los resultados se describen en el cuadro a continuación y en la [Matriz de Resultados](http://idbdocs.iadb.org/WSDocs/getDocument.aspx?DOCNUM=40344385) (MR). Las frecuencias de recopilación de información se han determinado considerando la naturaleza de los indicadores. Estos indicadores han sido acordados con los OE, quienes contribuirán con la recolección de los datos y con la verificación de los logros.

|  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- |
| **Resultado / Indicador** | **Línea Base 2016** | **Meta 2021** | **Observaciones y Medios de verificación** |
| **Desarrollo del potencial geotérmico de Nicaragua de forma ambiental y financieramente sostenible** |
| Potencial geotérmico para generación eléctrica adicional al existente, explorado a nivel de factibilidad, en MW | 0 | 40 | Estudio de factibilidad del campo Cosigüina aprobado por el MEM y ENEL. |
| Concesiones de explotación geotérmica otorgadas | 0 | 1 | Contrato de concesión entre el MEM y un inversionista privado o público-privado firmado por ambas partes para el desarrollo comercial para la generación eléctrica del campo Consiguina. |
| **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.**  |
| Energía no servida en GWh en las zonas de influencia del programa.  | 1,178 | 0,080 | informes estadísticos y técnicos del Centro Nacional de Despacho de Carga (CNDC). |
| **Optimización de 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 en MW en el tramo Nicaragua-Honduras N-S aumentada. | 120  | 300 | Informes estadísticos y técnicos del Ente Operador Regional (EOR). |
| Máxima Capacidad de Transferencia Regional en MW en el tramo Nicaragua-Costa Rica S-N aumentada. | 100 | 300 |

1. Metodologías antes – después y Análisis Costo Beneficio (ACB) ex post

# **Método antes – después.** Para evaluar el cumplimiento de los resultados, se realizará una comparación mediante una medición antes–después. Esta metodología permitirá contestar las preguntas de evaluación planteadas en la sección II de este plan de seguimiento y evaluación. Como punto de partida se usarán los indicadores definidos en la matriz de resultados y que se describen a continuación:

|  |  |
| --- | --- |
| **Indicador de resultado** | **Descripción** |
| Potencial geotérmico para generación eléctrica adicional al existente, explorado a nivel de factibilidad, en MW | **Descripción:** Este indicador se refiere a la potencia/capacidad para generar energía eléctrica a partir del recurso geotérmico (energía derivada del calor que se extraiga de suelo) del campo Cosigüina y que se demuestre con estudios técnicos a un nivel de factibilidad. **Línea de Base:** Se cuenta con los resultados del estudio de pre-factibilidad para el Campo Volcán Cosigüina, con investigaciones en superficie realizadas en 2015, estimándose para el campo un potencial de 40MW con una probabilidad de 90%. **Metodología de Cálculo:** El potencial geotérmico se determina mediante un modelo conceptual que considera principalmente a un fluido ascendente, ubicado bajo o cercano a las fuentes termales de Agua Agria, posteriormente se utilizan rangos estimados de parámetros para la estimación de conversión de energía basados en los resultados de los estudios científicos y aplicando el método de Monte Carlo. Para medir este indicador se tomará los resultados finales sobre el potencial geotérmico en MW que resulten de esta metodología, según se establezca en el estudio de factibilidad.  |
| Concesiones de explotación geotérmica otorgadas | **Descripción:** Este indicador consiste en la adjudicación a un inversionista privado de la concesión para el desarrollo comercial para la generación eléctrica del campo Consiguina, una vez demostrada la factibilidad del recurso geotérmico. El contrato de concesión incorporará las obligaciones establecidas en la Ley 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 y un miembro en la Junta Directiva. **Línea de Base:** Desde el 2012 no existe nuevas concesiones que hayan permitido la implementación de proyectos para la explotación geotérmica, más allá de las plantas en los campos de Momotombo y San Jacinto-Tizate que ya se encuentran en operación. **Metodología de Cálculo:** Este indicador se medirá con el contrato de concesión entre el MEM y un inversionista privado o público-privado firmado por ambas partes para el desarrollo comercial para la generación eléctrica del campo Consiguina. |
| Energía no servida en GWh en las zonas de influencia del programa.  | **Descripción**: Para efectos del programa, la Energía No Servida (ENS) es la cantidad de energía que se deja de entregar a los usuarios por causa de eventos en el Sistema de Transmisión, que a su vez ocasionan restricciones en la disponibilidad de los activos del sistema, lo que limita o no permite el transporte de energía. **Línea de Base:** Como línea base se usó el total estimado de energía no servida debido a fallas en el sistema de transmisión en el año 2015. **Metodología de Cálculo:** La energía no servida se calcula a partir de la demanda de energía en un determinado periodo de tiempo del año multiplicado por la duración de la falla en el sistema de transmisión. El valor total que se medirá resultará de la suma de la energía no servida estimada para cada una de las fallas presentadas anualmente en las zonas de influencia de la operación, las cuales son: son: Región Central: 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 Rio 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). Región Costa Caribe: Departamento Región Autónoma del Atlántico Norte (Municipios: Waslala).Esta información será obtenida mediante los informes estadísticos y técnicos que el Centro Nacional de Despacho de Carga (CNDC) genera periódicamente. |
| Máxima Capacidad de Transferencia Regional en MW en el tramo Nicaragua-Honduras N-S aumentada. | **Descripción**: Este indicador considera la Máxima Capacidad de Transferencia en MW para los tramos Nicaragua-Honduras N-S y Nicaragua-Costa Rica S-N que son parte de la Línea SIEPAC. La capacidad máxima de transferencia indica la potencia que puede fluir por una línea de transmisión bajo condiciones de operación aceptables. **Línea de Base:** En 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 las deficiencias en las redes nacionales – 403km en el caso de Nicaragua. Como línea base de este indicador se considera la capacidad de transporte del SIEPAC en 2016 entre Honduras y Nicaragua que es de 120MW, mientras que la capacidad de transmisión entre Nicaragua y Costa Rica es de 100MW. **Metodología de Cálculo:** Esta información se verificará con los Informes estadísticos y técnicos del Ente Operador Regional (EOR). |
| Máxima Capacidad de Transferencia Regional en MW en el tramo Nicaragua-Costa Rica S-N aumentada. |

# **Metodología del Análisis Costo Beneficio (ACB) ex post.** Para el ACB ex post se aplicará el modelo utilizado para la ACB ex ante que se realizó como parte de los estudios de elegibilidad y factibilidad de las mismas. Se prevé la realización de este análisis en dos escenarios: (i) se medirán y actualizarán los beneficios esperados de la intervención, manteniendo constantes las condiciones y precios tenidos en cuenta en la evaluación ex ante; esto permite medir si con los costos reales incurridos, los beneficios efectivamente realizados y medidos a precios constantes son suficientes para justificar la inversión en términos económicos; (ii) en la segunda etapa se considerarán tanto los beneficios como los costos reales del proyecto actualizados a precios vigentes, obteniéndose así una medida actualizada de si el proyecto resulta en una inversión rentable económicamente dados los costos y beneficios que efectivamente se materializaron. Este análisis en etapas permite aislar el efecto de un posible aumento exógeno de costos, del efecto de cambios en los beneficios realizados.

# Los beneficios económicos relacionados del programa a ser evaluados junto con sus costos son:

# Componente 1. –Geotermia:

# Beneficios adicionales otorgados a los consumidores mediante la incorporación del proyecto, o “beneficios incrementales”. Se medirá el valor agregado por el excedente de energía generado por el proyecto vs el caso sin el proyecto.

# Aquellos beneficios que significan ahorro de costos, o “beneficios no incrementales”. Se medirán los beneficio por la sustitución de importación de combustible fósil importado (Heavy Fuel Oil), creado por la sustitución de una planta térmica fósil de igual tamaño que sería desplazada enteramente el día que entre a funcionar el proyecto geotérmico.

# Efecto de reducción del gas de CO2, que también es producto de la incorporación del proyecto y de la sustitución de una planta térmica fósil de igual tamaño que sería desplazada. El efecto de reducción de gas de CO2 es que si no hubiera este proyecto de geotermia, hubiera suministrado la electricidad por plantas térmicas de petróleo, con un factor de substitución que depende del Plan de Expansión previsto para el país.

# Componente 2. –Mejoras en la infraestructura eléctrica de transmisión: Para su análisis los proyectos se clasificarán en dos grupos, los proyectos de refuerzo del sistema nacional y los proyectos de refuerzo del sistema regional.

# Proyectos de refuerzo del sistema nacional. Se analizarán los beneficios económicos derivados relacionados principalmente con el acceso al servicio de electricidad, en el caso de viviendas sin servicio (clientes nuevos), y a la mejora del servicio prestado, en el caso de clientes existentes. La cuantificación de la totalidad de los beneficios económicos, estará dada por la liberación neta de recursos por parte de los nuevos clientes servidos, al sustituir otras fuentes de energía alternativas por electricidad, y la disminución en la energía de falla en la situación con proyecto (en relación a la situación sin proyecto).

# Proyectos de refuerzo del sistema regional. Se realizará la evaluación del proyecto de aumento de la capacidad de líneas de 230kV desde dos perspectivas, una perspectiva regional y una perspectiva local. Desde una perspectiva regional, se analizarán los beneficios correspondientes a los ahorros de Costos de Generación Térmica para los países que conforman el MER. Desde una perspectiva local, los beneficios económicos a ser analizados corresponderán a la disminución de la energía de falla, los costos de operación y mantenimiento, y las pérdidas de energía en el sistema de transmisión.

1. Recopilación de información

# El ICE será responsable de recopilar y proveer toda la información necesaria para la preparación de las evaluaciones de término medio, final y el análisis costo-beneficio ex post ex post. Los OE recopilarán información periódicamente y la consolidarán anualmente a través de los informes y semestrales anuales que presentarán al Banco.

# Para la preparación de la evaluación final y del ACB ex post, se recopilará como mínimo, la siguiente información:

* Generación Geotérmica
	+ Inversión efectiva (inicial y suplementaria)
	+ Costos operación y mantenimiento (% inversión)
	+ Beneficios
	+ Generación efectiva
* Proyectos Transmisión
	+ Inversión efectiva (monto)
	+ Costos operación y mantenimiento (% inversión)
	+ Beneficios - Población servida (residencial, comercial industrial), Consumo medio por tipo de cliente, Niveles de pérdida, Interrupciones
	+ Costo energía no suministrada y variación en despacho térmico (simulación con y sin proyecto).
1. Coordinación, Plan de Trabajo y Presupuesto

# La UEP es la responsable de la realización de las actividades de evaluación, lo cual incluye asegurar la recolección de los datos, su procesamiento y análisis, así como el reporte los avances.

# Por su parte el BID, a través del Jefe Equipo de Proyecto es responsable de coordinar y asegurar que el plan se cumpla con la calidad técnica y el tiempo establecidos. Para ello, llevará a cabo reuniones periódicas con los responsables de la ejecución de este plan y de ser necesario solicitará informes o presentaciones de resultados extraordinarias.

# A continuación se presenta el Plan de Trabajo para la Evaluación del programa, el cual incluye las principales actividades y sus respectivos productos, el plazo de cumplimiento, el responsable y el costo, identificando la fuente de financiamiento.

|  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| **Principales actividades de evaluación** | **2018** | **2019** | **2020** | **2021** | **2022** | ***Responsable*** | **Costo** | **Fuente** |
| **T1** | **T2** | **T3** | **T4** | **T1** | **T2** | **T3** | **T4** | **T1** | **T2** | **T3** | **T4** | **T1** | **T2** | **T3** | **T4** | **T1** | **T2** | **T3** | **T4** | **(US$ miles)** |
| **Actividades de Evacuación[1]** |   |   |   |   |   |   |   |   |   |   |   |   |   |   |   |   |   |   |   |   |   |   |   |
| **Evaluación Intermedia** |  |  |   |   |  |  |   |   |  |  |   |   |  |  |   |   |  |  |   |   |   |   |   |
| Recopilación de información |   |   |   |   |   |   |   |   |   |   |   |   |   |   |   |   |   |   |   |   | OE | 10,000 | OE |
| Preparación de la evaluación |   |   |   |   |   |   |   |   |   |   |   |   |   |   |   |   |   |   |   |   | OE | 15,000 | OE |
| Publicación de resultados |   |   |   |   |   |   |   |   |   |   |   |   |   |   |   |   |   |   |   |   | OE |  |  |
| **Evaluación Final PCR** |  |  |   |   |  |  |   |   |  |  |   |   |  |  |   |   |  |  |   |   |  |  |  |
| Recopilación de información  |   |   |   |   |   |   |   |   |   |   |   |   |   |   |   |   |   |   |   |   | OE | 15,000 | OE |
| Preparación del PCR |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  | BID | 20,000 | BID |
| **Análisis Costo-Beneficio ex post** |   |   |   |   |   |   |   |   |   |   |   |   |   |   |   |   |   |   |   |   | OE/BID | 30,000 | BID |
| Preparación TdR |   |   |   |   |   |   |   |   |   |   |   |   |   |   |   |   |   |   |   |   | OE/BID | 5.000 | OE/BID |
| Preparación Informe |  |  |   |   |  |  |   |   |  |  |   |   |  |  |   |   |  |  |   |   | BID | 15.000 | BID |
| Publicación de Informe |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  | BID | - | BID |

1. Plan de Trabajo y Presupuesto del Plan de Seguimiento

# A continuación se presenta una tabla resumen, con las estimaciones de los costos para las tareas de evaluación:

1. **Presupuesto Total del PSE**

# El presupuesto estimado para las actividades de seguimiento y de evaluación del proyecto se resume en la Tabla IV-1.

**Tabla IV-1 - Presupuesto Total del PSE**

|  |  |  |
| --- | --- | --- |
| **Plan** | **Presupuesto US$** | **Referencia** |
| Plan de Seguimiento | 337.000 | Cuadro II-1 |
| Plan de Evaluación | 110.000 | Cuadro III-1 |
| **Total PSE** | **447.000** |  |

**ANEXO I
Resumen del Análisis Costo-Beneficio Ex ante**

# **Introducción**

# Durante la preparación del Programa se llevó a cabo una evaluación económica ex ante de Análisis Costo Beneficio (ACB). El ACB evaluó los beneficios financieros y económicos a nivel individual y de manera global el subconjunto de proyectos pertenecientes al Programa. Al análisis económico se desarrolló desde una óptica financiera y una óptica social o económica. Para esto, se deben valuar tanto los efectos directos como los indirectos, incluyendo en el caso de la evaluación económica las externalidades que eventualmente se generan. Una vez calculados los beneficios y costos, se descuentan para llevarlos a un momento del tiempo común y, así, hacerlos comparables, representando la tasa de descuento el costo de oportunidad del capital.

# Analisis costo – Benficio del Componente 1.

# Metodología y resultados del análisis costo – beneficio: Volcán Mombacho: Para el Campo del Volcán Mombacho, se hizo un estudio minucioso de la información secundaria obtenida, se consideran dos escenarios de exploración (Mombacho 1 y Mombacho 2). En ambos escenarios se analizó la exploración para conocer la distribución de probabilidad de potencial geotérmico. Para ambos campos, se realizó una estimación bajo el método volumétrico de calor almacenado combinado con el método Monte Carlo. Los análisis económicos, beneficios, ingresos y egresos de las inversiones se realizaron para dos escenarios, con la construcción de plantas generadoras de 30 y 40 MWe. Del análisis realizado se seleccionó un solo caso, el de 40 MWe. Los supuestos de los beneficios económicos del proyecto están resumidos a continuación:

|  |  |
| --- | --- |
| **Beneficios** | **Valor** |
| Precio HFO / IF0380 (ahorros a la factura petrolera) | 263 US$/ton (2016) |
| Planta térmica (consumo de HFO, eficiencia 38%) | 226 ton/GWh |
| Factor de substitución | 100% |
| Factor de emisión | 100% |
| Emisiones CO2 de las plantas térmicas | 726 tCO2/GWh |
| Vapor consumido (eficiencia geotérmica) | 300 TPH |
| Emisiones CO2 de las plantas geotérmicas | 0.75% |
| Costo social del carbón (tCO2 ) | Según escenario EPA |

# La tabla siguiente muestra la memoria de cálculo de retorno financiero de proyecto geotérmico – Mombacho.

|  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| **Escenario** | **Producción (bruta)** | **Inversión Inicial CAPEX (costo local)****US$ M** | **Tarifa US/MWh** | **Tasa Interna de Retorno Económico TIRE %** | **Tasa Interna de Retorno Financiero TIRF %** |
| Mombacho 40 MW | 40 MWe | US$ 212.29 MSobre 30 años:  US$ 304.78 M | Energía: $92/MWhPotencia: 0All-in (2016): 92/MWh | 17.69% | 13.84% |

# Análisis de sensibilidad del Proyecto Mombacho. El análisis de sensibilidad realizado permite concluir que el proyecto Mombacho de 40 MW resulta económicamente factible, incluso frente a cambios en variables claves supuestas en el análisis. Se analizaron independientemente variaciones en: (i) el costo de inversión; y (ii) la tarifa establecida, y su impacto sobre (a) la TIRE, (b) el VANE promedio por usuario y (c) el VANE total.

# Metodología y resultados del análisis costo – beneficio: Caldera de Apoyo. Para el campo de la Caldera de Apoyo se realizó una estimación bajo el método volumétrico de calor almacenado combinado con el método Monte Carlo. Se decidió minimizar la distribución de probabilidad de potencial geotérmico, dado que la mitad de la zona detectada como fuente del recurso se ubica fuera de la zona potencial de concesión y por debajo del lago, a producción bruta de 20 MW. Este escenario tiene una probabilidad superior a 90%. El costo económico total consiste en el costo neto, los impuestos y los subsidios. Sin embargo, los impuestos y los subsidios, en la economía nacional, son simplemente transferidos entre el Proyecto y el Gobierno, por lo que se eliminan del costo total. Entonces, el costo neto es la base del costo económico. Además, existe la tendencia de sobreestimar los costos domésticos por efecto del tipo de cambio sobrevaluado. Por lo tanto, para obtener costos económicos es necesario ajustar el costo domestico con el precio de frontera, ajuste para el cual se utiliza un factor de conversión, el cual se asumió descontando 10% de DAI.

# Beneficios Económicos del Proyecto Caldera de Apoyo. Los análisis económicos, beneficios, ingresos y egresos de las inversiones se realizaron para dos escenarios, con la construcción de plantas generadoras de 20 y 40 MWe. Del análisis realizado se seleccionó un solo caso, el de 20 MWe, por el tamaño actual de la concesión otorgada. Los supuestos de los beneficios económicos del proyecto están resumidos a continuación:

|  |  |
| --- | --- |
| **Beneficios** | **Valor** |
| Precio HFO / IF0380 (ahorros a la factura petrolera) | 263 US$/ton (2016) |
| Planta térmica (consumo de HFO, eficiencia 38%) | 226 ton/GWh |
| Factor de substitución | 100% |
| Factor de emisión | 100% |
| Emisiones CO2 de las plantas térmicas | 726 tCO2/GWh |
| Vapor consumido (eficiencia geotérmica) | 300 TPH |
| Emisiones CO2 de las plantas geotérmicas | 0.75% |
| Costo social del carbón (tCO2 ) | Según escenario EPA |

# La memoria de cálculo de retorno financiero de proyecto geotérmico - Caldera de Apoyo se muestra continuación:

|  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| **Escenario** | **Producción (bruta)** | **Inversión Inicial CAPEX (costo local)****US$ Millones** | **Tarifa US/MWh** | **Tasa Interna de Retorno Económico TIRE %** | **Tasa Interna de Retorno Financiero TIRF %** |
| 20 MW | 20 MWe | US$ 153.11MSobre 30 años:  US$ 211.93M | Energía: $92/MWhPotencia: 0/kW-mAll-in 2016: $92/MWh | 12.88% | 0.31% |

# Análisis de sensibilidad del Proyecto Caldera de Apoyo. El análisis de sensibilidad realizado permite concluir que el proyecto Caldera de Apoyo de 20 MW resulta económicamente factible, incluso frente a cambios en variables claves supuestas en el análisis. Se analizaron independientemente variaciones en: (i) el costo de inversión; y (ii) la tarifa establecida, y su impacto sobre (a) la TIRE, (b) el VANE promedio por usuario y (c) el VANE total.

# Metodología y resultados del análisis costo – beneficio: Volcán Cosigüina. Para el campo Cosigüina, se tomó en consideración importantes estudios previos. Se realizó una estimación bajo el método volumétrico de calor almacenado combinado con el método Monte Carlo. Para el presente análisis de costo beneficio, se selecciona un escenario de 40 MWe, el cual tiene una probabilidad superior a 90%.

# Beneficios Económicos del Proyecto Cosigüina. Los análisis económicos, beneficios, ingresos y egresos de las inversiones se realizaron para un solo caso, el de 40 MWe, por el tamaño actual de la concesión otorgada y el recurso estimado. Los supuestos de los beneficios económicos del proyecto están resumidos a continuación:

|  |  |
| --- | --- |
| **Beneficios** | **Valor** |
| Precio HFO / IF0380 (ahorros a la factura petrolera) | 263 US$/ton (2016) |
| Planta térmica (consumo de HFO, eficiencia 38%) | 226 ton/GWh |
| Factor de substitución | 100% |
| Factor de emisión | 100% |
| Emisiones CO2 de las plantas térmicas | 726 tCO2/GWh |
| Vapor consumido (eficiencia geotérmica) | 300 TPH |
| Emisiones CO2 de las plantas geotérmicas | 0.75% |
| Costo social del carbón (tCO2 ) | Según escenario EPA |

# La memoria de cálculo de retorno económico de proyecto geotérmico – Cosigüina se presenta a conitnuaión:

# El cálculo del retorno financiero del proyecto se muestra a continuación, tomando en cuento los costos reales del proyecto para calcular el TIRF (Financial IRR, FIRR), sin tomar en cuenta el TIR de un inversionista, con el posible efecto positivo que tendría la financiación del proyecto (Project Finance). En el presente caso, se considera que el GNI solo busca recuperar el 50% de los costos de exploración (apoyados por PNESER y SREP).

|  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| **Escenario** | **Producción (bruta)** | **Inversión Inicial CAPEX (costo local)****US$ Millones** | **Tarifa US/MWh** | **Tasa Interna de Retorno Económico TIRE %** | **Tasa Interna de Retorno Financiero TIRF %** |
| 40 MW | 40 MWe | US$ 223.55 MSobre 30 años:  US$ 316.03 M | Energía: $92/MWhPotencia: 0/kW-mAll-in 2016: 92/MWh | 16.99% | 14.67% |

# Análisis de sensibilidad del Proyecto Cosigüina. El análisis de sensibilidad realizado permite concluir que el proyecto Cosigüina de 40 MW resulta económicamente factible, incluso frente a cambios en variables claves supuestas en el análisis. Se analizaron independientemente variaciones en: (i) el costo de inversión; y (ii) la tarifa establecida, y su impacto sobre (a) la TIRE, (b) el VANE promedio por usuario y (c) el VANE total. Las siguientes son las variaciones analizadas y su impacto.

# Componente 2. Mejoras en la infraestructura eléctrica de transmisión.

# Para el C2-Transmisión el ACB se realizó a cada uno de los proyectos del programa en los cuales se analizaron sus efectos directos e indirectos, incluyendo las externalidades que eventualmente generan utilizando una tasa de descuento del 12%. Para su análisis los proyectos se clasificaron en dos grupos, los proyectos de refuerzo del sistema nacional y los proyectos de refuerzo del sistema regional.

# El resumen de los resultados de la evaluación económica de los proyectos de refuerzo del sistema nacional se resume en la tabla a continuación:

**Proyectos evaluados – Valuación Doméstica**

| **Proyecto** | **Clientes involucrados** | **VP Inversión Financiera (US$)** | **VP Inversión Económica (US$ Ec)** | **VPNE (US$)** | **TIRE** |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| LT El Sauce-Villanueva\* | 26.734 | 16.148.453 | 15.807.983 | 46,488,779 | 27% |
| Subestación Sébaco | 212.920 | 9.385.502 | 9.187.621 | 47,748 | 12% |
| Ampliación capacidad 4 subestaciones | 155.474 | 8.336.848 | 8.161.076 | 478,458,573 | - |
| *SE Acahualinca* | *-* | *2.584.875* | *2.530.376* | *156,716,608* | *63%* |
| *SE Diriamba* | *1.258.801* | *1.232.261* | *80,987,378* | *69%* |
| *SE San Benito* | *2.675.239* | *2.618.835* | *61,017,456* | *49%* |
| *SE Catarina* | *1.817.933* | *1.779.604* | *179,737,130* | *54%* |
| Modernización SE Ticuantepe I y Ampliación capacidad Ticuantepe II | 17.393 | 7.804.288 | 7.639.744 | 168,709,764 | 48 |
| Adquisición transformador móvil | - | 1.131.513 | 1.107.657 | 2,995,778 | 51% |
| ***Total Local*** | ***412.521*** | ***42.806.604*** | ***41.904.080*** | ***696,700,643*** | ***42%*** |

# Todos los proyectos locales evaluados conllevan un Valor Presente Neto Económico (VPNE) positivo. Bajo el supuesto de que todos los proyectos son independientes, se ha calculado también la TIRE de todos ellos considerados en conjunto. Para esto se ha considerado un monto de inversión económica total de US$ 41.904.080, distribuida a lo largo de dos años, y las corrientes de beneficios y costos correspondientes a cada uno de los proyectos. El resultado de este ejercicio es una TIRE de 42%. Además los resultados son, en general, robustos a variaciones en los supuestos de modelación. En términos de usuarios, los proyectos considerados conllevan beneficios económicos promedio del orden de los US$2.269 por cliente. Si bien ciertos proyectos no son atractivos desde la óptica privada (VAN positivo), la evaluación financiera no es necesariamente relevante por cuanto cada proyecto forma parte de la red de transmisión de ENATREL cuyas tarifas se determinan en función de costos medios. Que la tarifa no cubra el costo de un proyecto no implica necesariamente que la situación financiera de la empresa se vea comprometida por el mismo.

# En términos agregados, el programa analizado incluye una inversión económica (ajustada por factores de cuenta) local total de más de 40.000.000 US$ que generan un beneficio económico neto de cerca de 700.000.000 US$. La distribución porcentual de la inversión y los beneficios entre los proyectos evaluados se muestra en el gráfico a continuación:

Distribución de Inversión y Beneficios Económicos por proyecto



# Esta inversión beneficia a más de 410.000 clientes (más de 2.000.000 personas), generando un valor económico anual de, aproximadamente, 240 US$/cliente.

# Proyecto de aumento de capacidad en el Sistema Regional. Esta obra consta del aumento de capacidad de las líneas de 230kV existentes en los tramos Sandino-León-Frontera Honduras y Amayo-Liberia (y de las interconexiones), para garantizar la transferencia de 300 MW de energía de norte a sur del país y viceversa.

# Por tratarse de un proyecto con beneficios regionales, su análisis se realiza desde dos ópticas: 1. Una óptica regional, contemplando tanto inversiones como beneficios regionales (de todos los países pertenecientes al SIEPAC). Este proyecto conlleva una inversión regional de 66.151.800 US$ y, de acuerdo con los supuestos postulados, posee una TIRE levemente por debajo de la tasa social de descuento de 12% (11,2%); y 2. Una óptica local, en la cual el proyecto se analiza en forma similar a los proyectos del primer grupo, considerando solo la inversión de Nicaragua, y los beneficios para el país por evitarse las fallas en el SIN. En este caso la inversión asciende a 13.096.758 US$.

# En lo que hace a la evaluación regional, los principales indicadores se presentan a continuación

**Valuación Económica Regional – Resumen**

|  |  |
| --- | --- |
| VP Inversión Económica (US$) | 64.757.072 |
| VPNE (US$) – Beneficios Operación | - 3.334.253 |
| VPNE (US$) – Operación e integración | 94.739.530 |
| TIRE – Beneficios Operación | 11,5% |
| TIRE – Operación e integración | 23% |

# En el caso de los refuerzos regionales, dentro de los cuales se inscriben los refuerzos de la red de transmisión en Nicaragua, la inversión económica regional es de 64.757.072 y, los beneficios responden tanto a las mejoras en la operación conjunta del sistema como a las potenciales ganancias derivadas de la coordinación de decisiones de inversión en la regional. A nivel regional, si bien las ganancias operativas son levemente inferiores a las necesarias para justificar la inversión, si se consideran los potenciales beneficios de la coordinación de inversión el proyecto resulta rentable desde una perspectiva económica.

# En lo que hace a la evaluación local, el proyecto conlleva una inversión económica de 12.820.629 US$ Ec., generando un valor neto económico de 1.886.274.275 US$ Ec. Desde esta perspectiva local, los beneficios de este refuerzo están dados por un ahorro de costos. Estos costos son los que tendría Nicaragua si cumpliese los compromisos regionales pero sin hacer la inversión en aumento de capacidad necesaria para acomodar los 300 MW que se espera se transmitan a lo largo de las líneas.

1. Investigaciones de superficie son aquellas que no incluyen perforaciones subterráneas y comprenden estudios geológicos, geoquímicos y geofísicos del sitio. [↑](#footnote-ref-1)
2. La información hasta ahora obtenida indica que existe el potencial suficiente para el aprovechamiento geotérmico. Está en proceso de definición conocer la cantidad de MW que se podrán generar. [↑](#footnote-ref-2)
3. Entidad pública encargada de ofrecer servicios gratuitos para personas y empresas calificadas que deseen explorar oportunidades de negocio en Nicaragua. [↑](#footnote-ref-3)
4. 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. [↑](#footnote-ref-4)
5. Incluirá un análisis detallado con información técnica, socio-ambiental y financiera sobre el potencial geotérmico del campo. [↑](#footnote-ref-5)
6. Este estudio incluirá: (i) propuestas de acciones encaminas 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. [↑](#footnote-ref-6)
7. Incluye la construcción y puesta en marcha de la bahía de salida línea de 138kV de la S/E La Dalia. [↑](#footnote-ref-7)
8. Incluye la construcción y puesta en marcha de la bahía de salida línea de 138kV de la S/E La Dalia. [↑](#footnote-ref-8)