Documento del Banco Interamericano de Desarrollo

**México**

**Programa de Financiamiento y Transferencia de Riesgos para Geotermia**

**ME-L1148; ME-G1005; ME-X1010**

**Plan de Monitoreo y Evaluación**

Este documento fue preparado por el equipo de proyecto integrado por: Christiaan Gischler, Jefe de Equipo; José Antonio Urteaga, Jefe de Equipo Alterno; Rodrigo Aragón, Joel Hernández‑Santoyo, Camila González y Jeanette Bonifaz (INE/ENE).

Índice

I. Descripción del Proyecto y Monitoreo de Resultados 1

A. Antecedentes del Programa 1

B. Avances del Programa 3

C. Solicitud del Prestatario 4

D. Justificación de la Modificación 4

E. Alineación Estratégica 6

II. Descripción de las Modificaciones Propuestas 7

A. Objetivo y Componentes del Programa 7

B. Costos y Fuentes de Financiamiento 8

C. Matriz de Resultados 10

D. Riesgos Ambientales y Sociales 10

E. Riesgos Fiduciarios y Políticas de Adquisiciones Aplicables 12

F. Arreglos de Implementación 12

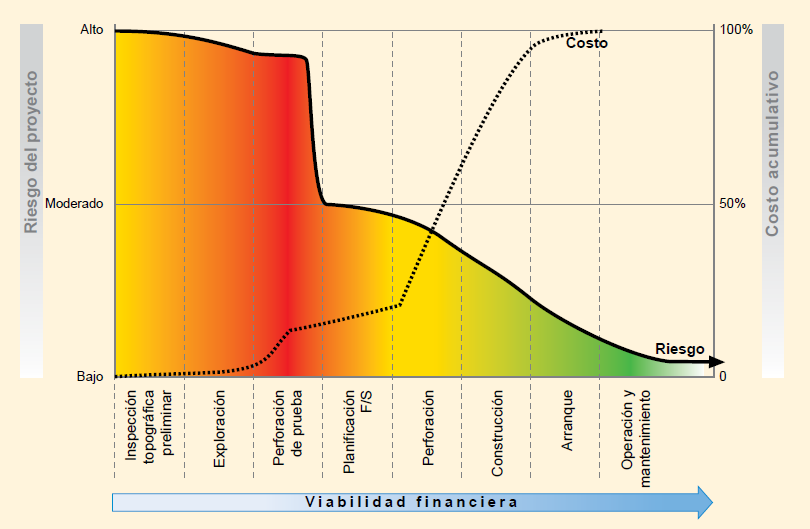
G. Evaluaciones del Programa 15

H. Recomendación 15

|  |  |
| --- | --- |
| **Abreviaturas** | |
| APP | Asociaciones Público-Privadas |
| BID | Banco Interamericano de Desarrollo |
| CC | Cambio Climático |
| CCG | Comité de Coordinación de Geotérmia |
| CCLIP | Línea de Crédito Condicional para Proyectos de Inversión |
| CFE | Comisión Federal de Electricidad |
| CFI | Corporación Financiera Internacional |
| CO | Capital Ordinario |
| CRF | Marco de Resultados Corporativos |
| CRG | Donación de Recuperación Contingente |
| CT | Cooperación Técnica |
| CTF | Fondo para una Tecnología Limpia |
| EEO | Enlace Electrónico Opcional |
| EER | Enlace Electrónico Requerido |
| EIAS | Evaluaciones de Impacto Ambiental y Social |
| EPE | Empresa Productiva del Estado |
| FOTEASE | Fondo de Transición Energética y el Aprovechamiento Sustentable de la Energía |
| GdM | Gobierno de México |
| GEI | Gases de Efecto Invernadero |
| GN | Gas Natural |
| IGAS | Informe de Gestión Ambiental y Social |
| INEEL | Instituto Nacional de Electricidad y Energías Limpias |
| MOP | Manual Operativo del Programa |
| NAFIN | Nacional Financiera S.N.C. |
| NDC | Contribución Nacional Determinada |
| OE | Organismo Ejecutor |
| PPA | Contratos de Compra de Energía Eléctrica |
| SENER | Secretaría de Energía de México |
| SGAS | Sistema de Gestión Ambiental y Social |
| SHCP | Secretaría de Hacienda y Crédito Público |

2. Descripción del Proyecto y Monitoreo de Resultados
3. Antecedentes del Programa
   1. El propósito de este documento es solicitar al Directorio Ejecutivo del Banco la aprobación de modificaciones al Programa de Financiamiento y Transferencia de Riesgos para Geotermia (3178/OC-ME, 3179/TC-ME; GRT/TC-14423-ME, GRT/TC-14424-ME). Este programa fue aprobado por el Directorio Ejecutivo del Banco el 29 de mayo de 2014.
   2. El objetivo del programa es aumentar la generación de electricidad a partir de fuentes geotérmicas a fin de contribuir a la diversificación de la matriz energética, así como reducir la dependencia de los combustibles fósiles y las emisiones de Gases de Efecto Invernadero (GEI) en México. Para ello, el programa tiene el propósito de aumentar la escala de las inversiones en los proyectos de generación geo-termoeléctrica dando acceso a una serie de mecanismos financieros adaptados para satisfacer las necesidades específicas de cada una de las etapas de desarrollo de los proyectos. Esto incluye mecanismos de mitigación de riesgos y distintos mecanismos de financiamiento para las fases de exploración, perforación, preparación del campo, construcción y operación de proyectos geotérmicos privados.
   3. El programa se estructura bajo la modalidad Global de Crédito, y consta de dos componentes: (i) Componente 1. Mitigación de riesgos para proyectos geotérmicos en las etapas iniciales de exploración y pruebas de perforación; y (ii) Componente 2. Financiamiento adaptado a diferentes fases de exploración y ejecución de un proyecto. Asimismo, prevé recursos para financiar costos de ejecución y actividades de asistencia técnica.
   4. El ciclo de un proyecto geotérmico comienza con los estudios de superficie que incluyen los estudios: geológico, geoquímico y geofísico, más conocidos como 3G. Después de los 3G, la incertidumbre de donde se encuentra el recurso disminuye. Los 3G ayudan a identificar los lugares donde habría mayor probabilidad de éxito a la hora de perforar. La etapa de 3G generalmente es financiada por los mismos desarrolladores. La etapa de exploración de diámetro reducido[[1]](#footnote-1) se utiliza para reducir más aun la incertidumbre de la ubicación del recurso. El resultado de dicha etapa debería entregar información sobre temperatura, flujo y presión de recurso (vapor de agua), lo cual permite acotar más la ubicación y cantidad del recurso. La siguiente etapa es la exploración de diámetro comercial.[[2]](#footnote-2) Esta es la etapa de mayor riesgo debido al alto costo de la perforación y la alta probabilidad de falla. Una exploración exitosa que verifica la existencia del recurso en la cantidad y condiciones deseadas permite continuar con la siguiente etapa de explotación del recurso. En esta etapa ya no hay riesgo, ya que se captura todo el recurso y se hace pasar por una turbina para la generación y venta eléctrica. Al fin del proceso, el vapor de agua es condensado y éste debe retornar a la profundidad de donde se extrajo con el fin de mantener el equilibrio hidrogeológico. Esta etapa se conoce como la de reinyección de los fluidos.

**Figura 1. Relación del Costo y el Riesgo en el Desarrollo de los Proyectos Geo-termoeléctricos**



Fuente: Magnus Gehringer y Victor Loksha, Geothermal Handbook: Planning and Financing Power Generation, ESMAP Banco Mundial 2012

* 1. El monto total del financiamiento del programa es de US$120.1 millones, distribuidos de la siguiente manera: (i) US$54.3 millones de préstamo de inversión financiados con recursos del Capital Ordinario (CO) del Banco (3178/OC-ME) que constituye la cuarta operación individual bajo la Línea de Crédito Condicional para Proyectos de Inversión (CCLIP, por sus siglas en inglés; ME-X1010); (ii) US$31.5 millones de préstamo de inversión financiado con recursos provenientes del Fondo para una Tecnología Limpia (CTF, por sus siglas en inglés) (3179/TC-ME); (iii) US$20 millones de Donación de Recuperación Contingente (CRG, por sus siglas en inglés) financiado con recursos del CTF (GRT/TC-14424-ME); (iv) US$2.8 millones de cooperación tecnica no reembolsable (GRT/TC-14423-ME); y (v) US$11.5[[3]](#footnote-3) millones provenientes de contrapartida local provistos por el Fondo de Transición Energética y el Aprovechamiento Sustentable de la Energía (FOTEASE).
  2. El prestatario y Organismo Ejecutor (OE) del programa es Nacional Financiera S.N.C. (NAFIN). Los Estados Unidos Mexicanos es el garante de los dos préstamos de inversión. El OE de la cooperación técnica (CT) no reembolsable es el Banco.

1. Avances del Programa
   1. El 11 de mayo de 2016 se declararon elegibles los préstamos 3178/OC-ME y 3179/TC-ME para realizar desembolsos y la CRG (GRT/TC-14424-ME) el 12 de mayo de 2016. Sin embargo, a la fecha, no se han logrado avances en la ejecución de los mismos, en parte debido a que la estructura original del programa, aunque innovadora, no contribuía a mitigar los riesgos exploratorios en el momento propicio; y por otro lado, resultó poco atractiva para los desarrolladores, ante los resultados recientes observados de compra de energía de otras fuentes renovables no convencionales, impulsadas por las reformas del sector. México experimentó una reforma energética que impulsó la entrada de subastas energéticas que ayudaron a reducir los precios futuros de las energías renovables, particularmente energía solar y eólica, lo cual generaba una presión adicional a la geotermia, esta última sin experiencia previa de participación de capital privado para su desarrollo. Asimismo, la ejecución se dificultó por: (i) la falta de experiencia del OE (NAFIN) en materia geotérmica y en aspectos operativos relacionados a las etapas de exploración y explotación geotérmica; (ii) falta de coordinación entre NAFIN y la Secretaria de Energía (SENER), esta última, ente rector del sector energía; y (iii) la falta de una entidad técnica que pudiera apoyar a NAFIN en materia operativa y ambiental en relación con las distintas fases del ciclo de proyectos geotérmicos.
   2. Los recursos provenientes de la cooperación técnica no reembolsable (GRT/TC-14423-ME) se han ejecutado y/o comprometido por una cantidad de US$700.994, 75 (25,03%) para efectos de financiar servicios de consultoría para el desarrollo del Reglamento Operativo del Programa (ROP), la difusión y promoción del programa con actores geotérmicos y realizar el seguimiento del mercado eléctrico/geotérmico, todas ellas actividades alineadas con los objetivos del programa.
   3. En enero de 2018, el Comité del CTF aprobó una propuesta de enmienda para abordar las dificultades que imposibilitan el avance en la ejecución del programa. Dicha propuesta incluyó: (i) modificar la naturaleza de los recursos de préstamo financiados por el CTF del monto de US$31.5 millones (3179/TC‑ME) a CRG. Como resultado, se incrementaría el monto total de CRG (GRT/TC-14424-ME) a US$51.5 millones y se cancelaría el préstamo del CTF (3179/TC-ME)[[4]](#footnote-4). La CRG se mantiene como fondo no reembolsable en caso de fracaso de la fase de exploración y se transforma en reembolsable en caso de éxito de la familia de pozos; (ii) aumentar el período de gracia de los sub-préstamos otorgados por NAFIN a los desarrolladores hasta seis años, para que el repago de los pozos exitosos se lleve a cabo una vez que la planta esté operando y con ventas de electricidad; y (iii) eliminación del mecanismo de reaseguramiento con *Münich RE*, el cual se financiaba con recursos de contrapartida local. Como consecuencia de ello, se elimina la contrapartida local del programa. Sin perjuicio de ello, el Prestatario ha asignado recursos presupuestarios para financiar actividades complementarias e independientes a las financiadas por el programa, los que serán contabilizados como financiamiento paralelo al programa (ver cuadro 2 que contiene la nueva estructura de financiamiento). Para efectos de la implementación de esta propuesta, el comité del CTF requirió la elaboración de un plan de trabajo (ver Anexo III Cronograma de Actividades 2018; incluido en EEO#6) y estableció que de no demostrarse avance en el compromiso de los fondos del CTF (en el marco de la CRG) antes de enero 2019, estos podrían ser cancelados.
2. Solicitud del Prestatario
   1. El GdM, a través de la Secretaría de Hacienda y Crédito Público (SHCP), NAFIN y la SENER, solicitó al Banco la modificación del programa, con el fin de implementar la modificación aprobada por el CTF. Asimismo, solicitó que los recursos de la CT no reembolsable (GRT/TC-14423‑ME) puedan ser utilizados, entre otras actividades, para contratar al Instituto Nacional de Electricidad y Energías Limpias (INEEL), quien brindaría apoyo operativo y técnico para la ejecución del programa. Por otro lado, solicitó la extensión de los plazos de desembolso del programa, por cuanto el ciclo de un proyecto geotérmico requiere de periodos de ejecución extensos.
   2. El Prestatario acordó que el programa seguirá siendo ejecutado por NAFIN, esta vez en estrecha coordinación con la SENER como líder del sector, y con apoyo del INEEL como brazo técnico operativo. Para lograr una ejecución coordinada se propone establecer un Comité Coordinador de Geotermia (CCG) que será presidido por la SENER, con participación de NAFIN, INEEL, SHCP y el Banco Interamericano de Desarrollo (BID); éste último en calidad de observador. El CCG facilitará el establecimiento de un mecanismo de ejecución coordinado por las entidades pertinentes, de acuerdo con sus competencias y responsabilidades, garantizando así una ejecución integral y de mayor impacto del programa.
   3. **Costo del programa**

**Tabla 1. Costo del Programa Modificado (expresado en millones de US$) \***

|  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- |
| **Componentes** | **BID** | **CTF** | **Actual** |
| Componente 1. Mitigación de riesgo exploratorio | - | 51.5 | 51.5 |
| Componente 2. Financiamiento para la fase de explotación (incluyendo desarrollo de plantas geotérmicas y líneas de transmisión) | 54.3 | - | 54.3 |
| Componente 3. Asistencia técnica de apoyo para la ejecución del programa y otros costos | - | 2.8 | 2.8 |
| **Total** | **54.3** | **54.3** | **108.6** |

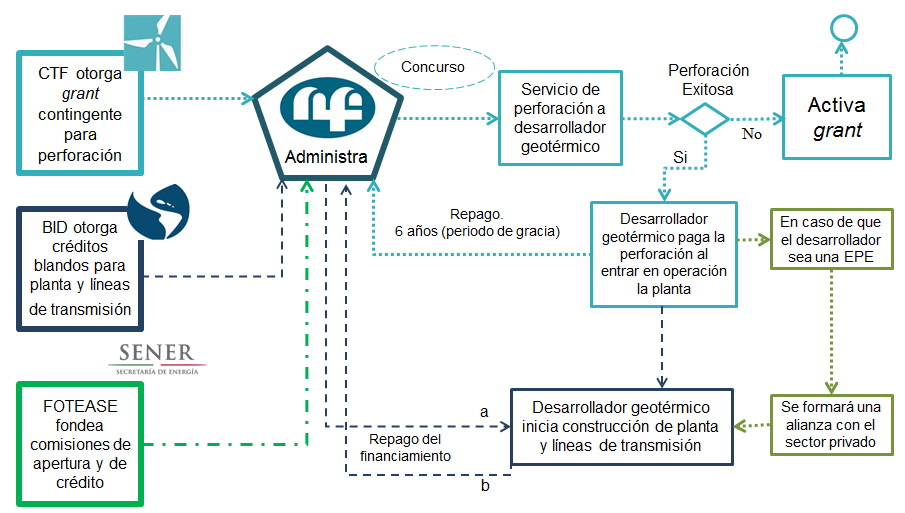
\*El GdM ha asignado recursos presupuestarios para financiar actividades complementarias e independientes a las financiadas por el programa, los que se contabilizarán como financiamiento paralelo del programa, y que, de no ser financiadas, no afectarán la consecución de las actividades del programa ni el logro de los objetivos del mismo.

1. **MONITOREO**
   1. **Indicadores**
2. Matriz de Resultados
   1. La Matriz de Resultados fue modificada con fin de reflejar las modificaciones del programa e incluye los indicadores de resultados y productos que se detallan a continuación. Los indicadores de producto del Componente 1 son: (i) recursos de reembolso contingente otorgados a proyectos geotérmicos con recursos CRG del programa. Para el Componente 2: (i) préstamos otorgados por el programa para proyectos geotérmicos en cualquier etapa de su desarrollo. Los indicadores de resultados son: (i) proyectos geotérmicos totales financiados por el programa en alguna etapa que alcanzaron su cierre financiero para la construcción de una planta; (ii) proyectos geotérmicos totales financiados por el programa en alguna etapa que están en operación (producen electricidad); (iii) capacidad de generación geotérmica instalada en proyectos financiados en alguna etapa por el programa; (iv) producción de electricidad a partir de proyectos financiados en alguna etapa por el programa; (v) GEI evitados por proyectos geotérmicos financiados en alguna etapa por el programa; y (vi) financiamiento adicional de terceras partes movilizado para desarrollar proyectos geotérmicos financiados en alguna etapa por el programa.
   2. Los indicadores monitoreados serán los están identificados en la matriz de resultados y serán monitoreados a través del *Progress Monitoring Report (PMR)*. Table 2 resume la matriz de resultado, fuentes de información y la frecnuencia con que se va a recolectar la información.

**Table 2. Indicadores**

|  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- |
| **Indicadores** | **Unidad**[[5]](#footnote-5) | **Frecuencia de Verificación** | **Descripción / Fuente de Verificación** |
| **Productos Componente I** |  |  |  |
| Recursos de Recuperación Contingente (CRG) otorgados a proyectos geotérmicos con recursos del programa. | Número de proyectos (perforados) usando CRG aprobados por NAFIN | Anual | La meta incluye a todos los proyecto apoyados, tanto exitosos como fallidos.  Fuente: Reporte del programa elaborado por NAFIN. Las estimaciones consideran que un proyecto beneficiario que es exitoso durante etapas tempranas de exploración podría ser elegible para recibir apoyo del programa en la fase de perforación de producción. |
| **Productos Componente II** |  |  |  |
| Préstamos otorgados por el programa a proyectos geotérmicos en cualquier etapa de su desarrollo. | Número de préstamos aprobados por NAFIN | Anual | Valores con base en acuerdos de préstamos, financiados con recursos del programa. Las cifras toman en cuenta prestamos en cualquier etapa del desarrollo incluyendo, préstamos asegurados, préstamos blandos, y/o refinanciamiento de proyectos que avanzaron de la etapa de exploración temprana a las etapas de perforación de producción y construcción. No incluye CRG que ya son monitoreados con otro indicador.  Fuente: Reporte del programa elaborado por NAFIN. |
| **RESULTADOS** | | | |
| Proyectos geotérmicos totales financiados por el programa en alguna etapa que alcanzaron su cierre financiero para la construcción de una planta. | Número | Una vez, al final del período de ejecución | Incluye la cantidad total de proyectos que han logrado asegurar financiamiento total para la construcción de la planta en el año indicado. Debido a los largos períodos de vencimiento asociados con estos proyectos, los proyectos financiados desde la etapa de exploración temprana podrían no haber alcanzado esta etapa hasta pasado el período de monitoreo (ver meta año 10). |
| Proyectos geotérmicos totales financiados por el programa en alguna etapa que están en operación (producen electricidad) | Número | Una vez, al final del período de ejecución (incluyendo valores proyectados para el año 10. Ver Matriz de resultados) | Incluye la cantidad total de proyectos operando en el ano indicado. Debido a los largos períodos de vencimiento asociados con estos proyectos, los proyectos financiados desde la etapa de exploración temprana podrían no estar en operación total sino hasta pasado el periodo de monitoreo (ver meta año 10).  Fuente: Reporte del programa elaborado por NAFIN. |
| Capacidad de generación geotérmica instalada en proyectos financiados en alguna etapa por el programa | MWe | Una vez, al final del período de ejecución (incluyendo valores proyectados para el año 10. Ver Matriz de resultados) | Solamente incluye la capacidad lista para producción[[6]](#footnote-6). Debido a los largos períodos de vencimiento asociados con estos proyectos, la capacidad resultante de proyectos financiados desde la etapa de exploración temprana podrían no estar instalados hasta pasado el período de monitoreo (ver meta año 10). |
| Producción de electricidad a partir de proyectos financiados en alguna etapa por el programa | GWh/ año | Una vez, al final del período de ejecución (incluyendo valores proyectados para el año 10. Ver Matriz de resultados) | Fuente: Reporte del programa elaborado por NAFIN. Estimaciones con base en la capacidad instalada esperada, un factor de producción promedio en México de 24 horas/día, los 365 días/ año. |
| Gases de Efecto Invernadero (GEI) evitados por proyectos geotérmicos financiados en alguna etapa por el programa | ktCO2e/ año | Una vez, al final del período de ejecución (incluyendo valores proyectados para el año 10. Ver Matriz de resultados) | Toneladas de emisiones de GEI que serán reducidas o evitadas una vez que las plantas financiadas por el programa sean comisionadas.  Fuente: Estimaciones realizadas siguiendo la metodología del BID, con base en capacidad instalada (ver indicador arriba), producción prevista, y un factor de conversión promedio de 0.582 tCO2/MWh para generación eléctrica en México.  ktCO2e = Miles de toneladas de CO2 equivalente. |
| **IMPACTO** | | | |
| Financiamiento adicional de terceras partes movilizado para desarrollar proyectos geotérmicos financiados en alguna etapa por el programa. | Millones de US$ | A lo largo de la ejecución | Volumen de financiamiento directo de terceras partes apalancado a través del programa incluyendo todas las fuentes de financiamiento adicionales del gobierno, NAFIN iones financieras, además de aportes de capital privado o público, (excepto los aportes del BID y CTF).  Fuente: Reporte del programa elaborado por NAFIN. Estimaciones con base en un coeficiente de endeudamiento de 70:30 (para la fase de explotación), costo de inversión de US$5 millones por pozo y US$2 a US$4 millones por MW instalado. |
| Capacidad geotérmica total instalada en México | MWe | Dos veces, línea de base y al final de la ejecución | Fuente: SENER, Balance Nacional de Energía |
| Producción de electricidad a partir de fuentes geotérmicas en México | GWh/ año | Dos veces, línea de base y al final de la ejecución | Fuente: Información pública de la Comisión Reguladora de Energía (CRE) y la CFE. Estimaciones realizadas con base en el factor de producción promedio en México. |
| Gases de Efecto Invernadero (GEI) en el sector energético mexicano | kt CO2e | Dos veces, línea de base y al final de la ejecución | Fuente: BID estimaciones con base en la [Estrategia Nacional de Cambio Climático](http://www.semarnat.gob.mx/archivosanteriores/informacionambiental/Documents/06_otras/ENCC.pdf) (ENACC) y la [Contribución sectorial a las emisiones, Quinta Comunicación al UNFCCC](http://unfccc.int/resource/docs/natc/mexnc5s.pdf)  Línea de base de GEI en 2024 y 2030 es 900MtCO2e/año y 996MtCO2e/ año respectivamente, y el potencial de abatimiento de emisiones en 2024 y 2030 es 86MtCO2e/año y 172MtCO2e/año respectivamente, de acuerdo a la [Contribución sectorial a las emisiones, Quinta Comunicación al UNFCCC](http://unfccc.int/resource/docs/natc/mexnc5s.pdf).  ktCO2e = Miles de toneladas de CO2 equivalente. |
| Porcentaje de energía renovable en la matriz eléctrica | Generación  (%) | Dos veces, línea de base y al final de la ejecución | Fuente: Información pública de la CRE y la CFE. |

* 1. Como un Programa de Crédito Global, el programa es una operación de Intermediario Financiero (IF) para la cual la clasificación de impacto ex-ante aún no es factible según las disposiciones de la Directiva B.13 de la Política de Medio Ambiente y Cumplimiento de Salvaguardias del BID (OP-703). El programa contemplado incluye subproyectos geotérmicos de alto riesgo. Como resultado, esta operación se clasifica como de alto riesgo (FI-1), y de alto riesgo de desastres naturales (Tipo 1). Los proyectos geotérmicos ofrecen reducciones de emisiones de GEI a largo plazo y se consideran proyectos respetuosos con el medio ambiente ya que implican una producción de energía más limpia. Sin embargo, la mayoría de los proyectos geotérmicos se pueden considerar de alto riesgo (incluida la exploración) y pueden tener impactos ambientales o sociales adversos que pueden ser significativos y que deben evaluarse y gestionarse proyecto por proyecto[[7]](#footnote-7).
  2. Debido a la naturaleza de alto riesgo de los subproyectos, el Sistema de Gestión Ambiental y Social (SGAS) previamente acordado[[8]](#footnote-8) entre Banco y NAFIN para el programa contempla la ejecución, con el apoyo de una firma consultora, de un proceso de debida diligencia ambiental y social "mano a mano" para todos los subproyectos geotérmicos conforme con la Política de Medio Ambiente y Cumplimiento de Salvaguardias del BID. Como parte de este proceso, la firma consultora hará un screening ambiental y social de cada campo geotérmico para clasificarlos de “A”, “B,” o “Inelegible”, y desarrollará un Sistema de Información Geográfica (SIG) que permitirá la identificación de posibles impactos y riesgos y garantizará que los beneficiarios del financiamiento implementen evaluaciones de impacto ambiental y social (EIAS), medidas de mitigación y gestión consistentes con las políticas del BID y la Corporación Financiera Internacional (CFI). El BID y la firma consultora apoyarán a NAFIN en la realización de consultas públicas para cada subproyecto, realizará misiones de debida diligencia junto con NAFIN a los sitios seleccionados, brindará su no-objeción final, y monitoreará de cerca la implementación de cada proyecto. El SGAS se integra al ROP, e integra todas las normas mexicanas aplicables, la Política de Medio Ambiente y Cumplimiento de Salvaguardias del BID, las mejores prácticas internacionales en la divulgación de información, la lista de actividades excluidas del BID, los principios fundamentales de los derechos en el trabajo y los Normas de Desempeño (PS por sus siglas en inglés) de la CFI, y las directivas aplicables del Banco Mundial en temas de ambiente, salud y seguridad (Directrices EHS por sus siglas en inglés). El SGAS original del programa ha sido divulgado en la página web del BID desde la aprobación de la operación original en 2014. El SGAS se integra al ROP y, como tal, será revisado como condición previa al primer desembolso de los recursos del programa modificado para incluir los ajustes pertinentes. La aplicación de este SGAS asegurará el cumplimiento de las salvaguardas ambientales y sociales de la operación durante la vigencia del Programa.
  3. **Recolección de datos e instrumentos**
  4. NAFIN recolectará toda la informacion necesaria para el monitoreo con el apoyo de SENER e INEEL. El IDB reportará anualmente al the Comité de CTF los resultados o estimaciones/ proyecciones de resultados. La tabla 2 presenta los indicadores principales que serán monitoreados durante la ejecucion de la operación, fuentes de información y la frecnuencia con que se va a recolectar la información y quien será el responsable de recolectar dichos datos.
  5. **Reporte y Monitoreo de Resultados**
  6. NAFIN con el apoyo de SENERR e INEEL reportarán al BID mendiante informes semestrales de progreso el monitoreo de los indicadores descritos en la tabla 2. Dicho informe monitoreará la evolución de los indicadores, así como tambien, la informacion financiera del uso de los recurosos del porgrama. En caso de ser necesario, el Banco podrá solicitar infomación adicional a NAFIN, SENER e INEEL.
  7. **Monitoring Coordination, Work Plan and Budget**
  8. NAFIN, con el apoyo de SENER e INEEL, serán responsables de la supervisión del programa.
  9. Las evaluaciones de capacidad institucional, realizadas en el marco de la CCLIP (ME-X1010), concluyen que el OE cuenta con la capacidad suficiente para realizar la gestión fiduciaria del préstamo. Sin embargo, la falta de experiencia del OE en materia geotérmica y en aspectos operativos relacionados a las etapas de exploración y explotación geotérmica se van a mitigar con una coordinación más estrecha entre NAFIN y SENER, y el apoyo técnico del INEEL tanto en materia operativa como ambiental en relación a las distintas fases del ciclo de proyectos geotérmicos. No se identifican riesgos financieros y de adquisiciones que requieran una acción de mitigación. No obstante, lo anterior, para apoyar la parte técnica y operática del programa se requiere reforzar el mecanismo de ejecución tal y como se detalla en la Sección F sobre los arreglos de implementación.
  10. La adquisición de bienes, obras y servicios y la selección y contratación de servicios de consultoría se realizarán conforme a las Políticas del Banco (GN-2349-9 y GN‑2350-9), con base en el Plan de Adquisiciones y Contrataciones.
  11. **Arreglos de Implementación**
  12. La estructura de ejecución original del programa no se modifica. El Prestatario y OE continuará siendo NAFIN, con el aval de los Estados Unidos Mexicanos de los para el préstamo de inversión financiado con CO (3178/OC-ME). Asimismo, el Banco se mantendrá como OE de la CT no reembolsable.
  13. Se ha conformado un grupo de trabajo entre SENER, NAFIN, INEEL y BID. Este grupo tiene la función de coordinar los trabajos necesarios entre sus miembros, previos y en preparación, a la aprobación de la modificación del programa por parte del Directorio Ejecutivo del BID. Durante la preparación de esta propuesta, este grupo de trabajo se ha reunido de manera mensual desde enero de 2018. Una vez que se haya aprobado la modificación del programa, este grupo de trabajo se transformará en el Comité de Coordinación de Geotermia (CCG) y estará integrado por las mismas instituciones más la SHCP, y el cual será presidido por la SENER. En este comité, el BID únicamente tendrá un rol de observador. El CCG sesionará en forma semestral, a menos que cualquiera de sus miembros estime la necesidad de realizar reuniones extraordinarias. Un mayor detalle sobre el rol y responsabilidades del CCG será incluido en el ROP.
  14. Como parte de esta modificación se propone que la SENER en apoyo al OE, lleve a cabo las siguientes actividades: (i) colaborar en la identificación de los desarrolladores de los proyectos que podrán participar en una convocatoria pública; (ii) apoyar en la revisión de los modelos de contratos que se van a celebrar con la/s empresa/s adjudicatarias para llevar a cabo las perforaciones; (iii) apoyar en la revisión de los modelos de contratos entre NAFIN y el desarrollador geotérmico privado para la fase de exploración. Dicho contrato debe de incluir las cláusulas aplicables en caso de éxito y sus obligaciones (repago y construcción de la planta y líneas de transmisión, haciendo uso de los recursos del préstamo de CO); y (iv) apoyar en la revisión de los contratos entre NAFIN y el desarrollador para la fase de construcción de la planta y las líneas de transmisión.
  15. El INEEL, proporcionará apoyo técnico y asesoría a OE, y para ello llevará cabo las siguientes actividades: (i) seleccionar y contratar a los perforadores; (ii) establecer criterios y mecanismos para la selección de áreas de perforación y de los desarrolladores usando mejores prácticas; (iii) proveer acompañamiento ambiental y social de las áreas seleccionadas para la perforación; (iv) dar continuidad en el proceso de la obtención de la concesión geotérmica en el caso de que la perforación sea exitosa y el desarrollador no esté dispuesto o no pueda seguir adelante; en tal caso se obtendrán todos los permisos necesarios para obtener la concesión y se dará apoyo a SENER, que es la líder del sector energético en México y la única institución facultada, de acuerdo a la Ley de Energía Geotérmica y su Reglamento, para licitar dicha concesión; y (v) apoyar en la evaluación y dar recomendación a NAFIN sobre la viabilidad de otorgar financiamiento a los proyectos que cuenten con recursos geotérmicos probados.
  16. **Figura 2. Esquema del Nuevo Programa**



* 1. Los desembolsos de los recursos objeto de esta modificación estarán condicionados a: (i) que se haya suscrito y entrado en vigencia un acuerdo de colaboración entre NAFIN, SENER y el INEEL mediante el cual se describan los roles y responsabilidades de cada uno, según lo descrito en esta sección; (ii) que se haya constituido el CCG que este presidido por SENER y conformado por NAFIN, INEEL, SHCP y el Banco (en su calidad de observador); y, (ii) que se haya presentado, a satisfacción del Banco, el ROP actualizado, tomando en consideración las modificaciones identificadas en esta propuesta.
  2. Considerando que el ciclo de un proyecto geotérmico requiere de plazos extensos para una ejecución eficiente, y tomando en cuenta proyección de desembolsos estimados (ver cuadro 3) a raíz de esta modificación, se requiere la extensión de los plazos de desembolsos de los instrumentos del Programa tal como figura a continuación: (i) para la CRG financiada con recursos del CTF (GRT/TC-14424-ME), cuyo plazo original de desembolsos era de tres años, una extensión de seis años, para un plazo total de nueve años, tomando en cuenta que tres de esos nueve años ya trascurrieron; (ii) para el préstamo de inversión con recursos del CO del Banco (3178/OC-ME), cuyo plazo original de desembolsos era de seis años, una extensión de cinco años, para un total de once años, tomando en cuenta que tres de esos once años ya trascurrieron; y (iii) para la CT no reembolsable (GRT/CT‑14423-ME), cuyo plazo original de desembolsos era de tres años, una extensión de seis años, para un total de nueve años, tomando en cuenta los tres de esos nueve años ya trascurrieron. Ello se justifica por las siguientes razones: (i) la fase de exploración (Componente 1) tendrá una duración de entre dos a seis años, en la cual se tendrá que perforar, evaluar la calidad del recurso, repagar el costo de la familia de pozos exitosos y tomar la decisión de inversión en la planta de geotermia; (ii) la fase explotación (Componente2) financiará la construcción de plantas y líneas de transmisión, que, en muchos de los casos, solo podrán llevarse a cabo una vez que se haya realizado la etapa de exploración, y son actividades que, por su naturaleza, requieren de un plazo de ejecución extenso, dependiendo del proyecto; y (iii) los recursos que financian las actividades de apoyo y asistencia técnica (Componente 3) deben estar disponibles durante la ejecución de las fase de exploración y explotación del programa para efectos de asegurar una ejecución eficiente y coordinada.
  3. Para lograr una ejecución eficiente y coordinada se requiere contratar de manera directa al INEEL. Su contratación directa se justifica de acuerdo al Apartado 1.11 inciso “(c)” de la Política GN-2350-9, por tratarse de un centro de investigación del país del Prestatario que, dada la naturaleza única y excepcional de sus servicios, su participación es vital para la ejecución del programa. En este sentido, el INEEL es el organismo público descentralizado de la Administración Pública Federal de investigación del sector energía dedicado principalmente al área eléctrica de México. Entre sus objetivos principales se encuentran la innovación aplicada, el desarrollo tecnológico, la ingeniería y los servicios técnicos especializados en áreas como la eficiencia energética, la planeación y expansión del sistema eléctrico nacional, la confiabilidad, seguridad, simulación, las energías renovables, la automatización, y las nuevas tecnologías de información. El INEEL cuenta con una gerencia enfocada exclusivamente al desarrollo de la geotermia con más de 30 años de experiencia que ha acompañado a la CFE en la exploración, desarrollo y explotación de recursos geotérmicos de México, lo que lo ha colocado a la vanguardia en este campo en México y Latinoamérica. Cuenta con una base de datos que incluye 2.361 manifestaciones geotérmicas distribuidas en 27 de los 32 estados de la República Mexicana. La información incluye localización, tipo de manifestación, fuente de calor, edad geológica, química del agua, temperatura de la muestra y una estimación de la temperatura del yacimiento. Se enfoca principalmente en las siguientes áreas de desarrollo geotérmico: exploración de recursos, caracterización de formaciones y pozos, desarrollo de modelos conceptuales del yacimiento, estudios relacionados con la explotación del yacimiento, estudios de impacto ambiental, aprovechamiento de fluidos de mediana y baja entalpia. El INEEL ha desarrollado más de 350 proyectos en los campos y zonas geotérmicas de México y también ha realizado proyectos o servicios en países como Argentina, Bolivia, Colombia, Costa Rica, Ecuador, El Salvador, Estados Unidos, Guatemala, Haití, Jamaica, Nicaragua, Panamá, Perú y República Dominicana. El INEEL, recibe la mayor parte de sus ingresos por ofrecer servicios especializados al sector público y privado en el país.
  4. En cuanto a la contratación de las empresas que realizarán las perforaciones, éstas se realizarán a través de la modalidad de licitación pública internacional bajo la modalidad de Licitación Pública Internacional (LPI) siguiendo el proceso señalado en la GN-2349-9 “Políticas para la Adquisición de bienes y obras financiadas por el BID”. Lo anterior permitirá comprometer la totalidad de los recursos CTF antes de enero de 2019 tal cual se ha solicitado por CTF (ver párrafo 1.9).

**Tabla 3: Monitoreo del Plan de Trabajo**

|  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| **Actividades** | **Año 1** | | **Año 2** | | **Año 3** | | **Año 4** | | **Año 5** | | **Año 6** | | **Año 7** | | **Año 8** | | **Año 9** | | **Responsable** | **Presupuesto**  **(USD)** |
| **I** | **II** | **I** | **II** | **I** | **II** | **I** | **II** | **I** | **II** | **I** | **II** | **I** | **II** | **I** | **II** | **I** | **II** |
| **Reuniones de coordinación y visitas de supervisión** | X | X | X | X | X | X | X | X | X | X | X | X | X | X | X | X | X | X | CCG | **24,000[[9]](#footnote-9)** |
| **Recolección de datos por indicador de producto** |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  | **20,000** |
| * **Recursos de Recuperación Contingente (CRG) otorgados a proyectos geotérmicos con recursos del programa.** |  |  |  |  |  |  | X | X | X | X | X | X | X | X | X | X | X | X | NAFIN | 5,000 |
| * **Préstamos otorgados por el programa a proyectos geotérmicos en cualquier etapa de su desarrollo.** |  |  |  |  |  |  |  |  | X | X | X | X | X | X | X | X | X | X | NAFIN | 5,000 |
| * **Componente I** | X |  | X |  | X |  | X |  | X |  | X |  | X |  | X |  |  |  | NAFIN CCG/  IDB | 5,000 |
| * **Componente II** |  | X |  | X |  | X |  | X |  | X |  | X |  | X |  | X |  |  |  | 5,000 |
| **Recolección de datos por indicador** |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  | **40,000** |
|  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| * **Proyectos geotérmicos totales financiados por el programa en alguna etapa que alcanzaron su cierre financiero para la construcción de una planta.** |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  | X | X | X | X |  |  |  |  | NAFIN CCG/  IDB | 10,000 |
| * **Proyectos geotérmicos totales financiados por el programa en alguna etapa que están en operación (producen electricidad)** |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  | X | X | NAFIN | 5,000 |
| * **Capacidad de generación geotérmica instalada en proyectos financiados en alguna etapa por el programa** |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  | X | X | NAFIN | 5,000 |
| * **Producción de electricidad a partir de proyectos financiados en alguna etapa por el programa** |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  | X | X | IDB | 5,000 |
| * **Gases de Efecto Invernadero (GEI) evitados por proyectos geotérmicos financiados en alguna etapa por el programa** |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  | X | X | IDB | 5,000 |
| * **Financiamiento adicional de terceras partes movilizado para desarrollar proyectos geotérmicos financiados en alguna etapa por el programa.** |  | X |  | X |  | X |  | X |  |  |  |  |  | X |  | X |  |  | NAFIN/IDB | 10,000 |
| **Informe Final (insumo para PCR)** |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  | X | X | NAFINCCG /IDB | **30,000** |
|  |  | |  | |  | |  | |  |  |  |  |  | |  | |  | **Total** | | **114.000** |

1. **EVALUACIÓN**
   1. The evaluación del programa medirá el resultado economico de la implementación del mismo. Con este fin, NAFIN realizará la evaluación de medio término una vez desembolsado 50% de la totalidad de los recursos. De la misma manera NAFIN entregará un informe en donde se reporte el progreso alcanzado. Este reporte se preparará cada seis meses. Al finalizar el programa se llevará a cabo tanto un análisis de costo-beneficio ex post, así como también informe de cierre del proyecto (PCR con sus siglas en inglés). Cabe destacar que NAFIN en coordinación con SENER serán encargados de realizar el PCR y el análisis de costo-beneficio ex post.
2. **Indicadores de Resultados** 
   1. La tabla 4 muestra los indicadores de resultados, fuentes de información y la frecnuencia con que se va a recolectar la información.

**Tabla 4: Indicadores de Resultados**

|  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- |
| **Indicadores** | **Unidad**[[10]](#footnote-10) | **Frecuencia de medición** | **Descripción / Fuente de Verificación** |
| **Resultados** |  |  |  |
| Proyectos geotérmicos totales financiados por el programa en alguna etapa que alcanzaron su cierre financiero para la construcción de una planta. | Número | Una vez, al final del período de ejecución | Incluye la cantidad total de proyectos que han logrado asegurar financiamiento total para la construcción de la planta en el año indicado. Debido a los largos períodos de vencimiento asociados con estos proyectos, los proyectos financiados desde la etapa de exploración temprana podrían no haber alcanzado esta etapa hasta pasado el período de monitoreo (ver meta año 10). |
| Proyectos geotérmicos totales financiados por el programa en alguna etapa que están en operación (producen electricidad) | Número | Una vez, al final del año 9 (incluye el valor proyectado para el año 10 en la matriz de resultados) | Incluye la cantidad total de proyectos operando en el ano indicado. Debido a los largos períodos de vencimiento asociados con estos proyectos, los proyectos financiados desde la etapa de exploración temprana podrían no estar en operación total sino hasta pasado el periodo de monitoreo (ver meta año 10).  Fuente: Reporte del programa elaborado por NAFIN. |
| Capacidad de generación geotérmica instalada en proyectos financiados en alguna etapa por el programa | MWe | Una vez, al final del año 9 (incluye el valor proyectado para el año 10 en la matriz de resultados) | Solamente incluye la capacidad lista para producción[[11]](#footnote-11). Debido a los largos períodos de vencimiento asociados con estos proyectos, la capacidad resultante de proyectos financiados desde la etapa de exploración temprana podrían no estar instalados hasta pasado el período de monitoreo (ver meta año 10)  Fuente: Reporte del programa elaborado por NAFIN. |
| Producción de electricidad a partir de proyectos financiados en alguna etapa por el programa | GWh/ año | Una vez, al final del año 9 (incluye el valor proyectado para el año 10 en la matriz de resultados) | Fuente: Reporte del programa elaborado por NAFIN. Estimaciones con base en la capacidad instalada esperada, un factor de producción promedio en México de 24 horas/día, los 365 días/ año. |
| Gases de Efecto Invernadero (GEI) evitados por proyectos geotérmicos financiados en alguna etapa por el programa | ktCO2e/ año | Una vez, al final del año 9 (incluye el valor proyectado para el año 10 en la matriz de resultados) | Toneladas de emisiones de GEI que serán reducidas o evitadas una vez que las plantas financiadas por el programa sean comisionadas.  Fuente: Estimaciones realizadas siguiendo la metodología del BID, con base en capacidad instalada (ver indicador arriba), producción prevista, y un factor de conversión promedio de 0.582 para generación eléctrica en México.  ktCO2e = Miles de toneladas de CO2 equivalente. |
| **Impactos** |  |  |  |
| Financiamiento adicional de terceras partes movilizado para desarrollar proyectos geotérmicos financiados en alguna etapa por el programa. | Millones de US$ | Anual | Volumen de financiamiento directo de terceras partes apalancado a través del programa incluyendo todas las fuentes de financiamiento adicionales del gobierno, NAFIN iones financieras, además de aportes de capital privado o público, (excepto los aportes del BID y CTF).  Fuente: Reporte del programa elaborado por NAFIN. Estimaciones con base en un coeficiente de endeudamiento de 70:30 (para la fase de explotación), costo de inversión de US$5 millones por pozo y US$2 a US$4 millones por MW instalado |
| Capacidad geotérmica total instalada en México | MWe | Dos veces, línea de base y al final del período de ejecución (incluyendo el valor proyectado para el año 10 en la matriz de resultados) | Fuente: SENER, Balance Nacional de Energía |
| Producción de electricidad a partir de fuentes geotérmicas en México | GWh/ año | Dos veces, línea de base y al final del período de ejecución (incluyendo el valor proyectado para el año 10 en la matriz de resultados) | Fuente: Información pública de la Comisión Reguladora de Energía (CRE) y la CFE. Estimaciones realizadas con base en el factor de producción promedio en México. |
| Gases de Efecto Invernadero (GEI) en el sector energético mexicano | Mt CO2e | Dos veces, línea de base y al final del período de ejecución (incluyendo el valor proyectado para el año 10 en la matriz de resultados) | Fuente: BID estimaciones con base en la [Estrategia Nacional de Cambio Climático](http://www.semarnat.gob.mx/archivosanteriores/informacionambiental/Documents/06_otras/ENCC.pdf) (ENACC) y la [Contribución sectorial a las emisiones, Quinta Comunicación al UNFCCC](http://unfccc.int/resource/docs/natc/mexnc5s.pdf).  Línea de base de GEI en 2024 y 2030 es 900MtCO2e/año y 996MtCO2e/ año respectivamente, y el potencial de abatimiento de emisiones en 2024 y 2030 es 86MtCO2e/año y 172MtCO2e/año respectivamente, de acuerdo a la [Contribución sectorial a las emisiones, Quinta Comunicación al UNFCCC](http://unfccc.int/resource/docs/natc/mexnc5s.pdf).  MtCO2e = Millones de toneladas de CO2 equivalente |
| Porcentaje de energía renovable en la matriz eléctrica | % de generación | Dos veces, línea de base y al final del período de ejecución (incluyendo el valor proyectado para el año 10 en la matriz de resultados) | Fuente: Información pública de la CRE y la CFE. |

1. **Methodología de la Evaluación**
   1. Para el análisis de costo beneficio ex post, el valor presente neto (VPN) y la tasa interna de retorno (TIR) serán calculadas por el perdiod total del porgrama considerando una tasa de descuento del 12%. Para este programa se considerará la inversión como costo y los beneficios serán (i) ahorros en generación eléctrica, y (ii) emisiones de GEI reducidas.
   2. Para el análisis de costo beneficio ex post, se tomará en cuenta:
2. **Inversión**

Informacion del informe semestral de progreso.

1. **Beneficios**
2. Ahorros de electricidad

Se comparará entre los costos de generación de otras tecnologías (principalmente gas natural) y geotermia.

1. Emisiones de Gases de efecto Invernadero (GEI) reducidas y certificados energía limpias (CELs)

Para calcular la emisiones GEI reducidas se multiplicará el factor de emision de la red de México (0.5 kgCO2/MWh) por el factor de planta de la planta geotérmica (entre 84-95% ) y cantidad de energía producida por la planta geotérmica (en MWh).

Dichos emisiones se pueden vender en mercados de carbono o transformar a CELs es decir 1 MWh de energía según la metodología presentada en: <https://www.gob.mx/cre/acciones-y-programas/certificados-de-energias-limpias-51673>

1. **TIR y VPN**

El resultado que se medirá es en análisis de "sin" y "con" intervención del program.

* 1. Esta medología es apropaida porque: (i) porque existe relativamente pequeño de desarrolladores geotérmicos con lo cual se puede conocer con exactitud la condición sin programa (línea de base) y (ii) la disponibilidad y robustez de los indicadores de resultado (nuevas desarrolladores geotérmicos que entrarán en el mercado).
  2. Es responsabilidad de la Division de Energía (ENE), la supervisión de la ejecución análisis de costo beneficio ex post.
  3. **Tratamiento y grupos de control**. La metodología seleccionanda no requiere de asiganción de tratamiento y grupos de control.
  4. **Recolección de Datos**. NAFIN, con el apoyo de SENER e INEEL, se encragará de la recolección de datos indicados en la tabla 4 e informará semestralemnte al BID mediante informes semestrales de progreso.

**Tabla 3.2: Recolección de datos**

|  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| Proyecto | 2015 | 2016 | 2017 | 2018 | 2019 | 2020 | | 2021 | | | | 2022 | | | 2023 | | 2024 | | | | … | 2044 |
| Geotermia 1 |  |  |  |  | RD | RD | | RD | | RD | | | P | | | | | P | | | … |  |
| Geotermia 2 |  |  |  |  |  |  | | RD | | | | RD | | | | P | | | | P | … |  |
| Geotermia 3 |  |  |  |  |  |  | |  | | | |  | | | | P | | | | P | … |  |
| Geotermia 4 |  |  |  |  |  |  | |  | | | |  | | |  | | | | P | | … |  |
| Geotermia 5 |  |  |  |  |  |  | |  | | | |  | | |  | | P | | | | … |  |
| Geotermia 6 |  |  |  |  |  | |  | |  | |  | | |  | | | |  | | |  |  |
| Inicio de Generación | RD = Recolección de Datos | | | | | | | | P = Proyecciones | | | | | | | | | | | | | |

1. **Evaluación, Coordinación, Plan de Trabajo y Presupuesto**
   1. NAFIN, con el apoyo de SENER e INEEL, será el responsible de la supervisión y coordinación del program y de realizar los informes semestrales de progreso para el Banco.
   2. Para la implementación de la supervisión y coordinación se creará el comite CCG, se usará personal propio de NAFIN y SENER, y se contratará consultores de apoyo tanto para NAFIN como SENER. El INEEL será contrado en forma directa para brindar apoyo técnico y operativo tanto a NAFIN como a SENER.
   3. NAFIN realizará la evaluación de medio término una vez desembolsado 50% de la totalidad de los recursos. De la misma manera NAFIN entregará un informe en donde se reporte el progreso alcanzado. Este reporte se preparará cada seis meses. Al finalizar el programa se llevará a cabo tanto un análisis de costo-beneficio ex post, así como también informe de cierre del proyecto (PCR con sus siglas en inglés).
   4. El costo de las actividades listadas en el plan de trabajo serán financiadas como gastos de supervisión con cargo a GRT/CT‑14423-ME y la division de energía (ENE), ver tabla 5.

**Table 5. Evaluación del Plan de Trabajo**

|  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| **Actividades** | **Año 1** | | **Año 2** | | **Año 3** | | **Año 4** | | **Año 5** | | **Año 6** | | **Año 7** | | **Año 8** | | **Año 9** | | **Responsable** | **Presupuesto**  **(USD)** |
| **I** | **II** | **I** | **II** | **I** | **II** | **I** | **II** | **I** | **II** | **I** | **II** | **I** | **II** | **I** | **II** | **I** | **II** |
| **Recolección de información para indicadores de resultado** |  |  |  |  |  | | | | | | | | | | | | | | | **40,000** |
|  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| * **Proyectos geotérmicos totales financiados por el programa en alguna etapa que alcanzaron su cierre financiero para la construcción de una planta.** |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  | X | X | X | X | NAFIN | 10,000 |
| * **Proyectos geotérmicos totales financiados por el programa en alguna etapa que están en operación (producen electricidad)** |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  | X | X | NAFIN | 5,000 |
| * **Capacidad de generación geotérmica instalada en proyectos financiados en alguna etapa por el programa** |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  | X | X | NAFIN | 5,000 |
| * **Producción de electricidad a partir de proyectos financiados en alguna etapa por el programa** |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  | X | X | IDB | 5,000 |
| * **Gases de Efecto Invernadero (GEI) evitados por proyectos geotérmicos financiados en alguna etapa por el programa** |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  | X | X | IDB | 5,000 |
| * **Financiamiento adicional de terceras partes movilizado para desarrollar proyectos geotérmicos financiados en alguna etapa por el programa.** | X | X | X | X | X | X | X | X | X | X | X | X | X | X | X | X | X | X | NAFIN/ IDB | 10,000 |
| **Proyección y análisis de información** |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  | X | X | Consul-tant | **15,000** |
| **Evaluación Final: Análisis Costo-Beneficio** |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  | X | X | (Consul-tant/Firm) | **20,000** |
| **Distribución y discusión del reporte** |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  | X | X | NAFIN/ IDB | **5,000** |
|  |  | |  | |  | |  | |  | | | | | | | | **Total** | | | **80,000** |

1. La exploración de diámetro reducido son orificios de perforación angostos y poco profundos, usualmente menores de 500 metros de profundidad y menos de 6 pulgadas de diámetro, perforados para medir el aumento de temperatura con la profundidad. [↑](#footnote-ref-1)
2. Lo pozos de diámetro comercial (o real) podría tener profundidad de 1.5 a 3.5 km y tener un diámetro interior del orificio de 6 a 8 pulgadas; el diámetro superior (en la superficie) puede ser mayor a 20 pulgadas. [↑](#footnote-ref-2)
3. Valor aproximado de 150 millones de pesos mexicanos, que fue calculado en base a una tasa de conversión promedio de 13 pesos mexicanos por dólar estadounidense en mayo de 2014. [↑](#footnote-ref-3)
4. El Prestatario, con anuencia del Garante, estará enviando próximamente al Banco una comunicación mediante la cual renunciará a los recursos del préstamo 3179/TC-ME. [↑](#footnote-ref-4)
5. Todas las cifras son acumuladas. [↑](#footnote-ref-5)
6. Para términos prácticos, el análisis asume que se desarrollarán 30MW en dos plantas de generación geotérmica con un promedio de 15MW de capacidad instalada cada una de ellas. [↑](#footnote-ref-6)
7. Los principales impactos y riesgos ambientales y sociales relacionados con los proyectos geotérmicos son: la contaminación causada por los fluidos de perforación y lodos extraídos que pueden contener contaminantes relacionados con el petróleo y aditivos químicos que pueden necesitar un tratamiento especial y eliminación; las emisiones al aire, incluido el sulfuro de hidrógeno; la generación de desechos sólidos que en ocasiones pueden ser peligrosos, incluido el mercurio; reventones de pozo y fallas de tuberías; un aumento en la extracción y consumo de agua superficial o subterráneo; exposición a gases geotérmicos, calor y ruido; subsidencia del suelo debido a la abstracción y reinserción de fluidos; micro-sismicidad inducida con la posibilidad de exacerbar ciertos tipos de desastres naturales; aumento de tráfico pesado y posibles accidentes de tráfico en las proximidades del sitio del proyecto; erosión del suelo y pérdida de vegetación; impactos asociados con los áreas de servidumbre y construcción de líneas de transmisión; y los impactos potenciales en hábitats naturales críticos y sitios culturales críticos. [↑](#footnote-ref-7)
8. La presente operación es una modificación de una operación existente, para la cual un Informe de Gestión Ambiental y Social (IGAS) y un Sistema de Gestión Ambiental y Social (SGAS) habían sido acordados previamente con el prestatario. ESG está de acuerdo con utilizar estos documentos, incorporándole algunas modificaciones tal como se describen en el IGAS.

   . [↑](#footnote-ref-8)
9. Incluye costos de viaje y per diem de las misiones de supervision requeridas. [↑](#footnote-ref-9)
10. All figures are accumulated. [↑](#footnote-ref-10)
11. Para términos prácticos, el análisis asume que se desarrollarán 30MW en dos plantas de generación geotérmica con un promedio de 15MW de capacidad instalada cada una de ellas. [↑](#footnote-ref-11)