Documento del Banco Interamericano de Desarrollo

Ecuador

Programa de Reforzamiento del

Sistema Nacional de Distribución Eléctrica del Ecuador

(EC-L1136)

Plan de Monitoreo y Evaluación

Este documento fue preparado equipo de proyecto integrado por Jesús Tejeda (ENE/CEC), Jefe de Equipo; Arnaldo Vieira de Carvalho (INE/ENE), Co-Jefe de Equipo; Carlos Hinestrosa (INE/ENE); Liliana López (INE/ENE), Juan Carlos Páez (INE/ESG); Rafael Poveda (CAN/CEC); Gumersindo Velázquez (FMP/CEC); Gustavo Palmerio (FMP/CEC); Kevin McTigue (LEG/SGO); Javier Cassou (CAN/CEC); bajo la supervisión de Alejandro Melandri, Jefe Interino de la División de Energía (INE/ENE) y Morgan Doyle, Representante en Ecuador (CAN/CEC).

**TABLA DE CONTENIDOS**

I. Introducción 4

a. Antecedentes 4

b. Objetivos y Componentes. 6

II. Monitoreo y Supervisión 6

c. Indicadores 8

d. Recopilación de datos e instrumentos 9

e. Monitoreo de resultados y Presentación de informes 9

f. Coordinación y Plan de trabajo 10

g. Presupuesto del Seguimiento 11

III. Evaluación y Auditoria 12

a) Alcance y productos 12

b) Metodología de Evaluación Socioeconómica 13

c) Auditorias 14

d) Conocimiento existente (evaluaciones previas, análisis económico ex ante) 16

|  |  |
| --- | --- |
| ARF | Acuerdos y Requisitos Fiduciarios |
| BID | Banco Interamericano de Desarrollo |
| CELEC EP | Empresa Pública Estratégica Corporación Eléctrica del Ecuador |
| CENACE | Centro Nacional de Control de Energía |
| CNEL | Corporación Nacional de Electricidad S.A. |
| CO | Capital Ordinario |
| CONELEC | Consejo Nacional de Electricidad |
| CO2 | Bióxido de Carbono |
| CT | Cooperación Técnica |
| DEM | *Development Effectiveness Matrix* (Matriz de Efectividad del BID) |
| EBP | Estrategia del BID con el País |
| EE | Eficiencia Energética |
| EED | Empresas Eléctricas Distribuidoras |
| ER | Energías Renovables |
| FCC | Fondo de Cofinanciamiento Chino |
| GdE | Gobierno de la República del Ecuador |
| GLP | Gas Licuado de Petróleo |
| GWh | Gigavatios-hora |
| IGAS | Informe de Gestión Ambiental y Social |
| km | kilómetros |
| kV | kilovoltio |
| kWh | kilovatio-hora |
| LRSE | Ley de Régimen del Sector Eléctrico |
| L/T | Línea de Transmisión |
| MC-15 | Mandato Constituyente No. 15 del 2008 |
| M&E | Monitoreo y Evaluación |
| MEER | Ministerio de Electricidad y Energía Renovable |
| MF | Ministerio de Finanzas |
| MOP | Manual Operativo del Programa |
| MR | Matriz de Resultados |
| MVA | Megavoltio Amperio |
| MW | Megavatios |
| MWh | Megavatio-hora |
| OE | Organismo Ejecutor |
| O&M | Operación y Mantenimiento |
| PA | Plan de Adquisiciones |
| PGAS | Plan de Gestión Ambiental y Social |
| PND | Plan Nacional de Desarrollo |
| PNBV | Programa Nacional del Buen Vivir |
| POA | Plan Operativo Anual |
| PLANREP | Plan de Reducción de Pérdidas Eléctricas |
| PSP | Política de Servicios Públicos Domiciliarios |
| SND | Sistema Nacional de Distribución |
| S/E | Subestaciones Eléctricas |
| SNT | Sistema Nacional de Transmisión |
| TIRE | Tasa Interna de Retorno Económico |
| UGP | Unidad de Gestión del Programa |
| V | Volts |
| VP | Valor Presente |
| VPNE | Valor Presente Neto Económico |

1. **Introducción**

# El propósito de este documento es describir el proceso de monitoreo y supervisión del Programa de Reforzamiento del Sistema Nacional de Distribución Eléctrica del Ecuador (el Programa) a través de sus indicadores. La sección de Monitoreo describe los indicadores de resultados y productos y los medios de verificación de los mismos, los cuales están plasmados en la Matriz de Resultados (MR) del Programa (*Ver Anexo II del Programa-* LINK)

# El objetivo general del Programa es Fortalecer el Sistema Nacional de Distribución (SND) favoreciendo el cambio de la matriz energética y la provisión de un servicio eléctrico de calidad a los clientes residenciales. Los objetivos específicos son: (i) continuar con el reforzamiento del SND para operar a niveles de 220 V en la red de baja tensión; (ii) incrementar los niveles de confiabilidad del SND; y (iii) contribuir al desarrollo de la estrategia que facilite el desplazamiento de Gas Licuado de Petróleo (GLP) por electricidad en los clientes residenciales.

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

# Con el fin de evaluar el éxito del Programa, las evaluaciones de medio término y de fin de Programa incluirán una revisión técnica del estado de los indicadores de la MR a través de sus medios de verificación y un análisis costo beneficio ex post y una revisión económica financiera de los proyectos financiados tomando como referencia el análisis financiero y costo-beneficio inicial del Programa. Los indicadores seleccionados y consensuados con el Organismo Ejecutor (OE) incluyen valores de línea de base del año 2013. Estos valores fueron generados durante el proceso de diseño del Programa y serán revisados durante el taller de arranque posterior al cumplimiento de las condiciones previas y antes de iniciar su ejecución.

# El Ministerio de Electricidad y Energía Renovable (MEER) como OE del Programa – con el apoyo técnico del Consejo Nacional de Electricidad (CONELEC) y las Empresas Eléctricas Distribuidoras (EED) - será responsable de recabar, actualizar y mantener la información necesaria, incluyendo reportes semestrales, evaluaciones anuales, de medio término, de fin de ejecución y auditorias financieras, con el fin de facilitar la preparación del Reporte de Cierre del Programa (PCR por sus siglas en inglés).

1. Antecedentes

# Dentro de las estrategias planteadas para el alcance de los objetivos del Plan Nacional para el Buen Vivir (PNBV), el cambio de la matriz energética es fundamental y tiene entre sus componentes: (i) incrementar la participación de las Energías Renovables (ER) en la matriz de generación principalmente con el desarrollo de proyectos hidroeléctricos; (ii) reducción de las importaciones de derivados del petróleo con la construcción de la Refinería del Pacífico; y (iii) fomento del uso eficiente de la energía por disminución en el consumo de derivados de petróleo en los clientes residenciales.

# Para la ejecución de varios de estos componentes, se desarrolló el nuevo Plan Maestro de Electrificación 2013-2022 (PME) donde se considera a la soberanía energética como uno de los pilares fundamentales de la política sectorial del Ecuador. El PME plantea la modernización y expansión del sistema eléctrico en consideración de la disponibilidad de suficientes reservas energéticas para garantizar el crecimiento natural de la demanda nacional, la incorporación de nuevas cargas que implica el cambio de la matriz energética del país, la oportunidad de optimización de los costos operativos que brindan las actuales interconexiones internacionales, así como la oportunidad de incrementar los volúmenes de transferencias que permitan al Ecuador participar de forma proactiva en el mercado eléctrico regional.

# El PME señala que la proyección de la demanda constituye el elemento fundamental sobre el cual se desarrolla la planificación de la expansión del sistema eléctrico. El PME considera en la proyección de la demanda de electricidad un escenario base donde se estima un crecimiento promedio anual de 5% entre 2012-2022. Un escenario más optimista que involucra el considerar el desarrollo total de proyectos estratégicos en los próximos años, implica un crecimiento superior al 8%.

# Al 2013 el sistema eléctrico ecuatoriano cuenta con una potencia instalada en generación de 5.100 MW (46% generación con ER, 54% generación térmica). Para atender una gran parte de la demanda proyectada, existen en construcción nuevos proyectos hidroeléctricos por una capacidad adicional de 4.165 MW de los cuales 8 son considerados proyectos emblemáticos, equivalentes a 2.362 MW. Se espera que los proyectos hidroeléctricos emblemáticos ubicados en la vertiente del Amazonas y del Pacífico comiencen a entrar en operación a partir del 2014.

# Bajo cualquiera de los dos escenarios de la demanda proyectada del PME, se requerirá de un Sistema Nacional de Transmisión (SNT) y de un Sistema Nacional de Distribución (SND) robusto y moderno. Actualmente el SNT cuenta con 1.841 kilómetros (km) de Línea de Transmisión (L/T) a 230 kilovoltios (kV) y 1.718 km a 138 kV. También se cuenta con 212 km de L/T internacionales con Colombia a 230 kV y de 107 km con Perú a 230 kV. Bajo el Programa de Expansión de la Transmisión (PET) se construyen obras nuevas del SNT y otras que están previstas iniciar durante el 2015 y que cuentan con recursos de financiamiento local y del BID. A partir del acuerdo de Piura del 2013 firmado entre los Gobiernos de Ecuador y Perú, se prevé la construcción de la L/T en Extra Alta Tensión (EAT) que asegurará el intercambio de mayor energía y de forma continua entre los dos países.

# Por su lado, la infraestructura actual del SND cuenta con una potencia total instalada en transformadores de distribución del orden de 8.113 Megavoltio-Amperio (MVA) que de acuerdo con lo descrito en el PME es suficiente para responder a la demanda actual, pero insuficiente para responder a la demanda proyectada. Cambios importantes en el SND implican obras en: (i) acometidas, medidores y redes de distribución secundarias; (ii) transformadores de distribución; (iii) alimentadores primarios; (iv) ampliación de Subestaciones Eléctricas (S/E); y (v) líneas de subtransmisión.

# El PME igualmente hace énfasis en la creciente necesidad de desarrollar un servicio confiable y de calidad con eficiencia energética, a través de la incorporación de los recientes avances tecnológicos en generación con Energías Renovables (ER) a pequeña y mediana escala, orientación al uso de sistemas para la transmisión flexible de corriente alterna, el uso de sistemas modernos de protección, medición y comunicaciones, automatización de las redes eléctricas de distribución y sub transmisión bajo el principio de las Redes Inteligentes (REDIE). La regulación actual incluye la prioridad de incluir estos principios en la expansión y fortalecimiento del SND.

# El crecimiento de la demanda eléctrica en Ecuador ha sido mayor que el crecimiento de la oferta, evidenciando un diferencial anual que se estima en más de 100 MW. Los márgenes de reserva son elevados pero no se encuentran disponibles de manera permanente debido a la elevada variación de la hidrología entre la temporada lluviosa y el estiaje, a la capacidad de almacenamiento de combustible, así como a los requerimientos de mantenimiento periódico de unidades de generación. Para responder a estos requerimientos, el GdE tiene en construcción varios proyectos hidroeléctricos, de los cuales cerca de 2.362 MW entrarán en operación de forma paulatina desde el 2014.

# Del lado de la transmisión, CELEC EP construye obras previstas en el PET que deberán contribuir al reforzamiento del SNT, incluyendo la construcción de aproximadamente 400 km del primer sistema de transmisión de Extra Alta Tensión (EAT) a 500 kV del Ecuador (Sistema-500), requerido para la evacuación de la energía de la central hidroeléctrica Coca-Codo Sinclair al SNT. Del lado de la distribución, se requiere de inversiones adicionales para garantizar el suministro de energía eléctrica de calidad desde los puntos de entrega del SNT a los clientes finales, bajo los escenarios de demanda proyectada del PME. Las inversiones previstas para el reforzamiento del SND en los próximos tres años incluyen cambios en: (i) acometidas, medidores y redes de distribución secundarias; (ii) transformadores de distribución; (iii) alimentadores primarios; (iv) ampliación de S/E; y (v) líneas de sub-transmisión.

1. Objetivos y Componentes.

# Fortalecer el SND favoreciendo el cambio de la matriz energética y la provisión de un servicio eléctrico de calidad a los clientes residenciales. Los objetivos específicos son: (i) contribuir al reforzamiento del SND para operar a niveles de 220 V en la red de baja tensión; (ii) incrementar los niveles de confiabilidad del SND; y (iii) contribuir al desarrollo de la estrategia que facilite el desplazamiento del consumo de GLP por electricidad en los clientes residenciales. El Programa incluye tres componentes:

# Componente I – Reforzamiento del Sistema Nacional de Distribución (US$203,2 millones). Se financiarán obras en el SND para responder a la demanda eléctrica proyectada y que incluye el reforzamiento de aproximadamente 538 km red de sub trasmisión y de 3.400 km de red de distribución; a través de la construcción y rehabilitación de S/E, transformadores eléctricos, reforzamiento de alimentadores primarios y cambio de acometidas y medidores. El componente I incluye servicios de fiscalización y socialización de las obras del Programa por cada EED.

# El diseño para ejecución del Componente I se ha desarrollado en la modalidad de obras múltiples, para lo cual se han evaluado 190 proyectos, equivalente a 45% de los recursos de financiamiento del BID. Los proyectos evaluados cuentan con diseños definitivos para construcción y documentos de licitación listos para publicación.

# Componente II - Diseño para implementación de la estrategia para la migración de GLP a electricidad en el sector residencial. (US$1,1 millones). El Componente II incluye recursos para financiar: (i) el análisis integral del mercado de GLP; (ii) el análisis de los hábitos de consumo energético en el sector residencial; (iii) la definición del modelo de gestión del Programa de Cocción Eficiente; (iv) la definición del sistema de logística para la distribución masiva de kits de cocción por inducción eléctrica de alta eficiencia; y (v) el monitoreo de indicadores energéticos, sociales, económicos y ambientales.

# Componente III – Fortalecimiento Institucional (US$7,6 millones). El Componente III incluye para financiar: (i) la implementación de un programa de capacitación al personal de las EED asociados a la ejecución del Programa; y (ii) apoyo a las EED en la ejecución de las obras

# El costo estimado del Programa asciende a US$213,8 millones, de los cuales US$140 millones serán financiados por el BID con recursos de Capital Ordinario (CO), US$50,0 millones por el Fondo de Cofinanciamiento Chino (FCC) y US$23,8 millones reconocidos como recursos de contraparte y distribuidos de la siguiente manera.

Cuadro 1 - Costos del Programa (US$ miles)

|  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- |
| **COMPONENTES** | **FINANCIAMIENTO** | | | **TOTAL** |
| **BID** | **FCC** | **CONTRAPARTE** |
| **Componente I. Reforzamiento del Sistema Nacional de Distribución.** | **131.500** | **50.000** | **21.780** | **203.280** |

|  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- |
| Reforzamiento de la red de sub transmisión | 51.175 | 50.000 | 12.141 | 113.316 |
| Reforzamiento de la red de distribución | 74.500 | 0,0 | 8.940 | 83.440 |
| Servicios de fiscalización de las obras financiadas | 4.325 | 0,0 | 519 | 4.844 |
| Campaña Social de acompañamiento a las obras | 1.500 | 0,0 | 180 | 1.680 |
| **Componente II. Diseño para implementación de la estrategia para la migración de GLP a electricidad en el sector residencial.** | **1.000** | **0,0** | **120** | **1.120** |
| **Componente III. Fortalecimiento Institucional** | **7.500** | **0,0** | **900** | **8.400** |
| Programa de capacitación a las EED | 1.500 | 0,0 | 180 | 1.680 |
| Apoyo a la ejecución del Programa (Consultorías, equipos de medición, transporte & mantenimiento, informáticos y sus respectivos programas computacionales (software)) | 6.000 | 0,0 | 720 | 6.720 |
| **Administración del Programa** | **0.0** | **0,0** | **1.000** | **1.000** |
| Monitoreo y Seguimiento del Programa | 0.0 | 0,0 | 150 | 150 |
| Unidad de Gestión del Programa (UGP) | 0.0 | 0,0 | 600 | 600 |
| Evaluación Intermedia y Final del Programa | 0.0 | 0,0 | 100 | 100 |
| Auditorías Externas | 0.0 | 0,0 | 150 | 150 |

|  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- |
| **TOTAL** | **140.000** | **50.000** | **23.800** | **213.800** |

1. **Monitoreo y Supervisión**

# El Plan de Monitoreo y Supervisión tiene tres elementos: (a) seguimiento de los resultados y logros del Programa, (b) seguimiento de las actividades del Programa y (c) seguimiento administrativo y control del Programa.

# El seguimiento de los resultados y logros del Programa se enfocará en los indicadores de resultados indicados en la MR. El avance en la consecución de los resultados se reportará en los informes de avance semestral y anual, los que servirán para la toma de decisiones respecto a cambios estratégicos que fuesen necesarios.

# El seguimiento de las actividades del Programa se enfocará en monitorear el avance físico y financiero de los contratos y la obtención de los productos indicados en la MR. Elementos esenciales para el monitoreo serán el Plan Operativo Anual (POA), el Plan de Adquisiciones (PA) y el Presupuesto. Para estos documentos se realizará una actualización periódica o cuando se requiera. La supervisión de las adquisiciones de bienes y obras realizadas mediante Licitación Pública Internacional (LPI), y Licitación Pública Nacional (LPN) para obras, se realizarán de manera ex ante y de conformidad con lo establecido en el Plan de Adquisiciones y el Anexo III-Acuerdos Fiduciarios del Programa. La supervisión del proceso de selección de servicios de consultoría mediante LPI se realizará también de manera ex ante de conformidad con lo establecido en los mismos documentos. La Oficina del BID en el Ecuador mantendrá actualizado al personal de CELEC EP en las nuevas políticas y procedimientos de adquisiciones del BID.

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

# Se verificará que se cumplan las metas anuales. Se dará seguimiento a la ejecución presupuestaria según fuente de fondos, componente y actividad y se contrastará con los avances de los productos, estudios, acciones de asistencia técnica y fortalecimiento institucional. El monitoreo de gastos y contribuciones de contrapartida se basará en el software Ketra. El MEER y las distribuidoras que lo utilizan, podrán seguir utilizando en paralelo el - eSigef para reportes y gestión financiera con el Ministerio de Finanzas. El Equipo Financiero del Banco evaluará a solicitud del Ejecutor la viabilidad de utilizar el eSigef de acuerdo a como esta herramienta vaya actualizándose, con miras a proporcionar los reportes demandados por el BID. La Unidad de Gestión del Programa (UGP) generará reportes mensuales y trimestrales de ejecución presupuestaria. Los reportes anuales de ejecución presupuestaria se incluirán en el informe anual de avance para aprobación por parte del OE.

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

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

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

1. Indicadores

# El propósito de esta sección es describir el proceso de monitoreo y supervisión del Programa a través de sus indicadores de resultados y productos, descritos en la MR.

# Los indicadores, sus fórmulas y fuente de verificación son descritos en la tabla siguiente. Las frecuencias de recopilación de información se han determinado considerando la naturaleza de los indicadores.

|  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- |
| **Indicadores** | **Formula** | **Frecuencia** | **Fuente de Verificación** |
| **Productos Componente I: Reforzamiento del Sistema Nacional de Distribución** | | | |
| Proyectos de subtransmisión ejecutados | Número de kms  Costo total US$’000 | Anual | Informe de avance del proyecto |
| Proyectos de Distribución ejecutados | Número de kms  Costo total US$’000 | Anual | Informe de avance del proyecto |
| Supervisión y fiscalización contratados | Número de contratos  Costo total US$’000 | Anual | Informe de avance del proyecto |
| Campania Social de acompañamiento a las obras de rehabilitación | Número de kms  Costo total US$’000 | Anual | Informe de avance del proyecto |
| **Productos Componente II: Diseño para implementación de la estrategia para la migración de GLP a electricidad en el sector residencial** | | | |
| Un análisis integral del mercado de GLP aprobado | Costo total US$’000 | Anual | Informe de avance del proyecto |
| Un análisis de los hábitos de consumo energético en el sector residencial, aprobado |
| Un modelo de gestión del Programa de Cocción Eficiente, aprobado |
| Sistema de logística para la distribución masiva de kits de cocción por inducción eléctrica de alta eficiencia, aprobado |
| Un plan de monitoreo de indicadores energéticos, sociales, económicos y ambientales, aprobado |
| **Productos Componente III: Fortalecimiento Institucional** | | | |
| Cursos de entrenamiento en Operación y Mantenimiento a las EED, implementado | Número de cursos  US$’000 | Anual | Informe de avance del proyecto |
| Apoyo a la ejecución por EED | Número de EED  US$’000 |
| **Resultados Componente I** | | | |
| FMIk\_RED: Frecuencia Media de Interrupciones del SND[[1]](#footnote-1). | Número de Fallas del Sistema de Distribución por kVA. | Final | Evaluación de fin de proyecto |
| TTIk\_RED: Tiempo Total de interrupciones del SND[[2]](#footnote-2) | Horas |
| **Resultados Componente II** | | | |
| Estrategia para el desplazamiento de GLP por electricidad, preparado | Número | Final | Evaluación de fin de proyecto con base en Informe preparado por la Subsecretaria de Energías Renovables y Eficiencia Energética del MEER |
| Esquema de tarifa eléctrica para el desplazamiento de GLP por electricidad preparado | Número |
| **Resultados Componente III** | | | |
| Número proyectos de reforzamiento del SND ejecutados. | Número | Final | Evaluación de fin de proyecto |
| Número de empleados de las EED capacitadas en operación y mantenimiento del SND |
| **Indicadores de Impacto** | | | |
| CO2 evitado a través del Programa | (Ton CO2eq/año) | Final | Evaluación de fin de proyecto |
| Pérdidas eléctricas promedio en el SND | Porcentaje |

1. Recopilación de datos e instrumentos

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

1. Monitoreo de resultados y Presentación de informes

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

# La UGP elaborará ***informes semestrales de seguimiento*** a la ejecución de máximo 10 páginas (evidencias e información de soporte serán incluidos en anexos). Los informes incluirán: (i) avance de la ejecución según POA; (ii) avance de los indicadores de la MR; (iii) temas relevantes según matriz de riesgos; (iv) mejores prácticas; (v) revisión del plan de adquisiciones y del POA; y (vi) recomendaciones para mejorar la ejecución.

# En el POA se identificarán los siguientes rubros: (i) descripción de las actividades por componente y código de registro asociado; (ii) descripción de los procesos de adquisiciones incluyendo tiempo de preparación de propuestas, aprobaciones, selección de propuesta ganadora, y adjudicación; (iii) costo asociado a las actividades del POA; y (iv) el flujo de caja correspondiente.

# Como parte de las visitas técnicas y socio-ambientales semestrales de supervisión para revisar el avance de los proyectos financiados se generaran los ***reportes de seguimiento técnico y ambiental*** del Programa.

# Adicional a las visitas semestrales, se tienen previstas ***auditorías externas contables y operacionales anuales del Programa*** para validación del uso de los recursos del financiamiento y de los procesos y controles internos operativos que se implementarán.

1. Coordinación y Plan de trabajo

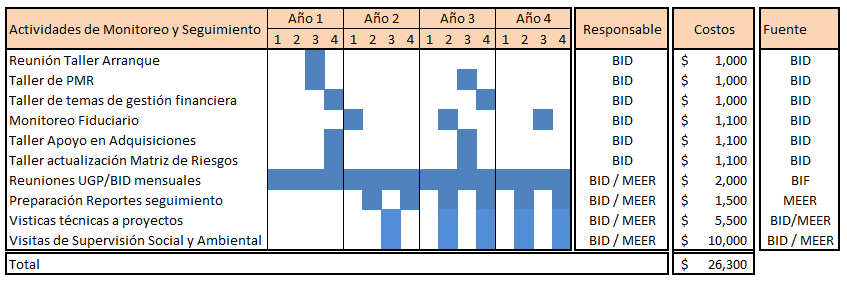
# **Estructura de ejecución:** El prestatario es la Republica del Ecuador. El OE es el MEER con el apoyo técnico del CONELEC y las EED. La UGP dedicada a la ejecución del Programa tendrá su base en el MEER y estará conformada por un Coordinador General, un Especialista de Adquisiciones, un Especialista Financiero, un Especialista en Planificación y Monitoreo, un Especialista Ambiental, un Ingeniero Eléctrico, y un Ingeniero en Informática

# La UGP será responsable de manera enunciativa más no limitativa de lo siguiente: (i) ejecución técnica del Programa; (ii) selección y contratación de consultorías y adquisiciones del Programa; (iii) seguimiento y pagos de los servicios contratados y adquisiciones; (iv) preparación de reportes de seguimiento del Programa; (v) apoyo en las visitas de supervisión; y (vi) entrenamiento continuo del equipo en los temas que beneficien la ejecución del Programa.

# El equipo de la División de Energía (INE/ENE), con el apoyo del Especialista de Energía en la Oficina de Ecuador (CAN/CEC), será responsable del seguimiento de los indicadores de esta operación y de la revisión de los informes correspondientes que justifiquen el uso y desembolso de los recursos del Programa.

1. Presupuesto del Seguimiento

A continuación se presenta una tabla resumen, con las estimaciones de los costos anuales para las tareas de seguimiento.



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

1. **Evaluación y Auditoria**
2. Alcance y productos

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

# **La evaluación de medio término**. Se realizará cuando se comprometa el 50% de los recursos del financiamiento del BID, o dentro de los noventa (90) días contados a partir de fecha en que hayan transcurrido dieciocho (18) meses a partir de la entrada en vigencia de este Contrato, lo que ocurra primero. El OE realizará esta evaluación intermedia para verificar el cumplimiento en la ejecución general del Programa y el avance hacia la consecución de metas de la MR. Esta evaluación identificará si el Programa 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 MR 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 Convenio EC-L1136, y en el MOP. La evaluación de medio término deberá orientar a los ejecutores del Programa respecto a ajustes estratégicos y operativos que fuesen necesarios adoptar.

# **La Evaluación Final.** Se realizará una evaluación final dentro de los noventa (90) días contados a partir de la fecha en que se haya desembolsado el 95% de los recursos del financiamiento del BID.

# Esta evaluación final estará compuesta de dos secciones.

# La primera, *Evaluación de Procesos y Resultados* verificará que se alcanzaron los resultados y si se logró el objetivo del Programa. Reportará los resultados de la ejecución, la consecución de metas de la MR y recopilará y analizará las lecciones aprendidas en el Programa. También identificará lecciones (positivas y negativas) que puedan servir para orientar otros procesos dentro y fuera del país e identificará los impactos en la gestión del MEEP que son atribuibles a la intervención del Programa.

# La segunda sección será una evaluación económica y financiera ex post que permita estimar los costos y beneficios de cada uno de los programas financiados[[3]](#footnote-3).

1. Metodología de Evaluación

# ***Metodología Evaluación Procesos y Resultados***. Los siguientes criterios deberán considerarse en la preparación de la evaluación final:

1. Relevancia: ¿Los resultados del Programa fueron consistentes con las áreas estratégicas y prioridades de país identificadas?
2. Efectividad: ¿Los resultados del Programa son consistentes con sus objetivos originales o modificados?
3. Eficiencia: ¿El costo del Programa fue costo-efectivo? ¿Fue el Programa la opción menos costosa? Si el Programa 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:

# **Altamente satisfactoria (HS)**. El programa no tuvo deficiencias en el cumplimiento de sus objetivos en términos de relevancia, efectividad o eficiencia

# **Satisfactorio (S).** El programa tuvo deficiencias de menor importancia en el logro de sus objetivos en términos de relevancia, efectividad o eficiencia

# **Moderadamente Satisfactorio (MS).** El programa tuvo moderadamente deficiencias de menor importancia en el logro de sus objetivos en términos de relevancia, efectividad o eficiencia

# **Moderadamente Insatisfactorio (MI).** El programa tuvo deficiencias en el alcance de sus objetivos en términos de relevancia, efectividad o eficiencia

# **Insatisfactorio (I).** El programa tuvo importantes deficiencias en el alcance de sus objetivos en términos de relevancia, efectividad y eficiencia

# **Altamente Insatisfactorio (AI).** El programa tuvo deficiencias graves en el cumplimiento de sus objetivos en términos de relevancia, efectividad o eficiencia

# ***Metodología******Evaluación Socioeconómica***. Se realizará una evaluación reflexiva, midiendo los cambios ocurridos en las variables clave antes y después de las intervenciones propuestas.

# Igualmente, se realizará una evaluación económica (costo beneficio) ex post. Para el desarrollo de la evaluación costo beneficio *ex post* se utilizará la misma metodología que se empleó en el análisis económico ex ante, donde se llevó a cabo un análisis de costo-beneficio de 19 subprogramas por un monto total estimado de US$85 millones que beneficiarían a cerca de 650,000 usuarios.

# El análisis realizado ex ante incluyó una evaluación financiera y económica (utilizando Relaciones de Precios de Cuenta) del Programa, donde sus diversas obras componentes se agruparon en 19 Subprogramas y se realizó una evaluación del retorno financiero y económico de cada uno de ellos. Seguidamente, con el agregado de todos los Subprogramas, se realizó la evaluación del Programa total.

# La evaluación identificó el tipo de impacto en el servicio de electricidad que tienen estos proyectos y se agruparon por Subprogramas para las 19 Empresas Distribuidoras cuyos montos de inversión, tipo y número de usuarios relacionados se resumen en el siguiente cuadro:

# 

# Igualmente se obtuvieron las proyecciones de demanda necesarias para las evaluaciones de cada uno de los Subprogramas a partir del número inicial de usuarios servidos y los consumos por usuario y aplicando un crecimiento anual vegetativo estimado.

# Se consideró inicialmente el suministro del crecimiento vegetativo de la demanda a nivel anual durante el período inicial de 20 años, manteniéndola constante durante el resto de la vida útil de los Subprogramas, estimada en 35 años. De común acuerdo con funcionarios del MEER, se estimó que con el crecimiento típico vegetativo de la demanda del orden del 4% anual, sin incluir el suministro de electricidad para cocción, los nuevos sistemas de subtransmisión y distribución incluidos en el Programa permitirían atenderla sin nuevas inversiones durante 20 años, en forma tal que, para la evaluación, la demanda asociada a estos proyectos se mantuvo constante desde el año 20 hasta el año 35 estimado para su vida útil.

# También se evaluó el escenario en el cual los proyectos del Programa suministrarían la electricidad para la actividad de cocción permitiendo un mayor consumo inicial de electricidad pero creciendo solamente hasta los niveles de consumo anteriores. Esta proyección de la demanda se utilizó para evaluar el impacto económico del Programa bajo el escenario de introducción de las cocinas de inducción en los hogares de su área de influencia.

# Costos. Para propósitos de la evaluación se identificó y seleccionó una muestra de proyectos de inversión en reforzamiento de las redes de Subtransmisión y Distribución, los cuales tienen diseños disponibles o en curso y presupuestos de inversión. Esos fueron evaluados técnica y financieramente por las 19 Empresas Distribuidoras del Ecuador que forman parte del Sistema Nacional Interconectado, tarea que fue coordinada y recogida por el Ministerio de Electricidad y Energía Renovable del Ecuador (MEER). El monto de inversión total en estas obras suma US$ 85 millones, y como tal constituye una muestra representativa del 42% de las obras a ser financiadas mediante la Componente I del Programa EC-L1136.

# Los conceptos de egreso o costo estimados para realizar la evaluación económica correspondieron a los costos de inversión y operación - mantenimiento asociados a los proyectos y los costos de la electricidad a nivel mayorista en el mercado eléctrico del Ecuador. Los desembolsos de costos de inversión fueron expresados en dólares de marzo de 2014, y bajo el concepto de precios de mercado. Los egresos o costos de operación y mantenimiento (O&M) asociados a cada uno de los Subprogramas fueron calculados anualmente como un 6.0% de la inversión, valor típico usual para proyectos de subtransmisión y redes de distribución.

# Dado que varios de los subprogramas proporcionan beneficios asociados a incrementos de demanda, reducción de pérdidas y/o mejoras de confiabilidad cuyos costos/beneficios requieren disponer del costo unitario de la electricidad en el Ecuador Para este efecto se aplicó la Resolución 008/2013 de CONELEC, la cual regula para 2013 un valor de US$ 40.98/MWh para el Costo Medio de Generación, US$ 3.67/MWh para el Costo Medio de Transmisión y US$ 35.18/MWh para el Costo Medio de Distribución. Estos parámetros son de importancia para la evaluación económica dado el esquema del mercado eléctrico del Ecuador.

# BeneficiosEn la evaluación ex ante se realizaron estimaciones para los siguientes beneficios.

# *Estimación de ingresos o beneficios básicos:* Los conceptos básicos de ingreso o beneficio de los Subprogramas están asociados al incremento vegetativo del consumo de electricidad, a la reducción de las pérdidas técnicas de electricidad y a la mejora en la calidad del servicio, en la forma siguiente:

* + *Ingreso o Beneficio por aumento de consumo de electricidad*: Para la evaluación financiera los ingresos de las Empresas se determinan aplicando el Valor Agregado de Distribución al aumento de las ventas de electricidad y para la evaluación económica los beneficios para los usuarios se determinan como el excedente del consumidor.
  + *Ingreso o Beneficio por reducción de pérdidas de electricidad:* Tanto para la evaluación financiera como para la evaluación económica, estos se estimana partir de la reducción de las pérdidas técnicas de electricidad, valorizándolas a los precios de Generación + Transmisión.
  + *Ingreso o Beneficio por mejoras en calidad:* Para la evaluación financiera los mayores ingresos para las Empresas por mejoras en la calidad se estiman a partir de la reducción de los racionamientos esperados de energía y aplicándoles el Valor Agregado de Distribución y para la evaluación económica los beneficios para los usuarios se estiman con el Costo Económico de Racionamiento (descontado el costo de la energía).
  + *Estimación de beneficios adicionales:* Se evaluó un escenario en el cual los Subprogramas permiten el suministro de la demanda adicional correspondiente al plan de introducción de las cocinas de inducción y los beneficios económicos se evaluaron considerando los ahorros de costos por consumo sustituido de GLP (valorado a sus precios económicos) menos el costo económico de la electricidad consumida en la actividad de cocción de alimentos.

# Precios de Cuenta. La evaluación económica se realizó a Precios de Cuenta, estimándose precios de Cuenta para las divisas, la Mano de Obra no Calificada, la electricidad (teniendo en cuenta el costo de oportunidad de los combustibles), costos de operación y mantenimiento e inversión.

# Con base en los costos y beneficios identificados, se calculó la tasa interna de retorno (TIR) del proyecto a Precios de Mercado y la tasa interna de retorno económico (TIRE) a Precios de Cuenta. Del mismo modo, los costos y beneficios identificados se utilizaron para calcular el valor presente de los beneficios netos del proyecto (VPN), utilizando una tasa de descuento de referencia del 12%, tanto a Precios de Mercado como a Precios de Eficiencia.

# Estrategia de Recolección de Datos**.** Para realizar la evaluación ex post de las inversiones del Programa, aun cuando muchos de los beneficios no se hayan realizado, será necesario actualizar la información utilizada en la evaluación *ex ante,* para reflejar la nueva situación “con” y “sin” proyecto.

# Recopilación de Datos de Costos de los Proyectos. Uno de los parámetros esenciales a ajustar en la evaluación ex post serán los costos de inversión y los costos de Operación y Mantenimiento asociado a cada uno de los proyectos. Esta información será enviada al BID a través de los Informes Anuales de Seguimiento, mencionados en la sección de monitoreo.

# La estimación de beneficios en la evaluación ex post se realizará usando la metodología de la evaluación ex ante. Las proyecciones de demanda utilizadas durante la estimación ex ante serán reemplazadas por la información real de demandas anuales. Los niveles de pérdidas, así como como los valores históricos promedio de 2013, serán actualizados de acuerdo con la información real de las pérdidas.

# **Responsabilidad de recolección de Data.** Con dicha data actualizada se deberán nuevamente extrapolar los beneficios y costos durante el resto de la vida útil de los proyectos de manera individual y de manera global. La OE será responsable de proveer dicha información. Esta información será recolectada por el OE año a año, a través de los reportes de desempeño técnico del sector que dichas entidades generen y será enviada al BID como parte de la información de los informes anuales de seguimiento.

# Se contempla que dicha evaluación final se realice en un plazo máximo de 3 meses.

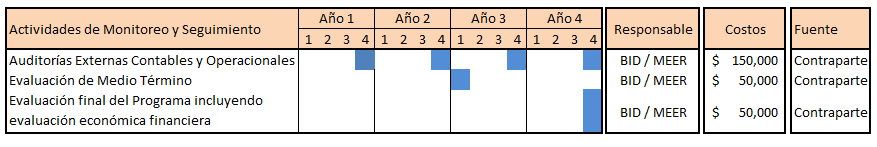
1. Auditorias

# Un informe anual de auditoría financiera del Programa será presentado por el OE dentro de los 120 días después del final de cada año calendario (a partir del año en el que el programa se hizo efectiva). La auditoría financiera final del Programa se presentará dentro de los 120 días después de la fecha del último desembolso.

# La auditoría externa será efectuada 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 las auditorías se financiará con recursos del Programa. Para obtener más detalles acerca de la auditoría del Programa, ver explicación adicional en el Anexo III: *Requisito y acuerdos fiduciarios.*

1. Presupuesto y Cronograma

# A continuación se presenta un tabla con el cronograma, el presupuesto y la fuente de financiamiento de las actividades de Evaluación y Auditorias. Cabe destacar que la data necesaria para la evaluación será recolectada por la OE anualmente y enviada al BID y no está reflejada en este cronograma. Los costos asociados a dicha recolección serán con cargo a la contrapartida del Programa.



1. Conocimiento existente (evaluaciones previas, análisis económico ex ante)

# Para llevar a cabo la evaluación costo beneficio ex post del Programa se usará como referencia la evaluación final de la operación y el análisis costo beneficio de los proyectos financiados, preparado durante el proceso de diligencia debida del Programa (*Ver Anexo-análisis de costo beneficio en la sección de enlaces del documento del Programa*).

1. Valores medidos en Cabecera de Alimentadores Primarios de Distribución. [↑](#footnote-ref-1)
2. Valores medidos en Cabecera de Alimentadores Primarios de Distribución. [↑](#footnote-ref-2)
3. La sección de enlaces opcionales del documento del préstamo presenta los términos de referencia para la contratación de la evaluación final. [↑](#footnote-ref-3)