

DOCUMENTO DEL BANCO INTERAMERICANO DE DESARROLLO

ECUADOR

PROGRAMA DE MODERNIZACIÓN Y RENOVACIÓN DEL SISTEMA ELÉCTRICO ECUATORIANO

(EC-L1231)

PROPUESTA DE PRÉSTAMO

Este documento fue preparado por el equipo de proyecto integrado por: Carlos B. Echeverría, Jefe de Equipo, Kenol Thys, Jefe de Equipo Alterno, Virginia Snyder, Stephanie Suber, Maria Julia Molina, Juan Carlos Cárdenas, Raúl Jimenez y Cecilia Seminario (INE/ENE); Pablo Daza (CAN/CEC); Javier Jimenez y Liza Lutz (LEG/SGO); Marcela Hidrovo y Gumersindo Velázquez (VPC/FMP); Patricia Henríquez y Roberto Leal (VPS/ESG); y Claudio Alatorre (CSD/CCS).

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

ÍNDICE

| | |
|---|-----------|
| RESUMEN DEL PROYECTO..... | 1 |
| I. DESCRIPCIÓN DEL PROYECTO Y MONITOREO DE RESULTADOS..... | 2 |
| A. Antecedentes, Problemática y Justificación | 2 |
| B. Objetivos, Componentes y Costo..... | 10 |
| C. Indicadores Claves de Resultados..... | 13 |
| II. ESTRUCTURA DE FINANCIAMIENTO Y PRINCIPALES RIESGOS | 14 |
| A. Instrumentos de Financiamiento | 14 |
| B. Riesgos Ambientales y Sociales | 15 |
| C. Riesgos | 16 |
| III. PLAN DE IMPLEMENTACIÓN Y GESTIÓN..... | 16 |
| A. Resumen de los Arreglos de Implementación | 16 |
| B. Resumen de los Arreglos para el Monitoreo de Resultados..... | 18 |

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

| ENLACES ELECTRÓNICOS |
|--|
| REQUERIDOS |
| 1. Plan de Ejecución Plurianual (PEP) y Plan Operativo Anual (POA) |
| 2. Plan de Monitoreo y Evaluación |
| 3. Informe de Gestión Ambiental y Social (IGAS) |
| 4. Plan de Adquisiciones (PA) |
| OPCIONALES |
| 1. Análisis Económico del Programa |
| 2. Justificación del Programa con la PSP (GN-2716-6) |
| 3. Anexo de Género |
| 4. Informe de Viabilidad Técnica |
| 5. Estudios Ambientales y Sociales (EAS) |
| 6. Análisis Ambiental y Social (AAS) |
| 7. Marco de Gestión Ambiental y Social (MGAS) y Plan de Gestión Ambiental y Social (PGAS) |
| 8. Manual Operativo del Programa (Borrador) |
| 9. Proyectos Incluidos en la Muestra Representativa del Programa |
| 10. Filtro de Política de Salvaguardias (SPF) y Formulario de Evaluación de Salvaguardias para la Clasificación de Proyectos (SSF) |

| ABREVIATURAS | |
|--------------|---|
| AAS | Análisis Ambiental y Social |
| CHC | China Capital |
| CO | Capital Ordinario |
| CT | Cooperación Técnica |
| EAS | Estudios Ambientales y Sociales |
| EBP | Estrategia del Banco con el País |
| EED | Empresas Eléctricas de Distribución |
| FMIk | Frecuencia Media de Interrupciones por kilovoltio-amperio instalado |
| GdE | Gobierno de la República del Ecuador |
| IGAS | Informe de Gestión Ambiental y Social |
| km | kilómetro |
| kV | Kilovoltio |
| kWh | Kilo Vatio hora |
| LD | Línea de Distribución |
| LT | Línea de Transmisión |
| MEER | Ministerio de Electricidad y Energía Renovable |
| MEF | Ministerio de Economía y Finanzas |
| MERNNR | Ministerio de Energía y Recursos Naturales No Renovables |
| MGAS | Marco de Gestión Ambiental y Social |
| MOP | Manual Operativo del Programa |
| MVA | Mega Voltio Amperio |
| OE | Organismo Ejecutor |
| PA | Plan de Adquisiciones |
| PED | Plan de Expansión de la Distribución |
| PEG | Plan de Expansión de la Generación |
| PET | Plan de Expansión de la Transmisión |
| PME | Plan Maestro de Electricidad |
| PSP | Política de Servicios Públicos Domiciliarios |
| SCADA | <i>Supervisory Control and Data Acquisition</i> |
| SE | Subestaciones Eléctricas |
| SNI | Sistema Nacional Interconectado |
| SND | Sistema Nacional de Distribución |
| SNT | Sistema Nacional de Transmisión |
| TIRE | Tasa Interna de Retorno Económico |
| TTIk | Tiempo Total de Interrupciones por kilovoltio-amperio instalado |
| UGP | Unidad de Gestión del Programa |
| VPNE | Valor Presente Neto |

**RESUMEN DEL PROYECTO
ECUADOR
PROGRAMA DE MODERNIZACIÓN Y RENOVACIÓN DEL SISTEMA ELÉCTRICO ECUATORIANO
(EC-L1231)**

| Términos y Condiciones Financieras | | | | |
|--|---------------------|---|---|---|
| Prestatario: República del Ecuador | | Facilidad de Financiamiento Flexible^(a) | | |
| | | Plazo de amortización: | 25 años | |
| Organismo Ejecutor (OE): Ministerio de Energía y Recursos Naturales No Renovables (MERNNR) | | Período de desembolso: | 5 años | |
| | | Período de gracia: | 7,5 años ^(b) | |
| Fuente | Monto (US\$) | % | Tasa de interés: | Basada en LIBOR |
| BID (Capital Ordinario, OC): | 100.000.000 | 74 | Comisión de crédito: | (c) |
| Local: | 35.000.000 | 26 | Comisión de inspección y vigilancia: | (c) |
| Total: | 135.000.000 | 100 | Vida Promedio Ponderada (VPP): | 15,07 años |
| | | | Moneda de aprobación: | Dólares de los Estados Unidos de América (US\$) |
| Esquema del Proyecto | | | | |
| Objetivo del proyecto/descripción: contribuir a la modernización y mejora de la confiabilidad y capacidad del sistema eléctrico ecuatoriano, mediante: (i) la automatización, renovación y repotenciación de equipamiento eléctrico en el Sistema Nacional de Transmisión (SNT) y el Sistema Nacional de Distribución (SND), que permita aumentar la confiabilidad del Sistema Nacional Interconectado (SNI); y (ii) el fortalecimiento de la planificación y gestión del SNI para facilitar su capacidad de expansión, así como mejorar la calidad y confiabilidad de la prestación de servicio. | | | | |
| Condiciones contractuales especiales previas al primer desembolso del financiamiento: (i) la suscripción y entrada en vigencia de un convenio subsidiario entre el Ministerio de Economía y Finanzas (MEF) y el OE, que indique el plazo en que los recursos, tanto del financiamiento, como de contrapartida local, serán registrados en el correlativo del programa, transferidos a las EED y Transelectric, y que los mismos serán usados en los términos y propósitos acordados; (ii) la aprobación por parte del MEF de los avales de las contrataciones y transferencias (desbloqueo) para las actividades incluidas en el Plan de Adquisiciones (PA) inicial, incluyendo las certificaciones plurianuales que correspondan; y (iii) la aprobación y entrada en vigencia del Manual Operativo del Programa (MOP) , que incluye los procedimientos de gestión financiera y, como anexo, los PGAS de los proyectos de la muestra y el MGAS del programa, conforme a los términos y condiciones previamente acordados con el Banco (¶3.3). | | | | |
| Condiciones contractuales especiales de ejecución: (i) previo al uso de los recursos correspondientes al Componente 3, relacionados al Programa de Fortalecimiento Institucional para el Análisis y Prospectiva Energética, el OE deberá presentar, para no-objeción del Banco, el plan de inversiones y cronograma de ejecución, en donde se identifique el alcance final de las actividades a realizar; (ii) previo a la transferencia de los recursos del programa, del OE a las Empresas Eléctricas de Distribución (EED) y Transelectric, éstas deberán haber suscrito un convenio interinstitucional con el OE en el cual, entre otros aspectos, establezcan las obligaciones de las partes en el programa, incluyendo, entre otras, la de realizar las actividades que les correspondan de conformidad con lo establecido en el Contrato de Préstamo y el MOP, la obligación de las EED y Transelectric de abrir una cuenta bancaria exclusiva para los recursos del préstamo, y presenten la información que les sea requerida (¶3.4). | | | | |
| Véanse además las condiciones contractuales especiales ambientales y sociales en el Anexo B del Informe de Gestión Ambiental y Social (IGAS) . | | | | |
| Excepciones a las políticas del Banco: Ninguna. | | | | |
| Alineación Estratégica | | | | |
| Desafíos^(d): | SI | <input checked="" type="checkbox"/> | PI | <input checked="" type="checkbox"/> |
| | | | EI | <input type="checkbox"/> |
| Temas Transversales^(e): | GD | <input checked="" type="checkbox"/> | CC | <input checked="" type="checkbox"/> |
| | | | IC | <input checked="" type="checkbox"/> |

- (a) Bajo los términos de la Facilidad de Financiamiento Flexible (documento FN-655-1) el Prestatario tiene la opción de solicitar modificaciones en el cronograma de amortización, así como conversiones de moneda y de tasa de interés. En la consideración de dichas solicitudes, el Banco tomará en cuenta aspectos operacionales y de manejo de riesgos.
- (b) Bajo las opciones de reembolso flexible de la Facilidad de Financiamiento Flexible (FFF), cambios en el periodo de gracia son posibles siempre que la Vida Promedio Ponderada (VPP) Original del préstamo y la última fecha de pago, documentadas en el contrato de préstamo, no sean excedidas.
- (c) La comisión de crédito y la comisión de inspección y vigilancia serán establecidas periódicamente por el Directorio Ejecutivo como parte de su revisión de los cargos financieros del Banco, de conformidad con las políticas correspondientes.
- (d) SI (Inclusión Social e Igualdad); PI (Productividad e Innovación); y EI (Integración Económica).
- (e) GD (Igualdad de Género y Diversidad); CC (Cambio Climático y Sostenibilidad Ambiental); y IC (Capacidad Institucional y Estado de Derecho).

I. DESCRIPCIÓN DEL PROYECTO Y MONITOREO DE RESULTADOS

A. Antecedentes, Problemática y Justificación

- 1.1 El Gobierno de la República del Ecuador (GdE) emprendió un ambicioso proceso de transformación del subsector eléctrico, el cual, durante los últimos diez años y una inversión estimada en más de US\$11.000 millones, ha logrado pasar de un subsector con carencias en infraestructura e ineficiencia organizacional, hasta su consolidación evidenciada con un sistema robusto, autosuficiente y estable operativamente, lo que ha permitido encaminar sus acciones hacia la sostenibilidad en la provisión del servicio, con altos índices de calidad y cobertura.
- 1.2 El avance logrado durante la última década se debió, principalmente, a la adecuada y oportuna ejecución del Plan Maestro de Electricidad (PME)¹, principal herramienta de planificación del subsector eléctrico, que se actualiza periódicamente y se compone de los siguientes instrumentos operativos, que son de cumplimiento obligatorio: (i) Plan de Expansión de la Generación (PEG); (ii) Plan de Expansión de la Transmisión (PET); y (iii) Plan de Expansión de la Distribución (PED). El PME se alinea a las metas establecidas en la [Contribución Tentativa Nacionalmente Determinada](#) del Acuerdo de París, con el objetivo de aumentar la participación de energías renovables en la matriz de generación eléctrica y la sustitución del uso de gas licuado de petróleo en el sector residencial.
- 1.3 El eje fundamental de la renovación del subsector fue la ejecución del PEG, mismo que priorizó el desarrollo de proyectos de generación con recursos naturales, con lo cual se duplicó la capacidad instalada de producción eléctrica renovable, predominantemente con proyectos hidroeléctricos, elevando la generación eléctrica renovable de 58,2% en 2007 a 85,5% en 2017, y diversificando el riesgo de falta de oferta de electricidad debido a sequías, al desarrollar las centrales hidroeléctricas en cuencas y vertientes hidrológicamente complementarias.
- 1.4 Para evacuar la energía generada desde las nuevas centrales hidroeléctricas, de forma eficiente y oportuna, se ejecutaron las obras identificadas en el PET y PED, con las cuales se buscó fortalecer el Sistema Nacional Interconectado (SNI)², incorporando nuevos proyectos y obras que han permitido, además de expandir el Sistema Nacional de Transmisión (SNT) y el Sistema Nacional de Distribución (SND), mejorar la topología del sistema, haciendo su operación más eficiente, en donde se destaca: (i) mejora de los índices de calidad de servicio medido en Frecuencia Media de Interrupciones por kilovoltio-amperio instalado (FMIk), de 18,00 fallas/año en 2011 a 5,09 fallas/año en 2017 y Tiempo Total de Interrupciones por kilovoltio-amperio instalado (TTIk), de 19,25 horas/año a 5,01 horas/año en el mismo período, favoreciendo la confiabilidad y estabilidad del sistema; (ii) disminución del índice de pérdidas eléctricas en el SND de 21,4% en 2007 a 11,7% en 2017; y (iii) aumento del índice de electrificación a nivel nacional, el cual se ubica en 97,33% a diciembre de 2017.

¹ La versión más reciente del [PME](#) fue publicada en mayo de 2017 y cubre el período 2016 a 2025, el cual se está actualizando y se estima sea publicado en el tercer trimestre de 2018.

² El SNI se compone de: (i) el SNT, bajo responsabilidad de la Unidad de Negocio CELEC-EP Transelectric; y (ii) el SND, operado por diez Empresas Eléctricas de Distribución (EED).

- 1.5 Como parte de la ejecución de los proyectos identificados en el PME, destinados a cubrir la demanda de electricidad en el corto y mediano plazo, desde el año 2007 las inversiones en el SNI han permitido expandir el sistema eléctrico mediante el desarrollo de nuevas obras de infraestructura, entre las que se destacan: (i) adición de 1.985 kilómetros (km) de Líneas de Transmisión (LT), 678 km de líneas de subtransmisión y cerca de 20.000 km de Líneas de Distribución (LD); (ii) incremento de la capacidad instalada de transformación en Subestaciones Eléctricas (SE), pasando de 7.047 Mega Voltio Amperios (MVA) a 14.698 MVA en el SNT y de 5.035 MVA a 7.270 MVA en el SND; y (iii) incorporación de más de 1,55 millones de nuevos usuarios en todo el país.
- 1.6 **Problemática.** A pesar de las obras realizadas por el GdE en la última década, aún existen rezagos en la implementación de inversiones en infraestructura de transmisión y distribución, en dos áreas que tienen el potencial de generar riesgos importantes para mantener la calidad y continuidad actual de la prestación del servicio eléctrico³: (i) modernización del SND; y (ii) renovación de equipamiento que ha cumplido su vida útil y/o excedido su capacidad de diseño.
- 1.7 La modernización de los sistemas eléctricos, incluyendo su automatización, permite incrementar la eficiencia operativa, ya que, además de facilitar la maniobra de las operaciones, se reduce, tanto el alcance, como el tiempo necesario para lograr el restablecimiento del servicio eléctrico en caso de fallas, contribuyendo a mejorar los indicadores de calidad de prestación de servicio⁴. De acuerdo con las necesidades actuales del sistema ecuatoriano, la modernización del SND consiste, entre otros, en la automatización de SE y alimentadores mediante: (i) la integración al Sistema *Supervisory Control and Data Acquisition* (SCADA) de equipos de protección y seccionamiento; (ii) la instalación de equipos de reconexión automática en alimentadores, también denominados reconectores, para la liberación de fallas transitorias y protección de circuitos; y (iii) el monitoreo remoto de transformadores en SE.
- 1.8 En ese sentido, el PME 2016-2025 identifica brechas importantes en la modernización del segmento de distribución, en donde se estima que únicamente el 1% de los alimentadores y 80% de las SE del SND estaban automatizados en 2016. Para alcanzar la meta de 43% de alimentadores automatizados en 2025 y 100% de las SE automatizadas en 2020, el requerimiento financiero promedio de los próximos siete años asciende a US\$30 millones anuales, a efecto de cubrir, entre otras, dichas inversiones en el SND⁵.

³ En Paraguay, por ejemplo, el aumento de la demanda, las sobrecargas estacionales y las registradas durante las horas pico han agravado las fallas en el sistema de transmisión. Jiménez; Serebrisky y Mercado (2014). BID. [Electricidad Perdida. Dimensionando las pérdidas de electricidad en los sistemas de transmisión y distribución en América Latina y el Caribe.](#)

⁴ La modernización y automatización de sistemas eléctricos constituyen elementos de base para mejorar la confiabilidad de los sistemas de forma efectiva y a bajo costo. Como referencia conceptual, véase *Pai and Kopte (2015). A Study on Power System Automation.* Department of Electrical Engineering, Sadar Patel College of Engineering, Mumbai, India. Como experiencia, por ejemplo, se tiene el caso de Chile, que entre 2014 y 2016 redujo la frecuencia y duración de interrupciones por cantidad de clientes, en 8,8% y 8%, respectivamente, como resultado de proyectos para la incorporación de equipamiento para segmentación y automatización de la red. Ver [Informe de Sostenibilidad ENEL Distribución Chile 2016.](#)

⁵ [PME 2016-2025](#), Capítulo 6, Expansión y Mejora de la Distribución. MEER 2017.

- 1.9 Por otra parte, en el SNI existen diversos equipamientos tales como transformadores, interruptores, seccionadores y líneas de conducción, tanto de transmisión como de subtransmisión y distribución, que han cumplido o están cerca de cumplir su vida útil⁶, principalmente en los sistemas de transmisión y de distribución más antiguos, que datan de los años 70s y 80s, los cuales para garantizar la continuidad de su funcionamiento han contado con adecuados planes de mantenimiento. Por ejemplo, el transformador de la SE de transmisión Esmeraldas, el cual entró en operación en 1981, habiendo cumplido su vida útil en el año 2011. Debido a la diversidad de proyectos en esta situación, el PME 2016-2025 prevé la necesidad de avanzar con el denominado Programa de Renovación de Activos en el SNT, para lo cual se estima un presupuesto para los próximos cinco años de US\$81,3 millones⁷.
- 1.10 Además de las consideraciones sobre la vida útil, existen equipos sobrecargados o que están acercándose a sus límites operacionales de diseño, lo que se explica, entre otros motivos, por: (i) el crecimiento de la demanda de energía eléctrica, la cual ha aumentado a un promedio anual de 4,8% desde el año 2007; (ii) la entrada en operación de las nuevas centrales hidroeléctricas (§1.3), lo cual ha ocasionado la redistribución de los flujos de energía que se transporta por distintos puntos del SNI, debido a cambios en la dinámica de despacho de las antiguas centrales térmicas⁸; y (iii) recientes eventos naturales⁹, que han generado la necesidad de reconfigurar la topología de algunos subsistemas en el SNI, tanto para reestablecer oportunamente el servicio en áreas afectadas, como para mejorar la maniobrabilidad del sistema.
- 1.11 Esto ha tenido como consecuencia que alimentadores y equipos de transformación en SE presenten altos niveles de cargabilidad¹⁰. En el SNT, durante 2017, el 24% de los transformadores excedieron un nivel de cargabilidad del 80%, mientras que en lo que respecta al SND, un diagnóstico reciente de la situación actual de la demanda en la Empresa Eléctrica CNEL EP El Oro, la que concentra aproximadamente 10% de los usuarios a nivel nacional, demuestra que, de los 25 transformadores en las SE dentro de su área de concesión, 40% superaron un valor de cargabilidad del 90%, incluyendo tres que operaron por encima del 100% de su capacidad nominal¹¹. Otros casos se presentan en el SND, como el transformador principal de la SE La Maná, cuyo nivel de cargabilidad está actualmente en el 90%, y la SE Esmeralda, cuyo transformador, además de estar en funcionamiento por más de 35 años, alcanzará más del 95% de cargabilidad en los próximos tres años.

⁶ De acuerdo al Decreto Ejecutivo No. 2713 de 2002, en Ecuador se considera que la vida útil promedio para LT es de 45 años, mientras que para SE la vida útil se estima en 30 años.

⁷ [PME 2016-2025](#), Capítulo 5, Expansión de la Transmisión. MEER 2017.

⁸ Por ejemplo, en la zona de Guayaquil, en donde debido al ingreso de energía proveniente de las nuevas centrales hidroeléctricas se hace necesaria la disminución del despacho de centrales térmicas aledañas, lo que requiere la ampliación de algunas SE para descargar las LT asociadas a su área de influencia.

⁹ La erupción del volcán Cotopaxi en 2015 y el terremoto en la zona costera de Ecuador en 2016.

¹⁰ La cargabilidad de equipamiento eléctrico es el índice entre la demanda máxima de operación, dividida entre su capacidad nominal.

¹¹ Medido durante la operación del equipo con enfriamiento natural. Para poder operar sobre su capacidad nominal, los equipos deben trabajar con enfriamiento forzado para disipar el calor interno más eficientemente.

- 1.12 La situación actual del SNI, en donde algunos equipos en las SE están muy cerca de los límites operacionales para asegurar la confiabilidad y protección de los equipos asociados, genera la necesidad de sustituir y repotenciar equipamientos como transformadores y conductores eléctricos para adaptarse a las actuales condiciones de operación, buscando, además, el incremento de capacidad de transformación, transporte y distribución en las SE.
- 1.13 De continuar la operación en las condiciones antes mencionadas, se limitará la calidad del servicio y se reducirá la vida útil del equipamiento¹², lo cual tiende a incrementar la probabilidad de fallas, favoreciendo la generación de problemas de confiabilidad, y reduciendo la eficiencia operacional de todo el sistema¹³, que además dificulta la continuidad de una adecuada gestión del sistema eléctrico y la expansión del servicio a nuevos usuarios.
- 1.14 Esto se evidencia, por ejemplo, en los resultados del análisis de flujos de potencia de corto plazo realizados para la SE de transmisión Posorja, en donde se estima que 32.588 consumidores dependerán de su operación en el año 2020, y cuyo transformador principal, además de estar operando actualmente a su máxima capacidad, ha cumplido 30 años de vida útil¹⁴. El análisis determina, además, que para el año 2021 se llegará al límite de provisión de demanda con la configuración actual, no permitiendo la conexión de usuarios adicionales operando en condiciones normales, mientras que, en condición de falla, se dejaría sin servicio eléctrico a la mencionada localidad.
- 1.15 La sobrecarga en alimentadores que conforman una red con topología radial, las cuales se ubican generalmente fuera del área urbana, afecta la calidad del servicio al usuario final debido a que la saturación de las líneas y/o transformadores generan mayores interrupciones del servicio. La política del GdE para los proyectos de repotenciación de redes de distribución, consiste en que, previo al diseño de las obras, se realiza un levantamiento de demanda en el área de influencia del proyecto para determinar, tanto los clientes existentes, como aquellos que no cuentan con servicio. De esa cuenta, los proyectos de repotenciación favorecen la conexión de nuevos clientes, incluyendo aquellos localizados en zonas rurales y urbano-marginales de bajos ingresos.
- 1.16 **Reestructuración institucional del sector energético.** En abril de 2018, el presidente de la República del Ecuador presentó el Programa Económico de Estabilización Fiscal y Reactivación Productiva, el cual cuenta con ejes y medidas que, entre otros, apuntan a la reducción del gasto público mediante acciones como la reestructura administrativa de algunas instituciones del GdE. Para operativizar el mandato para la fusión de las instituciones de los sectores energético y minero, el Decreto Ejecutivo No. 399, de fecha 15 de mayo de 2018, crea el Ministerio de

¹² La operación de transformadores por encima de su capacidad nominal tiende a elevar la temperatura interna de operación, lo cual reduce la vida útil del equipo. Cajamarca *et. al.* (2010). [Cargabilidad en Transformadores de Potencia, Incidencia en la Vida Útil, Pérdidas de Energía y Condiciones Operativas](#). Universidad Politécnica Salesiana. Ecuador.

¹³ Ver, por ejemplo: Shahidehpour, M.; and Marwali, M. (2000). [Maintenance Scheduling in Restructured Power Systems](#). Fu, Weihui. Iowa State University (2000). [Risk Assessment and Optimization for Electric Power Systems](#).

¹⁴ Como medida temporal de emergencia, a la SE Posorja se ha acoplado una SE móvil de forma que entre ambos elementos de transformación se cubre la demanda actual. Esta SE móvil, además, sirve como mitigador en caso de una contingencia por fallo del transformador principal.

Energía y Recursos Naturales No Renovables (MERNNR), mediante la fusión de las siguientes instituciones: (i) Ministerio de Hidrocarburos; (ii) Ministerio de Electricidad y Energía Renovable (MEER); (iii) Ministerio de Minería; y (iv) Secretaría de Hidrocarburos. Se estima que con la creación del MERNNR no se afectará el actual esquema, competencias y responsabilidades para la ejecución de los préstamos financiados por el Banco, incluyendo la presente operación. En ese sentido, el GdE ha solicitado asistencia al Banco para avanzar en el proceso de unificación de las instituciones con lo cual, mediante recursos de Cooperación Técnica (CT), se contratará una firma consultora que apoye al GdE a identificar la estructura óptima del nuevo marco institucional del sector energético y minero. Se estima que el proceso se completará durante el segundo semestre del 2018.

- 1.17 El nuevo orden organizacional prevé el refuerzo de los roles en materia de política energética y minera del nuevo MERNNR, así como el fortalecimiento de las competencias y responsabilidades establecidas en el marco legal de los subsectores eléctrico, hidrocarburos y minero. Con esto, se reforzará la institucionalidad y se prevé mayor eficiencia en la ejecución de procesos administrativos y operacionales, así como mejoras en la coordinación intrainstitucional. En ese sentido, y para darle continuidad al avance experimentado por el subsector eléctrico en la última década, es importante reforzar al MERNNR en su rol planificador, de manera que los procesos de planificación integral del sector energético consideren la visión, objetivos, estrategias y acciones del nuevo órgano rector, y tomen en consideración los instrumentos apropiados para el desarrollo de prospectiva energética, en base al marco legal vigente, incluyendo el enfoque socioeconómico y de género.
- 1.18 **Aspectos de género.** A nivel mundial, las mujeres ocupan únicamente el 5% de los puestos ejecutivos en el sector energético y servicios públicos, mientras que solo el 13% de los equipos de la alta administración tiene representación femenina. Esta tendencia también se observa en Ecuador, en donde las mujeres representan apenas el 28% de los empleados de los sectores electricidad, gas y agua¹⁵, lo cual muestra su escasa participación en los sectores de alta productividad como electricidad, gas y minería¹⁶. Estudios en Ecuador demuestran que las mujeres perciben, en promedio, ingresos laborales inferiores a los hombres y, además, sufren una reducción en un 14,4% de sus ingresos¹⁷. Aunque se observa paridad en la representación femenina en cargos ministeriales en el GdE, no es así en el resto de los cargos del servicio público, en donde las mujeres representan el 29% de los empleados del sector eléctrico público (ver [Anexo de Género](#))¹⁸. La evidencia respalda el caso de que más mujeres en el sector, beneficiaría el desempeño del negocio, por ejemplo, McKinsey, en estudios en universidades e industrias en diversos países, revela una correlación directa entre las mujeres en la sala de juntas y un mejor desempeño financiero.

¹⁵ Sistema de información de mercados laborales y seguridad social BID (2014).

¹⁶ CepalStats, 2014.

¹⁷ Encuesta Nacional de Empleo, Desempleo y Subempleo. INEC.

¹⁸ Datos provistos por el MEER para el Ministerio y EED en 2016.

- 1.19 En Ecuador aún existen brechas importantes de género, principalmente en relación con la aportación y oportunidades económicas para las mujeres¹⁹, sin embargo, el GdE ha tomado pasos hacia la reducción de estas diferencias, lo cual se plasma en el Plan Nacional de Desarrollo 2017-2021 “Plan Toda Una Vida”, el cual, entre otros, también apunta hacia el incremento en la igualdad de género al encaminar la eliminación de brechas remunerativas entre mujeres y hombres, por ejemplo. En particular, en el subsector eléctrico, bajo el programa Apoyo al Avance del Cambio de la Matriz Energética del Ecuador, EC-L1223 aprobado en 2017, se incluye financiamiento para iniciar las actividades para promover la igualdad de género, en donde se incluye: (i) el diagnóstico institucional de género en el subsector eléctrico y en los segmentos de generación, transmisión y distribución, identificando los niveles de participación laboral femenina y masculina, principalmente en puestos técnicos y de liderazgo, para lo cual se analizarán las áreas específicas de formación y grados requeridos, así como habilidades necesarias para incrementar las diferentes posiciones laborales dentro del subsector, incluyendo el análisis de las barreras que limitan la participación de hombres y mujeres, así como las potenciales áreas de intervención para eliminar dichas barreras; (ii) la estrategia de género, desarrollada en base a los resultados del diagnóstico, la cual identificará las actividades adecuadas y apropiadas, tomando en cuenta consideraciones culturales, educativas y sociales; y (iii) el plan de acción de género, el cual incluirá acciones concretas que permitirán fortalecer la igualdad de género en las áreas de planificación, generación y gestión de proyectos y políticas. Bajo este préstamo, se financiará la ejecución de la primera etapa del plan de acción (¶1.36).
- 1.20 **Experiencia del Banco Interamericano de Desarrollo (BID) en Ecuador.** Las inversiones en el subsector eléctrico en Ecuador han sido acompañadas por el BID, mediante la aprobación de diez préstamos de inversión y un préstamo basado en reforma de políticas, totalizando US\$1.657,7 millones desde el 2010, reuniendo en este esfuerzo a otras multilaterales con el liderazgo del Banco. El financiamiento se ha concentrado principalmente en: (i) mejora de la eficiencia operacional; (ii) expansión del SNI e incremento de su confiabilidad; (iii) avance en la implementación de la eficiencia energética; y (iv) reducción de la brecha de acceso a cobertura eléctrica. El estado actual de la cartera consiste en: (i) los préstamos de inversión EC-L1128 y EC-L1136, próximos al cierre²⁰; (ii) las operaciones EC-L1117, EC-L1147, EC-L1160 y EC-L1219 actualmente en

¹⁹ La tasa de participación económica femenina es 52%, comparada con 82% de los hombres, y las mujeres ganan 59% del salario de los hombres, y solo ocupan el 31% de altos cargos gerenciales. Foro Económico Mundial, 2016.

²⁰ (i) EC-L1128 (US\$30 millones), cuyo objetivo es contribuir a mejorar el acceso al servicio eléctrico en viviendas urbano-marginales y rurales. Su cierre financiero se realizó en junio de 2018; y (ii) EC-L-1136 (US\$170 millones de Capital Ordinario; y US\$50 millones de China Capital, CHC) tiene por objetivo fortalecer el SND para favorecer la provisión de servicio eléctrico de calidad, cuyo cierre financiero se estima para octubre de 2018.

ejecución²¹; y (iii) el préstamo EC-L1223 recientemente aprobado y pendiente de elegibilidad²².

- 1.21 Complementariamente, se ha conseguido mediante financiamiento no reembolsable²³, diseñar planes y políticas que propenden a la modernización y expansión del sistema eléctrico, así como al fortalecimiento de las empresas e instituciones del subsector, apoyando áreas como: (i) integración regional; (ii) modernización del SND; (iii) reducción de pérdidas eléctricas; (iv) sustitución de combustibles fósiles por recursos renovables; (v) fortalecimiento de capacidades en geotermia; (vi) reforzamiento de capacidades de las EED; (vii) fortalecimiento del marco institucional y regulatorio; (viii) sostenibilidad de la electrificación rural; y (ix) diversificación de las fuentes de financiamiento para el subsector eléctrico. Consecuentemente, el Banco se ha posicionado como un importante socio estratégico del GdE en el subsector eléctrico, tanto como fuente de financiamiento para inversión, como para la generación de conocimiento y fortalecimiento institucional.
- 1.22 La experiencia del Banco en el subsector eléctrico durante los últimos ocho años ha permitido que el MEER, como Organismo Ejecutor (OE) de la cartera, conozca y aplique las políticas y procedimientos del Banco, además de la implementación de buenas prácticas en el proceso de debida diligencia de proyectos, las cuales, además, ha adoptado internamente, tanto para la preparación de operaciones, como durante la etapa de ejecución. Esto ha permitido que en el subsector eléctrico se avance con: (i) la aplicación de metodologías de sostenibilidad de proyectos; (ii) el uso de sistemas de información y gestión de proyectos; y (iii) el monitoreo sistematizado durante la ejecución. La trayectoria del Banco en el subsector eléctrico ecuatoriano ha permitido que se fortalezca el trabajo coordinado con el OE, lo cual ha contribuido a un ritmo de ejecución destacado.
- 1.23 El Programa incorpora en su diseño lecciones aprendidas de operaciones ejecutadas, tanto en Ecuador, como en la región, destacándose: (i) la preparación en estrecha colaboración con los ejecutores; (ii) la selección de la cartera de proyectos para financiamiento siguiendo criterios de priorización, incluyendo la sostenibilidad financiera, socioambiental y técnica (§2.1); (iii) la inclusión de actividades de fortalecimiento continuo de los ejecutores; y (iv) el uso de especificaciones técnicas mejoradas de infraestructura resiliente en la construcción de proyectos eléctricos.

²¹ (i) EC-L1117 (US\$150 millones) contribuye a la mejora del SNT, asegurando la provisión de energía a nivel nacional y el intercambio regional, 70% avance físico y 62% avance financiero; (ii) EC-L1147 (US\$50 millones de CO y US\$30 millones de CHC), cuyo objetivo es continuar con el reforzamiento del SND, facilitando la transformación de la matriz energética, 85% avance físico y 61% avance financiero; (iii) EC-L1160 (US\$118 millones de CO y US\$25 millones de *Korean Infrastructure Fund*) para apoyar el avance del Cambio de la Matriz Energética (CME), con un 76% de avance físico y 63% de avance financiero; y (iv) EC-L1219 (US\$60 millones) para mejorar el servicio a través de la reconstrucción de la infraestructura eléctrica en las provincias afectadas por el terremoto de 2015, con 10% de avance físico y 50% de avance financiero.

²² EC-L1223 (US\$150 millones). Su objetivo es apoyar el Plan de Inversiones del CME, mediante la expansión, reforzamiento y mejora de la eficiencia operacional del sistema eléctrico, el cual fue aprobado en octubre de 2017, y la firma del contrato de préstamo se estima para el tercer trimestre de 2018.

²³ Desde el 2010, se han financiado 11 CT en diversas áreas del sector energía, por un monto aproximado de US\$4 millones, de las cuales actualmente se encuentran en ejecución ATN/OC-15601-EC, ATN/OC-15142-EC, ATN/OC-15608-EC y GRT/FM-13784-EC.

- 1.24 **Estrategia del Banco (EBP) con Ecuador 2018-2021 (GN-2924).** En el marco de la EBP, las inversiones del subsector eléctrico incluidas en esta operación contribuyen al objetivo estratégico de avanzar en la reforma energética ecuatoriana y se alinean a las siguientes áreas prioritarias: (i) fortalecimiento institucional; y (ii) acceso a servicios públicos de calidad. El proyecto contribuye específicamente con las siguientes propuestas de acción, identificadas en la EBP, que apoyan: (i) las inversiones necesarias para avanzar con la reforma energética; (ii) el proceso de modernización del estado, priorizando iniciativas que generen eficiencias; y (iii) el mejoramiento del bienestar de la población rural mediante la provisión de bienes y servicios públicos. La operación está incluida en el Informe sobre el Programa de Operaciones de 2018 (GN-2915).
- 1.25 **Alineación Estratégica.** El programa es consistente con la Actualización de la Estrategia Institucional 2010-2020 (AB-3008) y se alinea con los siguientes desafíos de desarrollo: (i) inclusión social e igualdad, por medio del mejoramiento de infraestructura para suministrar electricidad a poblaciones rurales y urbano-marginales de bajos ingresos; y (ii) productividad e innovación, al propiciar el incremento en el uso de tecnologías digitales para mejorar el rendimiento de los sistemas eléctricos, con enfoque en el SND. Se alinea también con las áreas transversales de: (i) género y diversidad, al buscar promover mayor participación de la mujer en el subsector eléctrico, mediante la implementación de la primera etapa del Plan de Acción de Género; (ii) cambio climático y sostenibilidad ambiental²⁴, por medio de la inclusión de proyectos para mejorar la gestión ambiental de las empresas eléctricas en el manejo de residuos del subsector, incluyendo aquellos generados por esta operación; y (iii) capacidad institucional, al fortalecer las capacidades de planificación y gestión operacional del subsector eléctrico. El programa se alinea al Marco de Resultados Corporativos 2016-2019 (GN-2727-6), mediante el indicador principal “Agencias gubernamentales beneficiadas por proyectos que fortalecen los instrumentos tecnológicos y de gestión para mejorar la provisión de los servicios públicos” y los indicadores auxiliares: (i) LD y LT instaladas o mejoradas; y (ii) número de hogares con acceso electricidad nuevo o mejorado. De igual forma, el programa está alineado con las áreas prioritarias de la estrategia de Infraestructura Sostenible para la Competitividad y el Crecimiento Inclusivo (GN-2710-5), al financiar la modernización, refuerzo y repotenciación de la infraestructura de transmisión y distribución de electricidad que contribuye a satisfacer la demanda proyectada y proveer un servicio eléctrico de calidad que promueve el crecimiento sostenible e inclusivo. El programa es consistente con el Marco Sectorial de Energía (GN-2830-3), al apoyar el acceso universal y sostenible del servicio eléctrico en zonas rurales y urbano-marginales, mediante la repotenciación de redes de distribución que permite la conexión de nuevos usuarios. Además, el programa promueve acciones de fortalecimiento a las instituciones del sector energético en las áreas de planificación y gestión operativa. El programa es consistente con el Marco Sectorial de Cambio Climático (GN-2835-3), mediante la implementación de sistemas inteligentes para la distribución de energía eléctrica que promueven

²⁴ La alineación con el área transversal “cambio climático y sostenibilidad ambiental” es específica para el área de sostenibilidad ambiental, por lo que no contribuye a financiamiento climático según la metodología conjunta de los bancos multilaterales de desarrollo de estimación de financiamiento climático. Ver más detalles en la sección 3.1.3 del [Informe de Viabilidad Técnica](#).

una operación resiliente del SND, y mediante su contribución al aumento del aprovechamiento del uso de fuentes renovables de energía.

- 1.26 **Política de Servicios Públicos Domiciliarios (PSP) (GN-2716-6).** El programa es consistente con los pilares de la PSP al cumplir con las condiciones de: (i) sostenibilidad financiera, con base en: (a) la reducción sostenida de los costos de generación²⁵; (b) la reducción de pérdidas eléctricas²⁶; (c) la modernización de los sistemas de operación; y (d) la incorporación de los costos de operación y mantenimiento de los proyectos incluidos en el programa, en el presupuesto de las empresas a cargo de su operación; y (ii) evaluación económica, dado que la selección de la cartera de proyectos a financiar responde a un riguroso análisis de viabilidad económica-financiera y técnica. El subsector es consistente con los principios de apoyo a necesidades básicas, transparencia, sostenibilidad financiera y adecuada institucionalidad al tener claramente definido y operar bajo los siguientes criterios: (i) separación de roles entre el MERNNR como organismo rector, el regulador, y las empresas de generación, transmisión y distribución; (ii) apertura a la participación privada en generación; y (iii) adecuación tarifaria para garantizar la operación y mantenimiento del sistema, y en aportes del GdE que garantizan la expansión del subsector (ver [Anexo de PSP](#)).
- 1.27 **Innovación y digitalización.** Las tecnologías digitales están evolucionando a un ritmo exponencial, transformando y revolucionando el sector energético. Las mismas se configuran para hacer que los sistemas eléctricos estén más conectados, sean más inteligentes, eficientes, confiables y sostenibles. Para el subsector eléctrico, la digitalización representa una oportunidad para mejorar en gran medida la flexibilización de la demanda, la integración de energías renovables variables, la demanda inteligente y la generación eléctrica distribuida. El programa promoverá el incremento en el uso de tecnologías digitales para mejorar el rendimiento de los sistemas eléctricos, con enfoque en el SND (§1.29), con lo cual se busca incrementar la eficiencia de la provisión del servicio.

B. Objetivos, Componentes y Costo

- 1.28 **Objetivo.** El objetivo general del programa es contribuir a la modernización y mejora de la confiabilidad y capacidad del sistema eléctrico ecuatoriano, mediante: (i) la automatización, renovación y repotenciación de equipamiento eléctrico en el SNT y SND, que permita aumentar la confiabilidad del SNI; y (ii) el fortalecimiento de la planificación y gestión del SNI para facilitar su capacidad de expansión, así como mejorar la calidad y confiabilidad de la prestación de servicio. Los componentes propuestos son:
- 1.29 **Componente 1. Modernización de la operación y administración del SND (US\$23,09 millones).** Se financiará la implementación de proyectos que contribuyan a la automatización del SND, tanto en subtransmisión como en distribución, incluyendo medidas tecnológicas que permitan incrementar la digitalización del SND, ampliando el control del equipamiento eléctrico en tiempo

²⁵ Entre 2007 y 2016, el costo promedio de la energía comprada por las EED pasó de 6,55US¢ por Kilo Vatio hora (kWh) a 4,96 US¢/kWh. Para el 2017, se estima que la tendencia a la baja continúe.

²⁶ La reducción en pérdidas eléctricas de la última década ha representado un ahorro de aproximadamente US\$1.200 millones acumulados.

real, tanto para atender emergencias durante su operación, como para realizar una gestión integral del sistema.

- 1.30 Los proyectos de modernización en subtransmisión incluyen: (i) mejora de enlaces de comunicación con fibra óptica en SE para habilitar la comunicación hacia el centro de control y optimizar la operación por medio del sistema SCADA; (ii) reemplazo de tableros de medición, control y protección en SE; y (iii) monitoreo remoto de transformadores mediante la instalación de equipos para la determinación de parámetros eléctricos y físicos que permitan el monitoreo desde el sistema SCADA.
- 1.31 En cuanto al segmento de distribución, los proyectos en este componente incluyen: (i) integración al sistema SCADA de reconectores existentes e infraestructura de comunicación; (ii) automatización y modernización de alimentadores mediante la incorporación de seccionadores y reconectores tele gestionados, reguladores de voltaje, interruptores y equipos de protección automáticos; y (iii) implementación de equipos concentradores de señal para equipos automáticos de distribución.
- 1.32 **Componente 2. Renovación y repotenciación de activos del subsector eléctrico (US\$72,35 millones).** Las obras a financiar en este componente incluyen proyectos que contribuyen a mejorar la confiabilidad y capacidad del SNI, mediante la incorporación de capacidad firme adicional de transformación y conducción de energía en el sistema, tanto en el SNT como en el SND.
- 1.33 El subcomponente 2.1, Renovación del SNT, incluye la repotenciación de infraestructura de transmisión, incluyendo: (i) incremento de bahías de línea y de transformación en SE, de tal forma que se mejore, tanto la capacidad de transmisión de flujos de potencia, como la maniobrabilidad del sistema; y (ii) reemplazo de equipamiento eléctrico, tal como transformadores y equipos de protección eléctrica en SE, para incrementar la capacidad de transformación.
- 1.34 El subcomponente 2.2, Renovación del SND, financiará las siguientes obras: (i) repotenciación de SE de subtransmisión, incluyendo la incorporación de bahías de línea y de transformación, sustitución de transformadores de potencia y equipo de protección asociado; (ii) repotenciación de alimentadores primarios, incluyendo el reemplazo de postes, conductores, transformadores y accesorios; y (iii) la renovación y repotenciación de redes de distribución y centros de transformación, con el reemplazo de postes, conductores y aisladores, así como, equipos de medición y control, incluyendo la conexión de nuevos clientes.
- 1.35 **Componente 3. Fortalecimiento institucional para la gestión operacional del subsector eléctrico (US\$3,56 millones).** Este componente incluye el financiamiento de actividades que permitan apoyar la gestión ambiental y la mejora en la capacidad de planificación y gestión del SNI por parte del MERNNR, las Empresas Eléctricas de Distribución (EED) y sus unidades de negocio.
- 1.36 Este componente financiará: (i) proyectos para reforzar la gestión ambiental de residuos en cuatro EED de la costa, incluyendo la habilitación y/o reforzamiento de infraestructura y equipamiento para apoyar las labores de las áreas de gestión ambiental y social que permita mejorar los procesos de carga, descarga,

movimiento, pruebas y almacenamiento temporal de equipos retirados de servicio, incluyendo aquellos financiados por esta operación; (ii) desarrollo de un programa para el fortalecimiento institucional del MERNNR que permita incrementar la capacidad de planificación sectorial mediante el análisis y desarrollo de estudios de prospectiva energética, en donde se incluye la adquisición de *software* para estudios energéticos y eléctricos, asistencia técnica para la definición de metodologías de planificación integral que permitan la adecuada actualización del PME, el diseño integral de sistemas eléctricos, tanto a nivel técnico, como socioambiental y actividades para avanzar en la fusión de los sectores energético y minero; y (iii) el desarrollo de las actividades incluidas en la primera etapa del Plan de Acción de Género²⁷, con el objetivo de avanzar en la promoción de la igualdad de género en el subsector eléctrico, en donde se incluirán, entre otras, acciones como: (a) implementación de procesos y mecanismos de monitoreo y evaluación a nivel de recursos humanos; (b) campañas de comunicación, sensibilización y promoción, dirigidas especialmente a mujeres para incentivar la postulación a las vacantes en el subsector eléctrico; (c) diseño de modalidades de trabajo, programas de *mentoring* y patrocinio, profesionales desarrollo y entrenamiento; y (d) campañas educativas a nivel primario, secundario y universitario para promover el interés de las mujeres para estudiar carreras afines al subsector.

- 1.37 **Administración del Programa (US\$1 millón).** Adicionalmente, se financiarán los gastos de administración relacionados con la Unidad de Gestión de Programa (UGP), así como las evaluaciones y auditorías del programa.
- 1.38 **Costo y financiamiento.** El costo estimado del programa es de US\$135 millones, de los cuales US\$100 millones serán financiados por el Banco con recursos de CO y aproximadamente US\$35 millones de contrapartida local (ver Tabla 1. Costos del Programa).

²⁷ Las actividades a ser financiadas por esta operación estarán condicionadas a la aprobación del Plan de Acción de Género, el cual se estima desarrollar durante 2019, financiado por la operación 4343/OC-EC.

Tabla 1. Costos del Programa (US\$)

| Componentes | Financiamiento | | |
|--|--------------------|---------------------|--------------------|
| | BID (CO) | Contrapartida Local | Total |
| Componente 1. Modernización de la operación y administración del SND | 23.090.000 | 2.770.847 | 25.860.847 |
| Proyectos de modernización en subtransmisión | 2.973.000 | 356.767 | 3.329.767 |
| Proyectos de modernización en distribución | 20.117.000 | 2.414.080 | 22.531.080 |
| Componente 2. Renovación y repotenciación de activos del subsector eléctrico | 72.348.000 | 31.681.713 | 104.029.713 |
| 2.1 Renovación SNT | | | |
| Proyectos de transmisión | 44.500.000 | 28.339.992 | 72.839.992 |
| 2.2 Renovación SND | | | |
| Proyectos de subtransmisión | 13.714.000 | 1.645.628 | 15.359.628 |
| Proyectos de distribución | 14.134.000 | 1.696.093 | 15.830.093 |
| Componente 3. Fortalecimiento institucional para la gestión operacional del subsector eléctrico | 3.562.000 | 427.440 | 3.989.440 |
| Reforzamiento de la gestión ambiental de residuos | 979.000 | 117.480 | 1.096.480 |
| Fortalecimiento institucional para el análisis y prospectiva energética | 2.383.000 | 285.960 | 2.668.960 |
| Plan de acción de género para el subsector eléctrico | 200.000 | 24.000 | 224.000 |
| Administración del Programa | 1.000.000 | 120.000 | 1.120.000 |
| Unidad de Gestión del Proyecto | 660.000 | 79.200 | 739.200 |
| Auditorías Financieras | 150.000 | 18.000 | 168.000 |
| Evaluaciones intermedia y final | 190.000 | 22.800 | 212.800 |
| Total | 100.000.000 | 35.000.000 | 135.000.000 |

C. Indicadores Claves de Resultados

- 1.39 El programa cuenta con una Matriz de Resultados que presenta los productos, resultados e impactos asociados a sus objetivos y componentes. Con la implementación del programa se espera la mejora operativa del SND, al contribuir en la reducción de los índices FMIk y TTIk en: 0,81 y 0,79 respectivamente. Los resultados de la ejecución de las obras incluidas en el financiamiento incluyen: (i) el incremento en la capacidad efectiva de transformación en el SNT mediante la incorporación de 707 MVA firmes adicionales; (ii) 40.557 clientes con acceso a servicio eléctrico nuevo o mejorado; y (iii) el mejoramiento de 755 km de LD. En el Plan de Monitoreo y Evaluación, se detallan los vínculos entre los productos, resultados e impactos esperados, la evidencia sobre la efectividad de intervenciones similares, y el plan de evaluación de la presente operación.
- 1.40 Dado que los proyectos se localizan de forma dispersa en puntos clave del SNI, los beneficiarios del programa son todos los clientes del servicio eléctrico en Ecuador, quienes obtendrán una mejora en la calidad de prestación de servicio. En cuanto a la conexión de nuevos clientes, como parte de la implementación de proyectos de repotenciación de redes de distribución, se beneficiarán aproximadamente 6.125 hogares, ubicados en sectores rurales y urbano-marginales de bajos recursos y que actualmente no cuentan con suministro eléctrico.

- 1.41 **Análisis económico.** El análisis que demuestra la viabilidad económica de las inversiones se realizó para una muestra representativa²⁸ de los componentes de inversión en infraestructura del programa, y sus resultados se muestran, tanto para los componentes 1 y 2, como de manera integral. La evaluación económica de cada componente, descontado al 12%, resulta en los siguientes valores de Tasa Interna de Retorno Económico (TIRE) y de Valor Presente Neto (VPNE): (i) Componente 1: TIRE=13,5%; VPNE=US\$1,8 millones; y (ii) Componente 2: TIRE=33,0%; VPNE=US\$1.623 millones. De manera integral el análisis del programa resulta en una TIRE de 32,3% y un VPNE de US\$1.625 millones. Se realizó un análisis de sensibilidad variando en +/-15% los principales parámetros del estudio, entre otros: (i) precio medio de venta de energía; (ii) inversión y (iii) crecimiento de la demanda. El enlace de [Evaluación Económica](#) del programa presenta los supuestos, escenarios y resultados de la evaluación.

II. ESTRUCTURA DE FINANCIAMIENTO Y PRINCIPALES RIESGOS

A. Instrumentos de Financiamiento

- 2.1 El programa está estructurado como un préstamo de inversión para operaciones de obras múltiples, dado que los proyectos son físicamente similares, pero independientes entre sí. Los [proyectos de la muestra](#) constituyen el 30% del presupuesto a financiar con recursos del financiamiento y son representativos de las obras a financiar por el programa. Los proyectos de la muestra incluyen SE de transmisión y subtransmisión, proyectos de repotenciación de redes de distribución y obras para la automatización del SND, los cuales cumplen con los siguientes criterios de elegibilidad: (i) estar incluidos en el PET o PED; (ii) contribución al refuerzo y repotenciación del SNT y SND; (iii) contribución a la mejora de la calidad del servicio eléctrico; (iv) ser rentable de acuerdo con su evaluación económica y ser sostenible financieramente, asegurando que se recibirán recursos suficientes para cubrir sus costos financieros de operación y mantenimiento; y (v) no corresponder a proyectos de categoría A en la clasificación ambiental y social. De las 163 obras incluidas en la operación, más del 70% cuenta con diseños y antecedentes necesarios para la elaboración de pliegos de licitación, por lo que se estima que las obras iniciarán dentro de los tres primeros años de ejecución (ver [Informe de Viabilidad Técnica](#)), debido a la secuencialidad de las obras y la planificación de su entrada en operación, dada la estimación del crecimiento de la demanda. Los recursos del programa se desembolsarán de la siguiente manera:

Tabla 2. Proyección de Desembolsos (miles de US\$)

| Fuente | Presupuesto | 2019 | 2020 | 2021 | 2022 | 2023 |
|--------------|--------------------|---------------|---------------|---------------|--------------|------------|
| BID (CO) | US\$100.000 | 33.278 | 37.951 | 26.816 | 1.457 | 498 |
| Total | US\$100.000 | 33.278 | 37.951 | 26.816 | 4.457 | 498 |
| % | 100 | 33,3 | 37,9 | 26,8 | 1,5 | 0,5 |

²⁸ Los proyectos analizados para la elaboración del análisis económico totalizan alrededor de US\$68 millones, o un 68% del monto total del programa.

B. Riesgos Ambientales y Sociales

- 2.2 Con base en la información de los proyectos facilitados para la muestra representativa por el OE, se espera que los impactos sociales y ambientales negativos derivados de la implementación de las obras sean de mediana magnitud, localizados y reversibles, para los cuales existen medidas efectivas de control y mitigación. Por lo que el programa ha sido clasificado como de Categoría “B”, de acuerdo con la Política OP-703 del Banco.
- 2.3 Los proyectos se implementarán mayoritariamente en áreas ya intervenidas y derechos de vía existente. El proyecto de la SE Salitral requiere la adquisición de un predio colindante que es propiedad de una entidad pública. No se han identificado impactos relacionados a desplazamiento físico ni afectaciones económicas. Los posibles impactos socioambientales negativos se producirían principalmente durante la fase de construcción dentro de las SE y aquellos ocasionados por las obras de distribución, y en menor grado durante su operación. Asimismo, se cerciorará que se cuente con una implementación propia para el manejo y disposición final de los Bifenilos Policlorados resultado de la desinstalación de equipo de transformación antiguo.
- 2.4 Al momento se han preparado [Estudios Ambientales y Sociales \(EAS\)](#) para cuatro proyectos de la muestra (Salitral, Taday, La Mana, Puerto Ayora) y un [Análisis Ambiental y Social \(AAS\)](#) estratégico para todas las demás, los cuales incluyen los [Planes de Gestión Ambiental y Social \(PGAS\)](#). Asimismo, dado que el programa se ha formulado como de obras múltiples, se ha preparado un [Marco de Gestión Ambiental y Social \(MGAS\)](#) para que todo proyecto futuro cumpla con las estipulaciones ambientales y sociales del BID.
- 2.5 Se realizaron los siguientes eventos de consulta pública de los siguientes proyectos de la muestra: un evento para la SE Salitral, un evento para la SE Taday, un evento para la SE La Maná, tres eventos para los proyectos de repotenciación en Galápagos y cuatro eventos para los proyectos en Cotopaxi. Los informes de consulta pública, el EAS, el AAS y el MGAS se han divulgado en la página del BID, conforme la Política de Acceso de Información del Banco (OP-102) y a la Política de Medio Ambiente y Cumplimiento de Salvaguardias (OP-703).
- 2.6 El riesgo ambiental identificado como medio corresponde a diferentes capacidades en la gestión y manejo de residuos de las EED, el cual se mitigará mediante la inclusión de recursos en el programa para el fortalecimiento institucional para la gestión ambiental de residuos en el Componente 3.
- 2.7 Asimismo, se financiará la primera etapa del plan de acción de género, lo que permitirá avanzar en cerrar la brecha de género en el subsector eléctrico (¶1.36). En cuanto a riesgos a desastres naturales, la operación fue clasificada como de riesgo moderado, buscando que los planes de contingencia sean robustos en los proyectos.

C. Riesgos y otros temas clave

- 2.8 **Riesgo financiero.** Se identifica como alto, el riesgo que, si el MEF no transfiere a tiempo al OE los recursos para la ejecución del programa, este último no podrá transferir los recursos a las EED y Transelectric a tiempo, por lo que se retrasará el inicio de las obras y, por lo tanto, la entrega de los productos finales. Para mitigar dicho riesgo, se propone incorporar en el convenio subsidiario entre el MEF y el OE, así como en los convenios interinstitucionales, a ser incluidos en el [Manual Operativo del Programa \(MOP\)](#), entre el OE, las EED y Transelectric, la transferencia de los recursos, tanto del financiamiento, como de contrapartida local, en un plazo a definir en el convenio subsidiario, una vez recibida por el MEF, la solicitud para la transferencia correspondiente.
- 2.9 **Gestión Pública y Gobernabilidad.** Se identifica como riesgo medio si, de existir demoras en el proceso de autorización para la contratación de obras por parte del Ministerio de Economía y Finanzas (MEF), habrá retrasos en la ejecución de los proyectos. Para mitigarlo se busca contar con la aprobación temprana de los avales de las contrataciones del programa por parte del MEF, al incluirlo como cláusula contractual previo al primer desembolso.
- 2.10 **Sostenibilidad.** Las inversiones a financiar son sostenibles en el mediano y largo plazo, dado que los proyectos incluidos en la operación están priorizados en los planes de expansión del subsector, y una vez concluidas las obras formarán parte de los activos de las empresas eléctricas respectivas (¶3.1). Los costos de operación y mantenimiento se incluirán en los presupuestos de dichas entidades, y el OE presentará al Banco el plan de mantenimiento anual.

III. PLAN DE IMPLEMENTACIÓN Y GESTIÓN

A. Resumen de los Arreglos de Implementación

- 3.1 El OE es el MERNNR, como institución rectora del subsector (¶1.16), y seguirá el esquema implementado actualmente en los programas en desarrollo, en donde la coordinación centralizada de la ejecución la realizará la UGP, que estará basada en el MERNNR y contará con un coordinador general, un especialista de adquisiciones, un especialista financiero un especialista en gestión ambiental y salud y seguridad ocupacional, y un especialista social, con cargo a los recursos del financiamiento. La UGP supervisará las actividades del programa, que serán ejecutadas directamente por Transelectric y las EED, a las cuales se transferirán los recursos financieros para su ejecución y cuentan con equipos de trabajo conformado por gestores técnicos, socioambientales, financieros, de adquisiciones y legales, quienes supervisarán y reportarán a la UGP el desarrollo de las actividades de la siguiente manera: (i) Transelectric, para las obras del Subcomponente 2.1; y (ii) las EED para las obras del Componente 1, y Subcomponente 2.2. Para la ejecución de las actividades del Componente 3, la UGP coordinará con la Subsecretarías de Distribución y Comercialización de Electricidad y la unidad a cargo de prospectiva y planificación energética. El esquema propuesto facilita una óptima ejecución, como se evidencia en el avance de la cartera actual en desarrollo (¶1.20).

- 3.2 Los roles y responsabilidades de Transelectric y de las EED para la ejecución de las obras del programa estarán definidos en los acuerdos interinstitucionales entre éstas y el OE (§3.4), en donde se incluirán, entre otros, el desarrollo de los procesos pre y contractuales, incluyendo la preparación de los documentos de licitación, gestión contractual, reporte de avance de las obras sobre aspectos técnicos y socioambientales, reportes y conciliaciones bancarias, y toda la información que sea requerida por el OE para el reporte sobre la ejecución del programa.
- 3.3 **Condiciones contractuales especiales previas al primer desembolso del financiamiento.** La ejecución de las siguientes actividades **serán parte de las condiciones contractuales especiales previas al primer desembolso del financiamiento y deberán contar con la no-objeción del BID:** (i) **la suscripción y entrada en vigencia de un convenio subsidiario entre el MEF y el OE, que indique el plazo en que los recursos, tanto del financiamiento, como de contrapartida local, serán registrados en el correlativo del programa, transferidos a las EED y Transelectric, y que los mismos serán usados en los términos y propósitos acordados,** esto con el fin de establecer el vínculo jurídico entre ambas instituciones para el traspaso oportuno y uso apropiado de los recursos de la operación; (ii) **la aprobación por parte del MEF de los avales de las contrataciones y transferencias (desbloqueo) para las actividades incluidas en el [Plan de Adquisiciones \(PA\)](#) inicial, incluyendo las certificaciones plurianuales que correspondan,** de forma que se agilice y asegure la efectiva ejecución del programa en los tiempos establecidos; y (iii) **la aprobación y entrada en vigencia del MOP, que incluye los procedimientos de gestión financiera y, como anexo, los PGAS de los proyectos de la muestra y el MGAS del programa, conforme a los términos y condiciones previamente acordados con el Banco,** de forma que se establezcan las directrices y procedimientos a seguir por el OE, para la exitosa ejecución del programa.
- 3.4 **Condiciones contractuales especiales de ejecución.** Serán condiciones de ejecución: (i) previo al uso de los recursos correspondientes al Componente 3, relacionados al Programa de Fortalecimiento Institucional para el Análisis y Prospectiva Energética, el OE deberá presentar, para no-objeción del Banco, el plan de inversiones y cronograma de ejecución, en donde se identifique el alcance final de las actividades a realizar, las cuales se definirán de acuerdo con la actualización del PME (ver pie de página 1); y (ii) previo a la transferencia de los recursos del programa, del OE a las EED y Transelectric, éstas deberán haber suscrito un convenio interinstitucional con el OE en el cual, entre otros aspectos, establezcan las obligaciones de las partes en el programa, incluyendo, entre otras, la de realizar las actividades que les correspondan de conformidad con lo establecido en el Contrato de Préstamo y el MOP, la obligación de las EED y Transelectric de abrir una cuenta bancaria exclusiva para los recursos del préstamo, y presenten la información que les sea requerida, con el fin de contar con mecanismos que promuevan la oportuna ejecución de la operación, así como mejorar la gobernabilidad y trazabilidad de los recursos durante la recepción y ejecución de fondos que se reciban por parte del OE.
- 3.5 **Plan de Adquisiciones y Políticas de Adquisiciones.** Se acordó un PA, el cual deberá ser actualizado anualmente, coincidente con las evaluaciones anuales y

antes del fin de cada año calendario o cuando sea necesario a lo largo de la duración del proyecto. Para la actualización del PA se utilizará el Sistema de Ejecución de Planes de Adquisiciones. Las adquisiciones de bienes, obras, y servicios de consultoría, se realizarán de acuerdo a las Políticas para la Adquisición de Bienes y Obras financiadas por el BID (GN-2349-9) y las Políticas para la Selección y Contratación de Consultores Financiados por el BID (GN-2350-9), respectivamente. Asimismo, se podría usar el Sistema Nacional de Contratación Pública en proyectos financiados por el Banco, el que aplicaría a los siguientes tipos de contrato: (i) suministro de bienes y servicios diferentes a los de consultoría; (ii) construcción de obras que tengan un costo estimado inferior al monto fijado por el Banco para el Ecuador correspondiente a la licitación pública internacional; y (iii) servicios de consultoría con firmas de montos menores al previsto para la lista corta internacional.

- 3.6 **Desembolsos y anticipos de fondos.** Los desembolsos se realizarán mediante anticipo de fondos, de acuerdo a las necesidades estimadas de liquidez del programa derivadas del Plan Operativo Anual y PA. La programación de necesidades de efectivo tendrá un horizonte móvil de 12 meses y los anticipos cubrirán las necesidades de liquidez hasta por nueve meses, que incluye el tiempo previsto de reportes de las EED y Transelectric al OE.
- 3.7 **Financiamiento retroactivo y reconocimiento de gastos.** El Banco podrá financiar retroactivamente con cargo a los recursos del préstamo, hasta US\$20 millones (20% del financiamiento con recursos de CO), y reconocer con cargo al aporte local, hasta US\$7 millones (20% del aporte local), gastos elegibles efectuados por el OE antes de la fecha de aprobación del préstamo, para pagos efectuados correspondientes a las contrataciones anticipadas y avance de obras de los proyectos, siempre que se hayan cumplido con requisitos sustancialmente análogos a los establecidos en el contrato de préstamo. Dichos gastos deberán haberse efectuado a partir del 6 de abril de 2018 (fecha de aprobación del Perfil de Proyecto), pero en ningún caso se incluirán gastos efectuados más de 18 meses antes de la fecha de aprobación del préstamo.
- 3.8 **Auditorías.** La auditoría externa del programa será provista por una firma de auditores externos aceptable para el BID, contratados con cargo al préstamo y sobre la base de términos de referencia acordados entre el BID y el OE.

B. Resumen de los Arreglos para el Monitoreo de Resultados

- 3.9 **Arreglos de monitoreo.** El Banco realizará visitas técnicas semestrales al OE para revisar el avance de obras y hacer los ajustes que se deriven de su ejecución. Se harán visitas de supervisión fiduciaria anuales. Se tienen previstas auditorías externas contables y operacionales para la validación del uso de los recursos del financiamiento, y de los procesos y controles internos operativos. Se enviarán al Banco informes semestrales de avance de ejecución, que incluirán, tanto el avance técnico y financiero del programa, así como el informe de monitoreo y progreso (ver [Plan de Monitoreo y Evaluación](#)).
- 3.10 **Arreglos para la evaluación del programa.** La evaluación del programa incluye una evaluación intermedia y una final, financiadas con recursos del préstamo. La evaluación intermedia será contratada por el OE en un plazo máximo de 30 meses

a partir de la entrada en vigencia del contrato de préstamo. La evaluación final deberá estar contratada por el OE en el momento de solicitar el último desembolso de los recursos del préstamo. La evaluación final determinará el grado de cumplimiento de las metas establecidas en la Matriz de Resultados y deberá ser presentada antes del cierre financiero de la operación. Los términos de referencia de las evaluaciones intermedia y final deberán contar con la no-objeción del Banco. Los reportes semestrales y anuales serán presentados por el OE según el Plan de Monitoreo y Evaluación del programa.

| Matriz de Efectividad en el Desarrollo | | |
|---|--|--|
| Resumen | | |
| I. Prioridades corporativas y del país | | |
| 1. Objetivos de desarrollo del BID | Sí | |
| Retos Regionales y Temas Transversales | -Inclusión Social e Igualdad -Productividad e Innovación -Equidad de Género y Diversidad -Cambio Climático y Sostenibilidad Ambiental -Capacidad Institucional y Estado de Derecho | |
| Indicadores de desarrollo de países | -Agencias gubernamentales beneficiadas por proyectos que fortalecen los instrumentos tecnológicos y de gestión para mejorar la provisión de servicios públicos (#)* -Hogares con acceso Nuevo o mejorado al suministro de electricidad (#)* -Líneas de transmisión y distribución de electricidad instaladas o mejoradas (km)* | |
| 2. Objetivos de desarrollo del país | Sí | |
| Matriz de resultados de la estrategia de país | GN-2924 | Avanzar en la reforma energética ecuatoriana |
| Matriz de resultados del programa de país | GN-2915 | La intervención está incluida en el Programa de Operaciones de 2018. |
| Relevancia del proyecto a los retos de desarrollo del país (si no se encuadra dentro de la estrategia de país o el programa de país) | | |
| II. Development Outcomes - Evaluability | | Evaluable |
| 3. Evaluación basada en pruebas y solución | 7.7 | |
| 3.1 Diagnóstico del Programa | 3.0 | |
| 3.2 Intervenciones o Soluciones Propuestas | 1.7 | |
| 3.3 Calidad de la Matriz de Resultados | 3.0 | |
| 4. Análisis económico ex ante | 10.0 | |
| 4.1 El programa tiene una TIR/VPN, o resultados clave identificados para ACE | 3.0 | |
| 4.2 Beneficios Identificados y Cuantificados | 3.0 | |
| 4.3 Supuestos Razonables | 1.0 | |
| 4.4 Análisis de Sensibilidad | 2.0 | |
| 4.5 Consistencia con la matriz de resultados | 1.0 | |
| 5. Evaluación y seguimiento | 8.5 | |
| 5.1 Mecanismos de Monitoreo | 2.5 | |
| 5.2 Plan de Evaluación | 6.0 | |
| III. Matriz de seguimiento de riesgos y mitigación | | |
| Calificación de riesgo global = magnitud de los riesgos*probabilidad | Medio | |
| Se han calificado todos los riesgos por magnitud y probabilidad | Sí | |
| Se han identificado medidas adecuadas de mitigación para los riesgos principales | Sí | |
| Las medidas de mitigación tienen indicadores para el seguimiento de su implementación | Sí | |
| Clasificación de los riesgos ambientales y sociales | B | |
| IV. Función del BID - Adicionalidad | | |
| El proyecto se basa en el uso de los sistemas nacionales | | |
| Fiduciarios (criterios de VPC/FMP) | Sí | Administración financiera: Presupuesto, Tesorería, Contabilidad y emisión de informes. Adquisiciones y contrataciones: Sistema de información, Licitación pública nacional. |
| No-Fiduciarios | | |
| La participación del BID promueve mejoras adicionales en los presuntos beneficiarios o la entidad del sector público en las siguientes dimensiones: | | |
| Antes de la aprobación se brindó a la entidad del sector público asistencia técnica adicional (por encima de la preparación de proyecto) para aumentar las probabilidades de éxito del proyecto | | |

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

El objetivo de esta operación es contribuir a la modernización y mejora de la confiabilidad y capacidad del sistema eléctrico ecuatoriano, mediante: (i) la automatización, renovación y repotenciación de equipamiento eléctrico en el Sistema Nacional de Transmisión (SNT) y el Sistema Nacional de Distribución (SND), que permita aumentar la confiabilidad del Sistema Nacional Interconectado (SNI); y (ii) el fortalecimiento de la planificación y gestión del SIN para facilitar su capacidad de expansión, así como mejorar la calidad y confiabilidad de la prestación de servicio.

La documentación está bien estructurada—se provee un buen resumen de los logros alcanzados por el sector en los últimos diez años, y se identifican y cuantifican dos retos principales. Específicamente, se identifican dos áreas que tienen el potencial de generar riesgos para mantener la calidad y continuidad actual de la prestación del servicio eléctrico: 1) modernización del Sistema Nacional de Distribución; y 2) renovación de equipamiento que ha cumplido su vida útil o excedido su capacidad de diseño.

El programa se estructura bajo la modalidad de préstamo de inversión de obras múltiples, dado que los proyectos a financiar son físicamente similares, pero independientes entre sí. Los proyectos de la muestra constituyen el 30% del presupuesto a financiar con recursos del financiamiento y son representativos de las obras a financiar por el programa. La solución propuesta está claramente vinculada con los problemas y retos identificados. La matriz de resultados (MR) refleja los objetivos del proyecto y muestra una lógica vertical clara para cada uno de los tres componentes. Los indicadores de impacto se derivan del análisis económico ex ante y los indicadores de nivel inferior reflejan el diseño de los tres componentes. La MR incluye indicadores SMART a nivel de producto, resultados, e impacto, con sus respectivos valores de línea de base, metas, y medios para coleccionar la información.

El análisis económico es en función a una muestra representativa del 68% del monto del programa, el cual se basa en un ejercicio de Costo-Beneficio. Los beneficios principales son en función a la reducción de pérdidas de electricidad y a la mejora en la confiabilidad del servicio. Los resultados del análisis integral muestran una tasa interna de retorno (TIR) de 32.3% y un valor presente neto (VPN) de US\$1,625 millones. Se realiza un análisis de sensibilidad bajo escenarios alternativos modificando las variables principales que pueden afectar los costos y beneficios. El escenario conservador encuentra un TIR de 28.1%, con un VPN de US\$1,238 millones.

El plan de monitoreo y evaluación propone una evaluación usando un análisis económico de costo-beneficio ex post el cual se complementa con una evaluación reflexiva (Antes-Después), lo cual es apropiado dada la naturaleza de esta intervención.

Los riesgos identificados en la matriz de riesgo parecen razonables y se clasifican como de riesgo medio (1) y Alto (1). Los riesgos incluyen acciones de mitigación e indicadores de cumplimiento.

MATRIZ DE RESULTADOS

| | |
|-------------------------------|--|
| Objetivo del Proyecto: | Contribuir a la modernización y mejora de la confiabilidad y capacidad del sistema eléctrico ecuatoriano, mediante: (i) la automatización, renovación y repotenciación de equipamiento eléctrico en el SNT y SND, que permita aumentar la confiabilidad del SNI; y (ii) el fortalecimiento de la planificación y gestión del SNI para facilitar su capacidad de expansión, así como mejorar la calidad y confiabilidad de la prestación de servicio. |
|-------------------------------|--|

IMPACTO ESPERADO

| Impacto Esperado | Indicadores | Unidad de medida | Línea de base | | Metas | | Medio de verificación |
|--|---|------------------|---------------|------|-------|------|---|
| | | | Valor | Año | Valor | Año | |
| Aumento en la confiabilidad del SND, mediante la mejora de los indicadores globales de calidad en distribución | FMIk, frecuencia media de interrupciones por kVA. | fallas/año | 5,09 | 2017 | 4,28 | 2023 | Informe estadístico del órgano rector del subsector eléctrico |
| | TTIk, tiempo total de interrupciones por kVA. | horas/año | 5,01 | | 4,22 | | |

RESULTADOS ESPERADOS

| Resultados Esperados | Indicador | Unidad de medida | Línea de base | | Intermedios | | Metas | | Medio de verificación | Observaciones |
|---|--|------------------|---------------|------|-------------|------|--------|------|--------------------------------|--|
| | | | Valor | Año | Valor | Año | Valor | Año | | |
| Componente 2. Renovación y repotenciación de activos del sector eléctrico | | | | | | | | | | |
| Aumento en la capacidad firme de transformación del SNT | Megavoltio-Amperios firmes adicionales | MVA | 0 | 2017 | 92 | 2021 | 707 | 2023 | Reporte de avance del programa | La metodología de cálculo se establece en el Plan de Evaluación y Monitoreo |
| Incremento en la cobertura eléctrica | Viviendas con acceso a servicio eléctrico nuevo o mejorado en el área de influencia del programa | viviendas | 0 | 2017 | 40.557 | 2021 | 40.557 | 2023 | Reporte de avance del programa | Se contabilizan únicamente las conexiones directas que se benefician del programa. Este indicador contribuye con el Marco de Resultados Corporativos |
| Mejora de la infraestructura eléctrica nacional | Líneas de distribución eléctrica (mejoradas) | km | 0 | 2017 | 755 | 2021 | 755 | 2023 | Reporte de avance del programa | La metodología de cálculo se establece en el Plan de Evaluación y Monitoreo. Este indicador contribuye con el Marco de Resultados Corporativos |

PRODUCTOS

| Productos | Costo Estimado (US\$) | Unidad de Medida | Línea base 2017 | Años | | | | | Meta final | Medio de Verificación |
|--|-----------------------|------------------|-----------------|------|------|------|------|------|------------|--------------------------------|
| | | | | 2019 | 2020 | 2021 | 2022 | 2023 | | |
| Componente 1. Modernización de la operación y administración del SND | 23.090.000 | | | | | | | | | |
| 1.1. Proyectos de modernización en subtransmisión energizados | 2.973.000 | # Proyectos | 0 | - | - | 4 | 1 | - | 5 | Reporte de avance del proyecto |
| 1.2. Proyectos de modernización en distribución energizados | 20.117.000 | # Proyectos | 0 | - | 15 | 53 | - | - | 68 | |
| Componente 2: Renovación y repotenciación de activos del subsector eléctrico | 72.348.000 | | | | | | | | | |
| Subcomponente 2.1. Renovación SNT | 44.500.000 | | | | | | | | | |
| 2.1.1. Proyectos de repotenciación en transmisión energizados | 44.500.000 | # Proyectos | 0 | - | 0 | 3 | 2 | 1 | 6 | Reporte de avance del proyecto |
| 2.1.1.1 Ampliación SE Taday | 4.132.791 | % ^(*) | 0 | 50 | 40 | 10 | - | - | 100 | |
| 2.1.1.2 Ampliación SE Durán | 797.446 | % ^(*) | 0 | 50 | 40 | 10 | - | - | 100 | |
| 2.1.1.3 Ampliación SE Posorja | 3.055.000 | % ^(*) | 0 | 30 | 40 | 20 | 10 | - | 100 | |
| 2.1.1.4 Ampliación SE Esmeraldas | 3.085.000 | % ^(*) | 0 | 30 | 60 | 10 | - | - | 100 | |
| 2.1.1.5 Ampliación SE Esclusas | 10.224.177 | % ^(*) | 0 | 30 | 40 | 20 | 10 | - | 100 | |
| 2.1.1.6 Ampliación SE Salitral | 23.205.586 | % ^(*) | 0 | 30 | 40 | 10 | 10 | 10 | 100 | |
| Subcomponente 2.2. Renovación SND | 27.848.000 | | | | | | | | | |
| 2.2.1. Proyectos de repotenciación en subtransmisión energizados | 13.714.000 | # Proyectos | 0 | - | - | 14 | - | - | 14 | Reporte de avance del proyecto |
| 2.2.2. Proyectos de repotenciación en distribución energizados | 14.134.000 | # Proyectos | 0 | 14 | 36 | 16 | - | - | 66 | |

| Productos | Costo Estimado (US\$) | Unidad de Medida | Línea base 2017 | Años | | | | | Meta final | Medio de Verificación |
|---|-----------------------|--------------------------|-----------------|------|------|------|------|------|------------|--------------------------------|
| | | | | 2019 | 2020 | 2021 | 2022 | 2023 | | |
| Componente 3. Fortalecimiento institucional para la gestión operacional del subsector eléctrico | 3.562.000 | | | | | | | | | |
| 3.1. Empresas eléctricas reforzadas en gestión ambiental de residuos | 979.000 | # Empresas | 0 | - | 4 | - | - | - | 4 | Reporte de avance del proyecto |
| 3.2. Unidad de Análisis y Prospectiva Energética fortalecida | 2.383.000 | # Unidades | 0 | - | - | - | - | 1 | 1 | |
| 3.3. Plan de Acción de Género para el Sector Eléctrico ejecutado | 200.000 | Plan de Acción ejecutado | 0 | - | - | - | - | 1 | 1 | |

(*) El avance en % para SE incluye las siguientes etapas: estudios y diseños (5%), precontractual (5%) suministro, equipos y materiales (40%), obras civiles (20%), obras electromecánicas (20%), pruebas y energización (10%). Referencia: esquema de reporte de la Agencia de Regulación y Control de Electricidad.

ACUERDOS Y REQUISITOS FIDUCIARIOS

País: Ecuador
Proyecto: EC-L1231
Nombre: Programa de Modernización y Renovación del Sistema Eléctrico Ecuatoriano
Organismo Ejecutor (OE): Ministerio de Energía y Recursos Naturales No Renovables (MERNNR)
Preparado por: Marcela Hidrovo y Gumersindo Velázquez (FMP/CEC)

I. RESUMEN

- 1.1 Este documento contiene los acuerdos fiduciarios de adquisiciones y gestión financiera para la ejecución del programa, elaborados con base en: (i) el contexto fiduciario del país; (ii) evaluación de riesgos fiduciarios; (iii) las actividades de supervisión a la ejecución de los proyectos 3087/OC-EC, 3167/OC-EC, 3187/OC-EC, 3188/CH-EC, 3494/OC-EC, 3494/CH-EC, 3710/OC-EC y 3711-KI-EC; (iv) análisis de capacidad institucional realizado al MERNNR; y (v) los insumos de reuniones con equipos y entidades involucradas en la ejecución del proyecto.

II. CONTEXTO FIDUCIARIO DEL PAÍS

- 2.1 **Sistema Nacional de Adquisiciones.** El convenio respectivo se firmó el 13 de mayo de 2014; el lanzamiento de la implementación del Uso del Sistema País se dio el 24 de septiembre de 2014 y la Resolución No. RE-SERCOP-2014-0000014 se publicó el 4 noviembre 2014. El uso del sistema se aplica a la adquisición y contratación de: (i) bienes y servicios diferentes a los de consultoría y obras cuyo valor estimado sea inferior al monto límite estipulado por el Banco para la Licitación Pública Internacional (LPI); y (ii) servicios de consultoría provistos por firmas, cuyo valor estimado sea menor a US\$200.000, contratos para los cuales la lista corta puede estar conformada íntegramente por firmas nacionales de acuerdo con las Políticas de Consultores.
- 2.2 **Sistema de Gestión Financiera.** Las entidades del gobierno central utilizan el Sistema de Administración Financiera (e-SIGEF), que integra los procesos de presupuesto, contabilidad y tesorería. Las entidades del gobierno están sujetas al control y fiscalización de la Contraloría General del Estado (CGE). En general, los sistemas nacionales de gestión financiera tienen un adecuado nivel de desarrollo, requiriendo ser complementados, para efectos de la ejecución de los proyectos que financia el BID, en lo referente a reportes financieros con registros extracontables y en auditoría externa con firmas auditoras elegibles para el BID. El gobierno se encuentra implementando un nuevo sistema en reemplazo del e-SIGEF y se tiene previsto que inicie su operación en 2019.

III. CONTEXTO FIDUCIARIO DEL ORGANISMO EJECUTOR

- 3.1 El MERNNR es el OE del programa, con la participación de las EED y la Corporación Eléctrica del Ecuador a través de Transelectric.
- 3.2 El MERNNR ha venido utilizando los sistemas nacionales de adquisiciones y gestión financiera. El control interno del MERNNR es realizado mediante la CGE, a través de su Unidad de Auditoría Interna. En cuanto a sistemas informáticos de apoyo a la gestión financiera, el OE se apoya en la herramienta mencionada en el párrafo 3.3. En lo relacionado con las adquisiciones, éstas se registran en el portal de compras públicas, cuando se usan los sistemas del país.
- 3.3 Adicionalmente, durante abril 2015 se realizó un análisis del Sistema de Información de Gestión de Proyectos (SIGPRO) con resultados satisfactorios, el cual se enfoca en sistematizar los procesos de priorización, seguimiento, control y liquidación de los proyectos que actualmente mantiene el MERNNR, e incluye las lecciones aprendidas durante la ejecución de la operación [2608/OC-EC](#), ya finalizada.
- 3.4 La misma estructura de ejecución de este programa es utilizada exitosamente en las operaciones mencionadas en el (¶1.1). Como OE, el MERNNR demostró mantener todas las actividades documentadas, aprobadas y oficializadas a través de su sistema de información y cuentan con funcionarios que han venido acumulando experiencia en la administración de los procesos de gestión financiera y adquisiciones de operaciones financiadas por el Banco. Para este programa, el MERNNR contará con personal de apoyo clave con exclusividad al proyecto, que incluirá al menos un coordinador, un especialista financiero y un responsable en adquisiciones, quienes dependerán de un nivel jerárquico alto para poder interactuar con las demás áreas institucionales involucradas. De ser contratado este equipo para los fines antes mencionados, dicha contratación podría ser financiada con recursos del financiamiento BID. En el MOP se establecerán los perfiles de las personas que se contraten o designen para cumplir estas funciones.

IV. EVALUACIÓN DEL RIESGO FIDUCIARIO Y ACCIONES DE MITIGACIÓN

- 4.1 Se identifica como riesgo alto, el siguiente riesgo: (i) si el MEF no transfiere a tiempo al OE los recursos para la ejecución del programa, este último no podrá transferir los recursos a las EED y Transelectric a tiempo, por lo que se retrasará el inicio de las obras y, por lo tanto, la entrega de los productos finales. Para mitigar dicho riesgo se propone incorporar, en el Convenio Subsidiario entre el MEF y el OE, así como en los convenios interinstitucionales, a ser incluidos en el MOP, entre el OE y las EED y Transelectric, la transferencia oportuna de los recursos, una vez recibidos los desembolsos por concepto de anticipo de fondos otorgados por el Banco. Estos aspectos ya están incluidos, tanto en las condiciones contractuales previas al primer desembolso, como en las condiciones especiales de ejecución.

V. ACUERDOS Y REQUISITOS PARA LA EJECUCIÓN DE LAS ADQUISICIONES

- 5.1 **Ejecución de las adquisiciones.** El PA inicial será por los primeros 18 meses y se actualizará anualmente o cuando sea necesario a lo largo de la duración del programa; la gestión del PA se hará empleando el Sistema de Ejecución de Planes de Adquisiciones (SEPA).
- a. **Adquisiciones de Bienes, Obras y Servicios Diferentes de Consultoría (Política de Adquisiciones GN-2349-9).** El umbral que determina el uso de la LPI será puesto a disposición del MERNNR en la página www.iadb.org/procurement. Los contratos de bienes, obras y servicios diferentes de consultoría generados bajo el programa y sujetos a LPI utilizarán los Documentos Estándar de Licitaciones emitidos por el Banco. Las adquisiciones sujetas a Licitación Pública Nacional y Comparación de Precios utilizarán los documentos acordados con el Banco.
 - b. **Selección y contratación de consultores.** Para la selección y contratación de servicios de consultoría (GN-2350-9), se podrá utilizar cualquiera de los métodos descritos en las Políticas de Consultores, siempre que dicho método haya sido identificado en el PA aprobado por el Banco. El umbral que determina la integración de la lista corta con consultores internacionales será puesto a disposición del programa, en la página www.iadb.org/procurement. Los contratos de servicios de consultoría con firmas generados bajo el programa utilizarán la Solicitud Estándar de Propuestas emitida por el Banco.
 - c. **Selección de los consultores individuales.** En los casos identificados en los PA aprobados, la contratación de consultores individuales contemplará la conformación de una lista corta de individuos calificados obtenida mediante convocatorias locales o internacionales, de ser el caso, y, siguiendo lo establecido en el documento GN-2350-9, Sección V, ¶5.1 al ¶5.4.
 - d. **Capacitación.** En el PA se detallarán las adquisiciones que se aplican a los componentes del proyecto que incluyen elementos de capacitación y que se contratarán como servicios de consultoría y diferentes a consultoría.
 - e. **Uso de Sistema Nacional de Adquisiciones.** La aplicación del Sistema Nacional de Contratación Pública¹ en proyectos financiados por el Banco se adscribirá a los contratos de suministro de bienes y servicios diferentes a los de consultoría, y de construcción de obras que tengan un costo estimado inferior al monto fijado por el Banco para el Ecuador correspondiente a la LPI, así como para servicios de consultoría con firmas de montos menores al previsto para lista corta internacional.

¹ En caso de que el Banco valide otro sistema o subsistema, éste será aplicable a la operación, de acuerdo con lo establecido en el Contrato de Préstamo.

- f. **Preferencia Nacional.** Las ofertas de bienes con origen en el país del Prestatario tendrán una preferencia² de precio equivalente al 15% en contratos sujetos a la LPI.
- g. **Financiamiento retroactivo y reconocimiento de gastos.** El Banco podrá financiar retroactivamente con cargo a los recursos del préstamo, hasta por US\$20 millones (20% del financiamiento con recursos de CO), y reconocer con cargo al aporte local, hasta por US\$7 millones (20% el aporte local), gastos elegibles efectuados por el OE antes de la fecha de aprobación del préstamo, para pagos efectuados correspondientes a las contrataciones anticipadas y avance de obras de los proyectos, siempre que se hayan cumplido con requisitos sustancialmente análogos a los establecidos en el contrato de préstamo. Dichos gastos deberán haberse efectuado a partir del 6 de abril de 2018 (fecha de aprobación del Perfil de Proyecto), pero en ningún caso se incluirán gastos efectuados más de 18 meses antes de la fecha de aprobación del préstamo.

Tabla V-1. Tabla de Montos Límites para LPI y Lista Corta con Conformación Internacional (US\$)

| Obras | | | Bienes | | | Consultoría | |
|------------|-----------------------------|------------------------|----------|-----------------------------|------------------------|--------------------------------------|---------------------------|
| LPI | Licitación Pública Nacional | Comparación de Precios | LPI | Licitación Pública Nacional | Comparación de Precios | Publicidad Internacional consultoría | Lista Corta 100% Nacional |
| ≥3.000.000 | <3.000.000 ≥250.000 | < 250.000 | ≥250.000 | < 250.000 ≥50.000 | < 50.000 | ≥200.000 | <200.000 |

- 5.2 Las adquisiciones principales, al ser parte de los Acuerdos y Requisitos Fiduciarios están a cargo del Responsable de Adquisiciones (RA). Las adquisiciones más relevantes del programa deben ser preparadas con la información que se genera para la elaboración del PA, trabajo conjunto del RA con las Unidades de Compras y Técnicas de la Institución que encabeza el programa y del Especialista Sectorial quien debe asegurar que las adquisiciones van en línea para obtener los resultados y productos de la operación. Una vez aprobado el préstamo, el OE será el responsable de la preparación del PA³ y el RA proveerá y asegurará que estos sean adecuados y tengan la calidad esperada conforme las políticas de adquisiciones.

² Políticas para la Adquisición de Bienes y Obras financiadas por el Banco Interamericano de Desarrollo ([GN-2349-9](#)) Apéndice 2 y el Contrato de Préstamo; y Políticas [GN-2349-9](#) ¶1.16; [GN-2350-9](#) ¶1.23. El prestatario debe preparar y, antes de las negociaciones del préstamo, someter al Banco para su aprobación, un Plan de Adquisiciones aceptable para el Banco para el periodo inicial de por lo menos 18 meses.

³ Ver [Guía para la preparación y aplicación del PA](#)¹⁸.

Tabla V-2. Adquisiciones Principales

| Actividad | Método de Adquisición | Fecha estimada de invitación | Monto estimado miles (US\$) |
|--|-----------------------|------------------------------|-----------------------------|
| 1.- Obras | | | |
| Construcción de obras civiles, provisión de materiales, equipamiento, montaje electromecánico, pruebas y puesta en servicio de las ampliaciones de Subestaciones a 230/138/69 kV – Seis lotes. (ver PA) | LPI | 1er trimestre 2019 | 44.500 |
| Construcción de obras para la mejora de enlaces de comunicación, remodelación de tableros de medición, control y protección para subestaciones, modernización de centros de control de sistemas de subtransmisión y distribución, mejoras de monitoreo para control de parámetros eléctricos en transformadores de potencia, rehabilitación de redes de distribución e instalación de medidores en alimentadores y grandes consumidores, entre otras (se prevén 56 procesos ver PA). | LPN | 1er trimestre 2019 | 46.879 |
| 2.- Bienes | | | |
| Adquisición de 1 S/E Móvil | LPI | 1er trimestre 2019 | 905 |
| 3.- Servicios de consultoría | | | |
| Contratación de Consultores Individuales para la fiscalización de la construcción de obras de repotenciación, reforzamiento, distribución, ampliación y mejoras vinculadas con trabajos relacionados con subestaciones, sistemas de comunicación, de reconectores, de alimentadores y de redes de distribución, etc. (se prevén 54 procesos - ver PA) | 3 CVs | 1er trimestre 2019 | 1.771 |

- 5.3 **Supervisión de adquisiciones.** Los contratos sujetos a revisión ex post por parte del Banco se realizarán conforme a lo establecido en el Apéndice 1 de las Políticas; los contratos con montos iguales o superiores a los indicados en la Tabla VI-3, serán supervisados de manera ex ante. Las visitas de revisión ex post por el Banco se realizarán, al menos una vez cada 12 meses. Los reportes de revisión ex post incluirán al menos una visita de inspección física, cuando corresponda.

Tabla V-3. Límite de Revisión Ex Post (US\$)

| Obras | Bienes | Servicios de Consultoría | Consultoría Individual |
|-------------|----------|--------------------------|------------------------|
| < 3.000.000 | <250.000 | < 200.000 | < 50.000 |

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

- 5.4 **Disposiciones especiales.** Medidas para reducir las probabilidades de corrupción: Atender las disposiciones de las Políticas GN-2349-9) y GN-2350-9 en cuanto a prácticas prohibidas (listas de empresas y personas físicas inelegibles de organismos multilaterales).
- 5.5 **Registros y archivos.** El ejecutor deberá mantener los registros actualizados y los archivos debidamente ordenados con la documentación inherente a adquisiciones y contrataciones en carpeta única; que sea perfectamente diferenciable de los procesos financiados con cada una de las fuentes que forman parte del programa.

VI. ACUERDOS Y REQUISITOS DE GESTIÓN FINANCIERA

- 6.1 **Programación y presupuesto.** El Código Orgánico de Planificación y Finanzas Públicas (COPYFP) establece las normas que rigen la programación, formulación, aprobación, ejecución, control, evaluación y liquidación de los presupuestos. Estas normas son aplicadas a la ejecución de los programas que financia el Banco en el país. El sistema integrado e-SIGEF y el nuevo que desarrolla el gobierno, instrumentalizan y estandarizan la aplicación de estas normas en todo el aparato de gestión pública nacional. El MERNRR gestionará oportunamente la obtención y actualización del dictamen de prioridad e inclusión del programa en el Plan Anual de Inversiones del Gobierno, las respectivas asignaciones presupuestarias, obtenciones de avales necesarios para los procesos contractuales considerando los plazos de ejecución del proyecto, y llevará el control de la ejecución presupuestaria a través de los sistemas respectivos, así como el seguimiento permanente de ejecución de recursos por parte de las EED y Transelectric.
- 6.2 **Contabilidad y sistemas de información.** La contabilidad del proyecto se llevará en el e-SIGEF o en el nuevo sistema que desarrolla el gobierno cuando inicie su operación, en donde se registrarán todos los compromisos y pagos del programa, pero se requerirán de registros extracontables para llevar el detalle por componente y poder generar los informes financieros del programa, mientras se verifica la confiabilidad del nuevo sistema y sus reportes.
- 6.3 **Desembolsos y flujo de fondos.** Desde el 2008 el GdE instauró el mecanismo de Cuenta Única del Tesoro Nacional (CUT) a través de la cual se unificó la gestión de la tesorería de todas las entidades que conforman el gobierno central.
- 6.4 La implementación de este mecanismo no eliminó el sistema de cuentas especiales, o de propósito específico, que se manejan en el Banco Central del Ecuador (BCE) para recibir el financiamiento de préstamos multilaterales. El programa contará con una cuenta especial en el BCE, a donde se desembolsarán los fondos provenientes del financiamiento. Todos los pagos del programa serán ejecutados a través del sistema e-SIGEF o el nuevo sistema mediante débito a la CUT.
- 6.5 De igual forma, cada EED y Transelectric, como co-responsable de ejecución de recursos del programa, contarán con una cuenta bancaria de transferencia exclusiva para el manejo de los recursos que reciba del OE, con el fin de mejorar la trazabilidad de los recursos durante la recepción y ejecución de fondos que se reciban por parte del OE, y serán responsables de realizar conciliaciones bancarias mensuales que adjuntarán a los reportes que se emitan periódicamente al OE.
- 6.6 El Banco efectuará los desembolsos del préstamo al OE mediante la modalidad de anticipos de fondos según las necesidades reales de liquidez del proyecto, incluyendo los compromisos de pago adquiridos por las EED y Transelectric, conforme al plan financiero y flujo de caja detallado que refleja las necesidades reales de recursos para el proyecto, para un periodo de hasta máximo nueve meses, que incluye el tiempo previsto de reportes de EED y Transelectric al OE. A solicitud del Prestatario, el Banco también podrá realizar pagos directos a proveedores o reembolsos de gastos.

- 6.7 En caso de que el OE requiera efectuar desembolsos a las EED y Transelectric, lo hará conforme los requerimientos reales de liquidez de dichas empresas, considerando compromisos de pago adquiridos con terceros, y siempre que se hubiere reportado los pagos del periodo anterior.
- 6.8 La rendición de cuentas en relación con los anticipos se hace según lo establecido en la OP-273-6. Una vez que el OE justifique al menos el 80% del saldo de anticipos anteriores, se puede realizar un nuevo desembolso.
- 6.9 Respecto de los gastos realizados que no sean considerados elegibles por parte del Banco, se acordará entre éste y el OE si los mismos deberán ser reintegrados al Banco, sustituidos por otros gastos elegibles al programa o proceder a la cancelación de los montos involucrados.
- 6.10 La revisión de la documentación soporte de los pagos efectuados es realizada en forma ex post al desembolso de los recursos por parte del Banco y/o los auditores externos.
- 6.11 **Control interno y auditoría interna.** La Constitución de la República del Ecuador establece que la CGE es el ente encargado de dirigir el sistema de control del sector público. Como parte de dicho sector, el OE cuenta con un área de auditoría interna propia que depende directamente de la CGE, sin embargo, el Banco no utiliza sus servicios debido a que ésta no incluye dentro de sus planes de auditoría la revisión del proyecto. El MOP incluirá los principales procesos de control interno necesarios para asegurar que los controles estén funcionando en forma adecuada. Durante la ejecución, el equipo fiduciario evaluará el cumplimiento y la calidad de dichos procesos.
- 6.12 **Control externo e informes.** Debido a que la CGE no cuenta por el momento con la capacidad suficiente para ejercer el control externo sobre proyectos financiados con recursos de endeudamiento externo, la auditoría externa del proyecto será efectuada por auditores independientes aceptables por el Banco, de acuerdo con los requerimientos del BID (OP-273-6). La firma será contratada por el OE sobre la base de términos de referencia previamente acordados con el BID, y la misma podría ser financiada con recursos del financiamiento. Durante la ejecución, los Informes Financieros Auditados se presentan anualmente, dentro de los 120 días siguientes a la fecha de cierre de cada ejercicio económico, o de la fecha del último desembolso. Adicionalmente, el BID podrá requerir del OE reportes o informes financieros no auditados relacionados al proyecto.
- 6.13 No existe una política nacional de revelación pública de los informes de auditoría; no obstante, según la política de acceso y divulgación de información vigente, se deberá publicar en los sistemas del Banco los informes auditados del proyecto.

Tabla VI-1. Plan de Supervisión

| Actividad de supervisión | Plan de supervisión | | | |
|--------------------------|---|---|---|-----------------------------|
| | Naturaleza y alcance | Frecuencia | Responsable | |
| | | | Banco | Tercero |
| Operacional | Revisión del informe de progreso | Semestral | Equipo de proyecto | |
| | Revisión de cartera con ejecutor y MEF | De acuerdo a los Requerimientos del MEF | Equipo de proyecto | MERNNR y MEF |
| Financiera | Revisión de programación de flujo de efectivo y ejecución de desembolsos (incluyendo EED y Transelectric) | A pedido del Banco, con cada solicitud de anticipo, en revisiones de cartera o visitas de supervisión | Equipo de Proyecto | MERNNR |
| | Visitas de supervisión al OE, EED y Transelectric | Anual | Especialista fiduciario | MERNNR, EED y Transelectric |
| | Revisión de informes financieros auditados y no auditados | Anual | Especialista fiduciario y JEP | MERNNR |
| | Revisión solicitudes de desembolso | Periódica | Equipo fiduciario y sectorial | |
| Adquisiciones | Revisión ex post de adquisiciones | Según plan de supervisión | JEP y Especialista Fiduciario | MERNNR y EEDs |
| | Revisión ex ante adquisiciones | De acuerdo con el PA | Jefe de equipo/con apoyo de especialista de adquisiciones | MERNNR |
| | Actualización PA | Anual | Jefe de equipo con apoyo de especialista de adquisiciones | MERNNR |
| Cumplimiento | Cumplimiento condiciones previas | Una vez | Equipo de proyecto | MERNNR |
| | Revisión de asignación presupuestal | Anual | Equipo de proyecto | MERNNR |
| | Presentación de Informes financieros auditados | Anual | Jefe de Equipo y Especialista fiduciario | MERNNR/ Auditor |

- 6.14 **Mecanismo de ejecución.** El OE es el MERNNR, como institución rectora del subsector, y seguirá el esquema implementado actualmente en los programas en desarrollo, donde la coordinación centralizada de la ejecución la realizará la UGP, que estará basada en el MERNNR y contará con un coordinador general, un especialista de adquisiciones y un especialista financiero, con cargo a los recursos del financiamiento. Los detalles se encuentran en la sección III-A-3.1 del POD.
- 6.15 Las actividades principales de la UGP incluyen: (i) la administración de los recursos del préstamo y el manejo de los aspectos fiduciarios (adquisiciones y financieros); (ii) la planificación de la ejecución del préstamo, incluyendo la

preparación de los POA y el monitoreo y la actualización del PA, así como el seguimiento permanente sobre ejecución de recursos por parte de EED-Transelectric; (iii) la coordinación, gestión y supervisión de las actividades referentes a los procesos de adquisiciones para la contratación de bienes, de servicios diferentes a consultoría, de las obras y consultorías firmas e individuos; (iv) la supervisión y monitoreo del avance de ejecución del programa; (v) la preparación de los estados financieros y solicitudes de desembolso; (vi) la contratación de la auditoría externa de informes financieros del programa y entrega oportuna; y (vii) seguimiento al convenio subsidiario y convenios interinstitucionales, entre otras; que se detallarán en el MOP.

- 6.16 En el MOP se establecerá en detalle el mecanismo de ejecución del programa, la composición de la UGP, así como los mecanismos de registro, comunicación, seguimiento de ejecución de recursos y reporte que gobiernen la colaboración contratista EED-Transelectric-MERNNR. Ver [Tabla de Adquisiciones](#).

DOCUMENTO DEL BANCO INTERAMERICANO DE DESARROLLO

PROYECTO DE RESOLUCIÓN DE-___/18

Ecuador. Préstamo ____/OC-EC a la República del Ecuador
Programa de Modernización y Renovación del
Sistema Eléctrico Ecuatoriano

El Directorio Ejecutivo

RESUELVE:

Autorizar al Presidente del Banco, o al representante que él designe, para que, en nombre y representación del Banco, proceda a formalizar el contrato o contratos que sean necesarios con la República del Ecuador, como prestatario, para otorgarle un financiamiento destinado a cooperar en la ejecución del Programa de Modernización y Renovación del Sistema Eléctrico Ecuatoriano. Dicho financiamiento será hasta por la suma de US\$100.000.000, que formen parte de los recursos del Capital Ordinario del Banco, y se sujetará a los Plazos y Condiciones Financieras y a las Condiciones Contractuales Especiales del Resumen de Proyecto de la Propuesta de Préstamo.

(Aprobada el ____ de _____ de 2018)