Documento del Banco Interamericano de Desarrollo

**ECUADOR**

**Programa de Modernización y Renovación del Sistema Eléctrico Ecuatoriano**

**(EC-L1231)**

**Plan de Monitoreo y Evaluación**

Este documento fue preparado por el Equipo de Proyecto compuesto 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 y Gumersindo Velásquez (CAN/CEC); Javier Jimenez y Liza Lutz (LEG/SGO); Marcela Hidrovo (VPC/FMP); Patricia Henríquez y Roberto Leal (VPS/ESG); y Claudio Alatorre (CSD/CCS).

Tabla de Contenido

[I. Introducción 3](#_Toc516499783)

[II. Monitoreo 4](#_Toc516499784)

[Tabla 1. Indicadores de Producto por Componente 4](#_Toc516499785)

[Instrumentos para el Monitoreo de los Indicadores y Recopilación de Datos 6](#_Toc516499786)

[2.6 Plan de Ejecución de Proyecto (PEP). 6](#_Toc516499787)

[2.7 Plan Operativo Anual (POA). 6](#_Toc516499788)

[2.10 Plan de Adquisiciones (PA). 6](#_Toc516499789)

[Presentación de Informes 7](#_Toc516499790)

[Coordinación, Plan de Trabajo y Presupuesto del Monitoreo 8](#_Toc516499791)

[Tabla 2. Monitoreo - Plan de Trabajo y Presupuesto 9](#_Toc516499792)

[III. Evaluación 10](#_Toc516499793)

[Principales Preguntas de Evaluación 10](#_Toc516499794)

[Metodología de Evaluación de Resultados 10](#_Toc516499795)

[Metodología de Evaluación Económica Ex Post 11](#_Toc516499796)

[Principales Indicadores de Resultados 17](#_Toc516499797)

[Información de los Resultados 18](#_Toc516499798)

[Coordinación, Plan De Trabajo Y Presupuesto De La Evaluación 18](#_Toc516499799)

[Tabla 4. Evaluación - Plan de trabajo y Presupuesto 19](#_Toc516499800)

[Anexo I - Metodología de Cálculo Indicador de Impacto 21](#_Toc516499801)

# Introducción

* 1. El **Programa de Modernización y Renovación del Sistema Eléctrico Ecuatoriano** (EC-L1231) 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.
  2. Para el monitoreo y la evaluación de los resultados esperados del proyecto se utilizarán metodologías Antes y Después, así como el Análisis Económico y Financiero ex post de cada una de las obras financiadas por el programa y será una réplica del modelo utilizado ex ante, que se realizó como parte de los estudios de elegibilidad y factibilidad de las mismas.
  3. En la coordinación e implementación del monitoreo y la evaluación del proyecto intervienen distintas entidades responsables de la coordinación y ejecución de las obras, como MERNNR, CELEC EP-Transelectric, las EDDs, la UGP y los especialistas del BID tanto de la Sede como de la Oficina de País. Se podrá contratar el apoyo técnico de especialistas externos.
  4. A continuación, se detallan los impactos esperados de la operación EC-L1231:

|  |  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| **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.  TTIk, tiempo total de interrupciones por kVA. | fallas/año  horas/año | 5,09  5,01 | 2017 | 4,28  4,22 | 2023 | Informe estadístico del órgano rector del subsector eléctrico. |

Ver Metodología de Cálculo en **Anexo I**

# Monitoreo

* 1. **Indicadores.** A continuación, se presentan los indicadores definidos para el monitoreo del avance en la implementación de los principales productos del proyecto Programa de Modernización y Renovación del Sistema Eléctrico Ecuatoriano (EC-L1231).

**Tabla 1. Indicadores de Producto por Componente**

| **Productos** | | **Costo Estimado (US$)** | **Unidad de medida** | **Línea base 2017** | **Año** | | | | | **Meta final** | **Medio de verificación** |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| **2019** | **2020** | **2021** | **2022** | **2023** |
| **Componente I: 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 II: Renovación y repotenciación de activos del sector 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 | | 23.188.542 | %\* | 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 |
| **Componente III: Fortalecimiento institucional para la gestión operacional del sector 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 |
|  | |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
|  | | | | | | | | | | |

* 1. Se tomo la muestra de proyectos utilizada durante la preparacion del proyecto para hacer la línea de base. La línea de base se irá actualizando conforme se incluyan la totalidad de las obras a ser financiadas por el proyecto. La UGP será responsable por la consolidación de la línea de base y de los ajustes requeridos a las metas establecidas en la Matriz de Resultados del proyecto.

**Instrumentos para el Monitoreo de los Indicadores y Recopilación de Datos**

* 1. El Ejecutor del Programa será el MERNNR, con el apoyo técnico de las EEDs y de CELEC EP-Transelectric, siguiendo el mismo esquema implementado en las operaciones actualmente en ejecución. La aprobación del proyecto se hará en la modalidad de obras múltiples, para lo cual se evaluará una muestra representativa de los proyectos a ser financiados. El proceso de ejecución de los proyectos de distribución tiene como soporte principal de comunicación y monitoreo, el Sistema de Gestión de Proyectos (SIGPRO). Los diferentes tipos de adquisiciones de bienes, obras, y servicios de consultoría, se realizarán de acuerdo a las políticas GN-2349-9 y GN-2350-9.
  2. El MERNNR, a través de la UGP es el encargado de la planeación y monitoreo de los proyectos del BID. El Ministerio reforzará la UGP para la gestión incremental que demandará este nuevo programa.
  3. La UGP, en coordinación con las EED y CELEC EP-Transelectric realizará, entre otras, las siguientes actividades para la planeación del Programa:
  4. Plan de Ejecución de Proyecto (PEP).El PEP establece el calendario de los desembolsos (número y monto de los desembolsos) en función de los indicadores de desempeño, ya incluidos en la Matriz de Resultado, y el tiempo de ejecución del proyecto.
  5. Plan Operativo Anual (POA). El POA consolida todas las actividades que serán desarrolladas durante determinado período de ejecución, por producto y cuenta con un cronograma físico financiero.
  6. La UGP presentará **semestralmente**, como parte integral de los informes semestrales de seguimiento, el PEP y el POA para los siguientes dos semestres, incluyendo las actividades, cronogramas y presupuestos estimados para los proyectos financiados el año consecutivo anterior y aquellos propuestos para el año siguiente.
  7. El PEP y POA del primer año serán incluidos en el informe inicial de la operación que deriva del Taller de Arranque de la operación. Este informe inicial debe contener como mínimo, la siguiente, información: (i) estado de ejecución del proyecto, discriminado por componentes; (ii) el plan de adquisiciones del programa incluyendo presupuesto y proyecciones de desembolsos; (iii) indicadores con metas y resultados previstos; (iv) indicadores de productos para cada componente, de acuerdo a la Matriz de Resultados y el cronograma de su implementación.
  8. Plan de Adquisiciones (PA). Este instrumento tiene por finalidad presentar al Banco y hacer público el detalle de todas las adquisiciones y contrataciones que serán efectuadas en un determinado periodo de ejecución del proyecto. El PA informa sobres las adquisiciones y contratos que se ejecutarán de conformidad con las “Políticas para Adquisiciones de bienes y obras financiadas por el Banco”   
     (GN-2349-9) y las “Políticas para la selección y contratación de consultores financiadas por el Banco” (GN-2350-9) de conformidad con lo establecido en el Contrato de Préstamo. El PA debe ser presentado como parte integral de los informes semestrales de seguimiento, para consideración del Banco, y debe ser actualizado anualmente o cuando sea necesario, durante todo el período de ejecución del proyecto.
  9. En cuanto al monitoreo del proyecto, **los principales medios de verificación corresponden a documentos administrativos y contractuales del MERNNR**, a saber: (i) informes semestrales de avance de ejecución, (ii) informe de evaluación de medio término, (iii) informes de avance físico y financiero de los proyectos ejecutados por las EEDs y por CELEC EP-Transelectric.
  10. El Equipo de Proyecto, realizará **Visitas de Inspección** anuales con la finalidad de monitorear las actividades del proyecto. También se apoyará de Misiones de Administración anuales con el objetivo de analizar los avances del proyecto y tratar temas específicos identificados.
  11. Finalmente, durante la ejecución del proyecto, la UGP presentará anualmente al Banco los reportes financieros auditados del proyecto. Para el efecto contratará la **Auditoría Financiera** correspondiente, en los términos establecidos en las Condiciones Generales del Contrato de Préstamo.

Presentación de Informes

* 1. Durante la ejecución del programa se prevé la entrega de **Informes Semestrales** para conocer el avance del proyecto. Dichos informes serán elaborados por la UGP y entregados a la División de Energía del BID, a través del Jefe de Equipo, a más tardar 60 días posteriores al cierre de cada semestre e incluye la actualización de la matriz de riesgo.
  2. Este informe tiene por finalidad presentar al Banco los resultados alcanzados en la ejecución del PEP y el PA, así como informar sobre el estado de ejecución de los contratos y programa de inversiones del proyecto. La UGP deberá presentar al Banco informes de avance semestrales, indicando los avances logrados en cada uno de los componentes y en el desempeño global del proyecto, en base a los indicadores acordados bajo la Matriz de Resultados.

Los informes semestrales deberán incluir, como mínimo: (i) cumplimiento de las condiciones contractuales; (ii) descripción e información general sobre las actividades realizadas; (iii) progreso en relación con los indicadores de ejecución y calendario de desembolsos convenido y cronogramas actualizados de ejecución física y desembolsos; (iv) resumen de la situación financiera del proyecto; (v) descripción de los procesos de licitación llevados a cabo; (vi) evaluación general del desempeño de las firmas contratistas; (vii) informe de gestión socio ambiental del proyecto, incluyendo cronogramas, resultados y medidas implementadas para dar cumplimiento al IGAS, (viii) proyección de ejecución física y financiera del programa, (ix) una sección identificando posibles desarrollos o eventos que pudieran poner en riesgo la ejecución del proyecto; (x) el Plan de Adquisiciones; y, (xi) hallazgos y recomendaciones identificados en el período ejecutado.

* 1. Los informes deberán incluir toda la información que sea relevante para reconocer el avance en la medición de los indicadores e identificar necesidades de mejora en el proceso de recolección de información, procesamiento, análisis y reporte de datos.

Coordinación, Plan de Trabajo y Presupuesto del Monitoreo

* 1. La UGP es la responsable, entre otras, de las siguientes actividades, (i) la planificación de la ejecución del programa; (ii) la preparación y actualización de los informes semestrales de avance de ejecución, los que incluirán las actualizaciones del PEP, POA y PA; (iii) el acompañamiento y monitoreo del avance de contratos, incluyendo el apoyo en los procesos de contrataciones, la formulación de los informes de acompañamiento y análisis, y la preparación y tramitación de los pagos correspondientes; (iv) la recolección de datos y el seguimiento de los indicadores de productos, resultados e impacto, su procesamiento y análisis; (v) la preparación de los reportes financieros, (vi) la contratación de las auditorías financieras, (vii) la contratación de las evaluaciones intermedia y final del programa; y (viii) el mantenimiento de la información relevante sobre la ejecución y el monitoreo de las actividades del programa y sus recursos; de forma ordenada, accesible y actualizada.
  2. Por su parte el BID, a través del Jefe de Equipo de Proyecto es responsable de coordinar y asegurar que el plan de monitoreo cumple con la calidad técnica y dentro de los tiempos establecidos. Para ello, llevará a cabo reuniones periódicas con los responsables de la ejecución de este plan y de ser necesario solicitará informes o presentaciones de resultados extraordinarios.
  3. Los resultados de los indicadores al final de la ejecución de la operación deberán ser incluidos en el Informe Final siguiendo la guía de Terminación de Proyecto (PCR, por sus siglas en inglés) del Banco.

Tabla 2. Monitoreo - Plan de Trabajo y Presupuesto

| **Principales actividades de seguimiento/Productos por actividad** | | **2019** | | | | | | **2020** | | | | | | | | | | | | | **2021** | | | | | | | | | | | **2022** | | | | | | | | **2023** | | | | | | **Responsable** | **Costo** | **Financiamiento** |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| **T1** | | **T2** | | **T3** | **T4** | **T1** | | **T2** | | | | **T3** | | | | **T4** | | | **T1** | | | | **T2** | | **T3** | | **T4** | | | **T1** | | **T2** | | **T3** | **T4** | | | **T1** | | **T2** | | **T3** | **T4** | **(US$)** |
| [[1]](#footnote-2)Actividades de Monitoreo[[2]](#footnote-3) | |  | |  | |  |  |  | |  | | | |  | | | |  | | |  | | | |  | |  | |  | | |  | |  | |  |  | | |  | |  | |  |  |  |  |  |
| 1.Taller de Arranque de la Operación | |  | |  | |  |  |  | |  | | | |  | | | |  | | |  | | | |  | |  | |  | | |  | |  | |  |  | | |  | |  | |  |  | MERNNR/  BID | 30.000 | BID |
| 2.Taller de PMR | |  | |  | |  |  |  | |  | | | |  | | | |  | | |  | | | |  | |  | |  | | |  | |  | |  |  | | |  | |  | |  |  |
| 3. Taller de temas de gestión financiera | |  | |  | |  |  |  | |  | | | |  | | | |  | | |  | | | |  | |  | |  | | |  | |  | |  |  | | |  | |  | |  |  |
| 4. Monitoreo Fiduciario | |  | |  | |  |  |  | |  | | | |  | | | |  | | |  | | | |  | |  | |  | | |  | |  | |  |  | | |  | |  | |  |  |
| 5. Taller de Apoyo en Adquisiciones | |  | |  | |  |  |  | |  | | | |  | | | |  | | |  | | | |  | |  | |  | | |  | |  | |  |  | | |  | |  | |  |  |
| 6. Reuniones semestrales | |  | |  | |  |  |  | |  | | | |  | | | |  | | |  | | | |  | |  | |  | | |  | |  | |  |  | | |  | |  | |  |  |
| 7. Visitas técnicas | |  | |  | |  |  |  | |  | | | |  | | | |  | | |  | | | |  | |  | |  | | |  | |  | |  |  | | |  | |  | |  |  |
| 8. Visitas de supervisión social y ambiental | |  | |  | |  |  |  | |  | | | |  | | | |  | | |  | | | |  | |  | |  | | |  | |  | |  |  | | |  | |  | |  |  |
| **Componente I – Modernización de la operación y administración del SND** | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| Recopilación de información | |  | |  | |  |  |  | |  | | | | | |  | |  | | | | |  | |  | |  | |  | | |  | |  | |  |  | |  | |  | |  | |  | MERNNR/UGP | 40.000 | MERNNR |
| **Componente II – Renovación y repotenciación de activos del sector eléctrico** | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| Recopilación de información | |  | |  | |  |  |  | | | |  | | |  | | | |  | | |  | |  | |  | |  | | |  | | |  | |  |  | |  | |  | |  | |  | MERNNR/UGP | 40.000 | MERNNR |
| **Componente III – Fortalecimiento institucional para la gestión operacional del sector eléctrico** | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| Recopilación de información |  | |  | |  | |  | |  | |  | | | | | |  | | |  | |  | |  | |  | |  | |  | | |  | |  | | |  |  | |  | | |  |  | MERNNR/UGP | 40.000 | MERNNR |
| **Procesamiento y Análisis de información** |  | |  | |  | |  | |  | | | |  | | | |  | | |  | |  | |  | |  | |  | |  | | |  | |  | | |  |  | |  | | |  |  | MERNNR/UGP | 20.000 | MERNNR |
| Informe de avance semestral del proyecto |  | |  | |  | |  | |  | | | |  | | | |  | | |  | |  | |  | |  | |  | |  | | |  | |  | | |  |  | |  | | |  |  | MERNNR/UGP | 20.000 | MERNNR |
| **TOTAL** |  | |  | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |  | |  | | |  |  |  | 190.000 |  |

# Evaluación

#### El OE contratará las evaluaciones externas e independientes de medio término y final. Estas evaluaciones serán financiadas con recursos del proyecto y serán realizadas por consultores individuales o firmas consultoras independientes y calificadas, cuyos términos de referencia deberán contar con la No objeción del BID.

#### La evaluación intermedia será contratada por el OE en un plazo máximo de 30 meses a partir de la elegibilidad del programa y se entregará 120 dìas despues de contratada. El OE realizará esta evaluación intermedia para verificar el cumplimiento en la ejecución general del proyecto y el avance hacia la consecución de metas de la Matriz de Resultados.

#### Esta evaluación se realizará siguiendo el formato de PCR e identificará si el proyecto está logrando los resultados últimos previstos y si está avanzando adecuadamente hacia la consecución del objetivo planteado. Además, analizará la estrategia de la operación y su pertinencia para la situación del entorno. Verificará si los supuestos indicados en la Matriz de Resultados se han cumplido. También incluirá un análisis de los arreglos operativos y administrativos empleados y recomendaciones para su optimización. Asimismo, analizará el cumplimiento de los compromisos establecidos en el Contrato de Préstamo, y en el MOP. La evaluación de medio término deberá orientar a los ejecutores del proyecto respecto a ajustes estratégicos y operativos que fuesen necesarios adoptar.

#### 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. El Análisis Económico y Financiero ex post se desarrollará siguiendo la misma metodología básica descrita para el ex ante.

#### La Evaluación Final se realizará en formato de PCR. La misma que deberá estar contratada por el OE en el momento de solicitar el último desembolso de los recursos del préstamo y se entregará 90 días después del misma.

#### **Principales Preguntas de Evaluación**

#### La evaluación del Programa busca responder a las siguientes interrogantes:

#### ¿El Programa apoya el reforzamiento y la expansión de la infraestructura eléctrica en Alta Tension, Media Tension y Baja Tension?; ¿El Programa mejora los niveles de confiabilidad del servicio eléctrico, en cuanto a tiempo de interrupciones del servicio eléctrico y frecuencia con la que se dan esas interrupciones?, ¿El Programa contribuye al aumento de cobertura eléctrica del Ecuador?

#### **Metodología de Evaluación de Resultados**

#### La evaluación consistirá en una evaluación de medio término, y una final, que incluye un análisis económico y financiero ex post. El informe final seguirá el formato de la guía PCR. La evaluación ex post permitiría reportar si los beneficios realizados fueron suficientes para recuperar la inversión versus los costos planeados; y además si con los costos incurridos y los beneficios obtenidos con la ejecución del proyecto el mismo generó valor para la sociedad.

#### Los siguientes criterios deberán considerarse para la preparación de la evaluación final.

1. Relevancia: ¿Los resultados del proyecto fueron consistentes con las áreas estratégicas y prioridades de país identificadas?
2. Efectividad: ¿Los resultados del proyecto son consistentes con sus objetivos originales o modificados?
3. Eficiencia: ¿El costo del proyecto fue costo-efectivo? ¿Fue el proyecto la opción menos costosa? Si el proyecto tuvo atrasos, esto afectó su efectividad. Evaluar, los costos incurridos, tiempo de ejecución y resultados alcanzados con relación a otros programas similares.

#### La evaluación de la Relevancia, Efectividad y Eficiencia será lo más objetiva posible e incluirá evidencia empírica suficiente y convincente. Idealmente, el sistema de monitoreo del programa debe entregar información cuantificable que puede conducir a una sólida evaluación de la eficacia y la eficiencia del programa. Dado que los programas tienen diferentes objetivos, los resultados evaluados no son comparables y no pueden ser agregados. Los resultados se clasifican de la siguiente:

#### Excelente (HS). Si los resultados del proyecto se lograron plenamente o se superaron. Los objetivos de indicadores de resultados se lograron plenamente o fueron superados y se pueden atribuir al proyecto.;

#### Satisfactorio (S). Si los resultados del proyecto se lograron en gran parte. Esto significa que los objetivos de los indicadores de resultados se cumplieron en igual o mayor medida que el 80% o más en promedio y se pueden atribuir al proyecto.;

#### Parcialmente Insatisfactoria (PI). Si los resultados del proyecto se lograron parcialmente. Esto significa que el logro promedio atribuible de los indicadores de resultados se cumplió entre el 51% y el 79%;

#### Insatisfactorio (I). Si los resultados del proyecto no se lograron. Esto significa que el logro promedio atribuible de los indicadores de resultados se cumplió en una media igual o menor al 50%.;

#### **Metodología de Evaluación Económica Ex Post**

#### Se utilizarán la metodología Análisis Costo-Beneficio ex Post para medir los indicadores de resultado del Programa.

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

#### Resumen de Principales Supuestos, Fundamentos y Fuentes de Información de la Evaluación ExPost:

| **Proyecto** | **Costo/Beneficio** | **Fundamento Cualitativo** | **Fuente(s) de Información** |
| --- | --- | --- | --- |
| **C I. 1**  **modernización en Subtransmisión y Distribución** | **Costo de Operación y Mantenimiento** | Toda nueva infraestructura demanda recursos para su mantenimiento preventivo y correctivo. Se aplica como un porcentaje anual constante respecto del monto invertido. | Valores típicos de la industria ecuatoriana recopilados en trabajos de evaluación anteriores como el programa EC-L1121:   * Subtransmisión: 4% * Distribución: 8% |
| **Menor Energía No Suministrada** | La reducción de interrupciones de servicio evita los costos de falta de energía para los clientes y eventuales multas que se cobrarían a la distribuidora acorde con los mismos costos. | Estimación de indicadores TTIK (horas/año) por zona de influencia de cada proyecto (sin y con proyecto), entregada por las distribuidoras.  Costo de la Energía No Suministrada (CENS): 1533 US$/MWh. Fuente: Methodolgy for Estimating the Cost of Energy not Supplied – Ecuadorian Case-. Paul Vasquez y Ángel Vaca. |
| **Reducción Pérdidas No Técnicas: Mayor Venta de Energía** | La modernización de redes de distribución, en algunos casos incluye la normalización de consumos no registrados. La instalación de medidores permite su facturación y, al mismo tiempo, permite a los clientes regular su consumo a la baja según su capacidad económica. | Se asume que el consumo leído es menor que la energía consumida sin proyecto por un factor típico de 2.2, basado en la experiencia latinoamericana del consultor en proyectos de reducción de pérdidas no técnicas.  Precio Medio de Venta por EED (Estadística del Sector Eléctrico 2016, ARCONEL) |
| **Reducción Pérdidas No Técnicas: Menor Compra de Energía.** | El monto de menor energía a comprar corresponde a la estimación de reducción de pérdidas no técnicas realizada por cada distribuidora. Este es valorado según el Precio Medio de Compra de Energía por EED (Estadística del Sector Eléctrico 2016, ARCONEL). |
| **Costo por Aumento de Generación** | El mayor flujo de energía que es posible con el proyecto requiere una mayor generación de la misma, ampliada por las pérdidas técnicas de transmisión y valorada según costos variables (US$/kWh) | Proyección de Costos Variables de Generación (PME 2016-2025).  Pérdidas Técnicas en el Sistema de Transmisión (Estadísticas Sector Eléctrico 2016, ARCONEL) |
| **Subsidio Combustibles asociados con mayor Generación** | La mayor generación demandada por el proyecto requiere usar combustible fósil subsidiado en la parte térmica de la matriz energética. | Requerimientos de combustible en la generación. (Proyección PME 2016-2025).  Costo Internacional de Combustibles: Index Mundi (Fuel Oil N°2 y Diésel de ultra bajo azufre, ultra-low sulfur, N°2 precio SPOT FOB puerto de New York. Febrero 2017).  Costo Nacional de Combustibles: EP Petroecuador. Febrero 2017. |
| **C II. 1.**  **Renovación y Repotenciación del Sistema Nacional de Transmisión** | **Mayor Venta de Energía** | La mayor capacidad instalada permite suplir el crecimiento de la demanda energética de las EED´s | Capacidad Instalada (MVA) y proyección de demanda (MVA) de subestaciones de transmisión existentes en zona de influencia: SSEE Milagro, Posorja, Esmeraldas, Trinitaria, Caraguay y Salitral, además de la capacidad de generación de la Central Sopladora (Fuente TRANSELECTRIC).  Capacidad Nuevos Proyectos de Transmisión (en MVA). (Fuente TRANSELECTRIC)  Cargo por Medio de Transmisión, cobrado a las distribuidoras, según el Plan Maestro de Electricidad 2016-2025: 6.6 US$/MWh. |
| **Costo Operación y Mantenimiento** | Toda nueva infraestructura demanda recursos operacionales, así como de mantenimiento preventivo y correctivo. Se aplica como un porcentaje anual constante respecto del monto a invertir. | Fuente: porcentaje típico de la industria aportado por el consultor: 2.5% |
| **Beneficio del Consumidor** | La disponibilidad de energía es percibida por el consumidor final como un beneficio representado como el área bajo la curva de demanda. Depende del Precio y cantidad de energía consumida, así como de la Elasticidad Precio de la Demanda. La energía que fluye a cada EED se determina mediante las proyecciones de demanda (MVA) y los Factores de Carga de cada EED. | Fuentes adicionales de información:  Factor de Carga de cada EED (Estadísticas del Sector Eléctrico 2016, ARCONEL); Precios (Proyección Costos del Sector Eléctrico, PME 2016-2025) y Elasticidad Precio de la Demanda, como valor típico de la industria aportado por el Consultor: -0.45 (Valor más conservador, Plan de inversiones en apoyo al cambio de la matriz energética de ecuador / EC-L1160. Evaluación Integral del Programa, J. García 2016). |
| **Costo por mayor Generación** | El mayor flujo de energía que es posible con el proyecto requiere una mayor generación de la misma, ampliada por las pérdidas técnicas de transmisión y valorada según costos variables (US$/kWh) | Proyección de Costos Variables de Generación (PME 2016-2025).  Pérdidas Técnicas en el Sistema de Transmisión (Estadísticas Sector Eléctrico 2016, ARCONEL) |
| **Subsidio Combustibles asociado a la mayor Generación** | La mayor generación demandada por el proyecto requiere usar combustible fósil subsidiado en la parte térmica de la matriz energética. | Requerimientos de combustible en la generación. (Proyección PME 2016-2025).  Costo Internacional de Combustibles: Index Mundi (Fuel Oil N°2 y Diésel de ultra bajo azufre, ultra-low sulfur, N°2 precio SPOT FOB puerto de New York. Febrero 2017).  Costo Nacional de Combustibles: EP Petroecuador. Febrero 2017. |
| **Costo Adicional Distribución** | El beneficio del consumidor final sólo es posible si se realizan en distribución las obras adicionales para el flujo de este gran bloque de potencia. Se estima la inversión adicional y sus costos de operación y mantenimiento. | Se utilizan los ratios de Inversión por MVA en subtransmisión y distribución, a partir de esta misma cartera de proyectos (Componente II. 2 y 3) |
| **CII.2 y 3**  **Renovación y Repotenciación de Subtransmisión y Distribución** | **Mayor Venta de Energía** | La mayor capacidad instalada permite suplir el crecimiento de la demanda energética a nivel de Consumidores Finales. | Capacidad de instalaciones relevantes (MW), con /sin proyecto y demanda 2016 (Dir. Distribución MEER).  Tasa de crecimiento anual de la demanda por EED (Promedio PME 2016-2025)  Factor de Carga Anual por EED (Estadística del Sector Eléctrico 2016, ARCONEL) Se considera potencia facturada a cada EED y su respectiva energía anual vendida.  Precio Medio de Venta por EED (Estadística del Sector Eléctrico 2016, ARCONEL) |
| **Menor Energía No Suministrada** | Al evitar o reducir la duración de interrupciones se evitaría pagar futuras compensaciones a clientes conforme el Costo de Energía No Suministrada. | Costo de Energía No Suministrada (CENS): 1533 US$/MWh (Methodolgy for Estimating the Cost of Energy Not Supplied – Ecuadorian Case-. Paul Vasquez y Ángel Vaca)  Plan de inversiones en apoyo al cambio de la matriz energética de ecuador / EC-L1160. Evaluación Integral del Programa, J. García (2016) |
| **Menores Pérdidas Técnicas** | Los proyectos reducen las pérdidas técnicas, por incremento en capacidad de instalaciones existentes o incorporación de nuevas instalaciones en paralelo, lo que se traduce directamente en menores compras de energía desde las EED’s | Estimación de la reducción de pérdidas técnicas elaborada por las distribuidoras.  Precio Medio de Compra de Energía por EED (Estadística del Sector Eléctrico 2016, ARCONEL) |
| **Reducción Pérdidas No Técnicas: Mayor Venta de Energía** | La modernización de redes de distribución, en algunos casos incluye la normalización de consumos no registrados. La instalación de medidores permite su facturación y, al mismo tiempo, permite a los clientes regular su consumo a la baja según su capacidad económica. | Se asume que el consumo leído es menor que la energía consumida sin proyecto por un factor típico de 2.2, basado en la experiencia latinoamericana del consultor en proyectos de reducción de pérdidas no técnicas.  Precio Medio de Venta por EED (Estadística del Sector Eléctrico 2016, ARCONEL) |
| **Reducción Pérdidas No Técnicas: Menor Compra de Energía.** | El monto de menor energía a comprar corresponde a la estimación de reducción de pérdidas no técnicas realizada por cada distribuidora. Este es valorado según el Precio Medio de Compra de Energía por EED (Estadística del Sector Eléctrico 2016, ARCONEL). |
| **Mayor Compra de Energía** | La mayor energía que es posible abastecer con proyecto, debe ser comprada por cada EED a sus proveedores (Transmisión y Generación). El precio de esta transacción se refleja en las estadísticas como Precio Medio de Compra. | Pérdidas Técnicas y Precio Medio de Compra de Energía por EED (Estadística del Sector Eléctrico 2016, ARCONEL) |
| **Costos de Operación y Mantenimiento** | Toda nueva infraestructura demanda recursos operacionales, así como de mantenimiento preventivo y correctivo. Se aplica como un porcentaje anual constante respecto del monto a invertir. | Fuente: Plan de inversiones en apoyo al cambio de la matriz energética de ecuador / EC-L1160. Evaluación Integral del Programa, J. García (2016)   * Subtransmisión: 4% * Distribución: 8% |
| **Beneficio del Consumidor Final** | La disponibilidad de energía es percibida por el consumidor final como un beneficio representado como el área bajo la curva de demanda. Depende del Precio y cantidad de energía consumida, así como de la Elasticidad Precio de la Demanda. | Fuentes adicionales de información:  Precio Medio de Venta por EED (Estadísticas del Sector Eléctrico 2016, ARCONEL) y Elasticidad Precio de la Demanda, como valor típico de la industria aportado por el Consultor: -0.45 (Valor más conservador. Plan de inversiones en apoyo al cambio de la matriz energética de ecuador / EC-L1160. Evaluación Integral del Programa, J. García 2016). |
| **Costo Variable de Generación** | El mayor flujo de energía que es posible con el proyecto requiere una mayor generación de la misma, ampliada por las pérdidas técnicas de transmisión y valorada según costos variables (US$/kWh) | Proyección de Costos Variables de Generación (PME 2016-2025).  Pérdidas Técnicas en el Sistema de Transmisión (Estadísticas Sector Eléctrico 2016, ARCONEL) |
| **Subsidio Combustibles Generación** | La mayor generación demandada por el proyecto requiere usar combustible fósil subsidiado en la parte térmica de la matriz energética. | Requerimientos de combustible en la generación. (Proyección PME 2016-2025).  Costo Internacional de Combustibles: Index Mundi (Fuel Oil N°2 y Diésel de ultra bajo azufre, ultra-low sulfur, N°2 precio SPOT FOB puerto de New York. Febrero 2017).  Costo Nacional de Combustibles: EP Petroecuador. Febrero 2017. |

#### La información requerida para la evaluación ex post será recopilada anualmente en el informe semestral de progreso correspondiente al segundo semestre de cada año. Este semestre presentará una síntesis de los indicadores anuales requeridos para la evaluación expost del programa.

#### **Lógica vertical**

#### La presente operación busca la materialización de productos que son complementarios para mejorar el desempeño de los sistemas eléctricos en transmisión y distribución. En el componente 1, la automatización del SND (véase en el párrafo 2.19 de la Propuesta de Préstamo, las acciones específicas) facilitan el flujo de información en los sistemas eléctricos, permitiendo la detectar y gestionar de manera óptima la ocurrencia de sobrecargas y fallas del sistema. Ello conduce a una mejor gestión del sistema que permite manejar riesgos de interrupciones, o reducir la duración de interrupciones. Asimismo, los sistemas de información permiten mejorar el monitoreo del estado de la red, que es un elemento de base para efectuar una mejor planeación. El componente 2, se concentra en renovación y repotenciación de la infraestructura física en transmisión y distribución, contribuyendo a ampliar la capacidad del sistema para atender la demanda actual y futura, y al mismo tiempo reduciendo los riesgos de interrupciones debidas a congestión de las líneas de transmisión o distribución.

#### En ese sentido, la operación financiará la modernización y repotenciación de subestaciones y sistemas eléctricos (productos), las cuales propiciarán la mejora en las redes eléctricas, conexión de nuevos usuarios y adición de capacidad firme de transformación (resultados), con lo cual se espera una mejora en la calidad de provisión de servicio (impactos).

#### **Evidencia**

#### En lo que corresponde a los componentes 1 y 2, la intervención contiene dos tipos de tratamiento. Por un lado, la modernización en la infraestructura de gestión de las empresas de distribución y, por otro lado, la renovación y repotenciación de infraestructura eléctrica en transmisión y distribución. Es importante subrayar que ambos tratamientos son complementarios y en la práctica difícilmente separables, complicando la evaluación de sus efectos independientes. Asimismo, se enfatiza que la presente operación financia intervenciones que atienden necesidades localizadas del sistema eléctrico ecuatoriano. En tal sentido, la evaluación se concentra en cuantificar el impacto en términos de la calidad de servicios eléctricos (índice de número y duración de interrupciones de servicio).

#### En este marco, dentro de la literatura que proporciona evidencia empírica sobre la relación entre las intervenciones a efectuar y los impactos esperados, los estudios de caso observacionales de tipo antes-y-después constituyen la evidencia más directa a la presente operación. Dichos estudios incluyen, Jimenez et al (2014), Cajamarca et al (2010) Shahidehpour y Marwli (2000), y Weihui (2000). En general, ellos abordan casos de reemplazo y modernización de infraestructura obsoleta o sobredimensionada con el objeto de mejorar el funcionamiento del sistema (ej. mejorar calidad del servicio). Bajo este tipo de estudios también se puede mencionar como experiencia reciente, el caso de la Distribuidora ENEL en Chile, la cual incorporó en 2014 equipamiento para segmentación y automatización de la gestión de la red con el objetivo de reducir la frecuencia y duración de interrupciones (Informe de Sostenibilidad de ENEL Distribución 2016). Por otro lado, se destaca la escasez de estudios que aborden estrategias de identificación de mayor de rigurosidad. La literatura existente considera a la calidad del servicio como un resultado intermedio en la cadena causal analizada (véase por ejemplo Allcott et al, 2016, y Chakravorty et al., 2014).[[3]](#footnote-4). No obstante, en algunos casos, la naturaleza de la estrategia implementada permite proveer cierta evidencia sobre la efectividad de intervenciones similares a las propuestas en esta operación. Por ejemplo, Allcott et al. (2016) estiman el efecto de las interrupciones eléctricas en el sector manufacturero en India utilizando datos panel de 1992 al 2010 de la producción del sector manufacturero, interrupciones eléctricas en el sector, y precipitación (lluvia). Su estrategia de identificación se basa en variables instrumentales (variabilidad en el suministro de electricidad en función a la disponibilidad de energía hidroeléctrica, condicional al nivel de lluvia a nivel estatal) para medir el efecto de estas interrupciones eléctricas. Los autores encuentran que las interrupciones eléctricas en India reducen los ingresos de las firmas entre 5 y 10 por ciento. Por su parte, las pérdidas de productividad promedio para los son significativamente más pequeñas debido a que la mayoría de los insumos se pueden almacenar durante las interrupciones. Los autores recalcan que los resultados son económicamente similares y estadísticamente indistinguibles bajo una batería de especificaciones alternativas. De igual manera, Chakravorty et al (2014) usan un enfoque de variables instrumentales (diferencia en la densidad de los cables de transmisión por localidad) para capturar diferencias en calidad, las cuales son verificadas en su estudio. El instrumento usado por Chakravorty *et al* alude directamente a problemas de congestión de las líneas de transmisión congruente con el segundo componente del presente préstamo. Los autores investigan el efecto de nuevas conexiones y de la calidad del servicio, definida como horas de suministro diario. El estudio se basa en dos rondas (1994-2005) de un panel representativo de más de 10,000 hogares. Los autores encuentran que una conexión a la red aumenta los ingresos no agrícolas de los hogares rurales en aproximadamente un 9% durante el período de estudio. Sin embargo, una conexión a la red y una mejor calidad de la electricidad (en términos de menos interrupciones y más horas por día) aumenta los ingresos no agrícolas en aproximadamente un 28.6% en el mismo período. De forma similar, en un estudio reciente del BID se analizan los diferentes efectos de las inversiones en transmisión y distribución efectuadas entre 2013 y 2015 en el Ecuador. Bajo un enfoque de diferencias en diferencias, el estudio encuentra que la expansión de capacidad de los sistemas de transmisión y distribución (renovación de equipamientos, y modernización del sistema) han tenido efectos significativos en reducir el número de interrupciones.[[4]](#footnote-5)

#### Estos estudios resaltan la importancia del incremento de la cobertura electrica, mejoras en la infraestructura eléctrica, y la modernización del suministro en generación, subtransmisión y distribución de energía, lo que apunta directamente a un incremento de la capacidad de transformación y a un aumento en la confiabilidad del servicio de electricidad (menos interrupciones, dados por menos frecuencia y tiempo total).

#### **Principales Indicadores de Resultados**

Tabla 3. Indicadores de Resultados

| **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. |

El indicador relacionado con Megavoltio-Amperios firmes adicionales, se diferencia de los productos a financiar, en cuanto a que la capacidad de transformación de los transformadores a ser adquiridos e instalados, sustituirá capacidad de transformación temporal y de emergencia, la cual no se considera como firme, asimismo, liberará capacidad de transformación en subestaciones aledañas.

#### **Información de los Resultados**

#### El Informe Final será elaborado por la UGP, financiado por el préstamo con recursos del BID y entregado a la División de Energía del BID, a través del Jefe de Equipo, como parte del proceso de cierre del programa.

#### Este informe siguiendo el formato PCR será sometido a aprobación por parte del BID.

#### Los resultados de la evaluación final y del análisis económico y financiero ex post serán publicados en la página web del BID con previo consentimiento del Ministerio de Finanzas y del MERNNR, mientras que los informes de progreso serán publicados confidencialmente en ezShare.

#### **Coordinación, Plan De Trabajo Y Presupuesto De La Evaluación**

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

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

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

#### **Tabla 4. Evaluación - Plan de trabajo y Presupuesto**

|  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| **Principales actividades de evaluación** | **2019** | | | | **2020** | | | | **2021** | | | | **2022** | | | | **2023** | | | | **Responsable** | **Costo** | **Financiamiento** |
| **T1** | **T2** | **T3** | **T4** | **T1** | **T2** | **T3** | **T4** | **T1** | **T2** | **T3** | **T4** | **T1** | **T2** | **T3** | **T4** | **T1** | **T2** | **T3** | **T4** | **(US$)** |
| **Componente I – Modernización de la operación y administración del SND** | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| Recopilación de datos finales, visitas de campo |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  | MERNNR-UGP | 10.000 | BID |
| **Componente II – Renovación y repotenciación de activos del sector eléctrico** | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| Recopilación de datos de finales, visitas de campo |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  | MERNNR-UGP | 10.000 | BID |
| **Componente III – Fortalecimiento institucional para la gestión operacional del sector eléctrico** | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| Recopilación de datos finales |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  | MERNNR-UGP | 5.000 | BID |
| **Componente IV. Desarrollo de capacidades institucionales** | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| Procesamiento y Análisis de información |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  | MERNNR-UGP | 80.000 | BID |
| Evaluación de medio termino |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  | MERNNR-UGP | 40.000 | MERNNR |
| Taller preparación informe final |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  | MERNNR-UGP | 20.000 | BID |
| Misión de supervisión final |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  | MERNNR-UGP | 20.000 | BID |
| Análisis Costo Beneficio Ex Post |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  | BID | 30.000 | MERNNR |
| Informe final de evaluación de proyecto |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  | MERNNR-UGP | 50.000 | MERNNR |
| **TOTAL** | | | | | | | | | | | | | | | | |  |  |  |  |  | 265.000 |  |

1. Auditorias

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

#### Los informes auditados serán efectuados por una firma de auditores independientes aceptable para el BID, de acuerdo con Normas Internacionales de Contabilidad y las Normas de Información, y los términos de referencia previamente aprobados por el BID. El costo de estos servicios se financiarán con recursos del programa. Para obtener más detalles acerca de la auditoría del Programa, ver explicación adicional en el Anexo III: Requisitos y acuerdos fiduciarios.

#### El presupuesto asignado para auditorías es de US$150 mil, monto financiado con recursos BID del Préstamo, el IVA será financiado con recursos de contraparte local.

# Anexo I - Metodología de Cálculo Indicador de Impacto

**Indicadores de Calidad del Servicio Técnico**

Basados en la Regulación sobre la Calidad del Servicio Eléctrico de Distribución N° 004/01 emitida en abril de 2001, por Consejo Nacional de Electricidad (actual ARCONEL).

Se realizan controles en función a Índices globales por empresa y por alimentador de medio voltaje. El período de control es anual, por tanto, las empresas distribuidoras presentan informes anuales al ARCONEL, especificando las interrupciones y los índices de control resultantes. **El cálculo de los índices de calidad se efectúa para cada mes del año considerado y para el año completo (Índice Anual).**

Para el cálculo de los índices de calidad de servicio se consideran todas las interrupciones del sistema con duración mayor a tres (3) minutos (programadas y no programadas), incluyendo las de origen externo, debidas a fallas en transmisión. No son consideradas las interrupciones con duración igual o menor a tres (3) minutos.

Para la determinación de los índices se computarán todas las interrupciones que afecten la Red de Medio Voltaje de Distribución, es decir a nivel de alimentadores primarios

**a) Frecuencia Media de Interrupción por kVA nominal Instalado - FMIK (**Expresada en fallas por kVA).

En un período determinado, representa la cantidad de veces que el kVA promedio sufrió una interrupción de servicio;

FMIK = ∑i kVAfsi / kVAinst

kVAfsi; Cantidad de kVA nominales fuera de servicio en cada una de las interrupciones “i”.

kVAinst: Cantidad de kVA nominales instalados

**b) Tiempo Total de interrupción por kVA nominal Instalado – TTIK** (Expresado en horas por kVA)

En un período determinado, representa el tiempo medio en que el kVA promedio no tuvo servicio.

TTIK = (∑i kVAfsi \* Tfsi) / kVAinst

Tfsi : Tiempo de fuera de servicio, para la interrupción ''i''

Los siguientes son los valores referenciales para los índices de calidad del servicio técnico, aplicables según la Regulación de ARCONEL:

|  |  |  |
| --- | --- | --- |
| Índice | Lim FMIK | Lim TTIK |
| Red | 4.0 | 8.0 |
| Alimentador Urbano | 5.0 | 10.0 |
| Alimentador Rural | 6.0 | 18.0 |

1. [↑](#footnote-ref-2)
2. El financiamiento para el seguimiento del programa el cual incluye horas hombre y viajes está incluido en el presupuesto de financiamiento de la UGP. Para el caso del BID, los gastos de seguimiento (viajes) están incluidos en los presupuestos de supervisión anuales. Los talleres de capacitación en temas fiduciarios serán cubiertos con recurso de apoyo a la ejecución del equipo fiduciario en CAN/CEC. [↑](#footnote-ref-3)
3. Allcott, Hunt, Allan Collard-Wexler, and Stephen D. O'Connell. 2016. "How Do Electricity Shortages Affect Industry? Evidence from India." American Economic Review 106 (3): 587–624; Chakravorty, Ujjayant, Martino Pelli, and Beyza Ural Marchand. 2014. “Does the Quality of Electricity Matter? Evidence from Rural India.” Journal of Economic Behavior & Organization [↑](#footnote-ref-4)
4. BID-INE/ENE. 2017. Informe Preliminar de Evaluación de Impacto del Programa de Electrificación Rural y Urbano Marginal – Ecuador. Mimeo. División de Energia. Banco Interamericano de Desarrollo. [↑](#footnote-ref-5)