

DOCUMENTO DEL BANCO INTERAMERICANO DE DESARROLLO

**ECUADOR**

**PROGRAMA DE REFORZAMIENTO DEL SISTEMA NACIONAL DE DISTRIBUCIÓN ELÉCTRICA  
DEL ECUADOR**

**(EC-L1136)**

**PROPUESTA DE PRÉSTAMO**

Este documento fue preparado por el equipo de proyecto integrado por: Jesús Tejeda (ENE/CEC), Jefe de Equipo; Arnaldo Vieira de Carvalho (INE/ENE), Co-Jefe de Equipo; Fernando Orduz (TSP/CEC); 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).

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

## CONTENIDO

I.	DESCRIPCIÓN Y MONITOREO DE RESULTADOS.....	2
A.	Antecedentes, situación actual y propuesta .....	2
B.	Objetivos, componentes y costos. ....	9
C.	Matriz de resultados .....	11
II.	ESTRUCTURA DE FINANCIAMIENTO Y PRINCIPALES RIESGOS.....	11
A.	Instrumentos financieros .....	11
B.	Riesgos ambientales, sociales y medidas de manejo asociadas .....	12
C.	Riesgo fiduciario .....	13
D.	Riesgos de ejecución .....	13
E.	Otros aspectos especiales y riesgos .....	14
III.	RESUMEN DE MEDIDAS DE IMPLEMENTACIÓN .....	15
A.	Mecanismo y periodo de ejecución. ....	15
B.	Resumen de medidas para el monitoreo y evaluación de resultados.....	16

Anexos	
ANEXO I:	Resumen de la Matriz de Efectividad en el Desarrollo (DEM)
ANEXO II:	Matriz de Resultados
ANEXO III :	Acuerdos y Requisitos Fiduciarios
Enlaces Electrónicos	
<b>REQUERIDOS</b>	
1.	Plan Operativo Anual (POA) <a href="http://idbdocs.iadb.org/wsdocs/getDocument.aspx?DOCNUM=38699421">http://idbdocs.iadb.org/wsdocs/getDocument.aspx?DOCNUM=38699421</a>
2.	Plan de Monitoreo y Evaluación (M&E) <a href="http://idbdocs.iadb.org/wsdocs/getDocument.aspx?DOCNUM=38718803">http://idbdocs.iadb.org/wsdocs/getDocument.aspx?DOCNUM=38718803</a>
3.	Plan de Adquisiciones Completo <a href="http://idbdocs.iadb.org/wsdocs/getDocument.aspx?DOCNUM=38699407">http://idbdocs.iadb.org/wsdocs/getDocument.aspx?DOCNUM=38699407</a>
<b>OPCIONALES</b>	
1.	Evaluación Económica y Financiera del Programa <a href="http://idbdocs.iadb.org/wsdocs/getDocument.aspx?DOCNUM=38719856">http://idbdocs.iadb.org/wsdocs/getDocument.aspx?DOCNUM=38719856</a> <a href="http://idbdocs.iadb.org/wsdocs/getDocument.aspx?DOCNUM=38715581">http://idbdocs.iadb.org/wsdocs/getDocument.aspx?DOCNUM=38715581</a>
2.	Evaluación Técnica de los Proyectos del Programa <a href="http://idbdocs.iadb.org/wsdocs/getDocument.aspx?DOCNUM=38699429">http://idbdocs.iadb.org/wsdocs/getDocument.aspx?DOCNUM=38699429</a>
3.	Carta de Proyectos del Programa por Empresa Eléctrica Distribuidora <a href="http://idbdocs.iadb.org/wsdocs/getDocument.aspx?DOCNUM=38699437">http://idbdocs.iadb.org/wsdocs/getDocument.aspx?DOCNUM=38699437</a>
4.	Justificación del Programa con la PSP GN-2716-6 <a href="http://idbdocs.iadb.org/wsdocs/getDocument.aspx?DOCNUM=38699448">http://idbdocs.iadb.org/wsdocs/getDocument.aspx?DOCNUM=38699448</a>
5.	Informe de Resultados de la Implementación del “Plan Fronteras Cocinas Inducción Carchi” <a href="http://idbdocs.iadb.org/wsdocs/getDocument.aspx?DOCNUM=38699214">http://idbdocs.iadb.org/wsdocs/getDocument.aspx?DOCNUM=38699214</a>
6.	Antecedentes del Uso de Gas Licuado de Petróleo (GLP) en Ecuador <a href="http://idbdocs.iadb.org/wsdocs/getDocument.aspx?DOCNUM=38699465">http://idbdocs.iadb.org/wsdocs/getDocument.aspx?DOCNUM=38699465</a>
7.	Diseño Eléctrico de la Operación 2882/OC-EC-1 “Sistema Metropolitano de Transporte Urbano Quito” <a href="http://idbdocs.iadb.org/wsdocs/getDocument.aspx?DOCNUM=38719968">http://idbdocs.iadb.org/wsdocs/getDocument.aspx?DOCNUM=38719968</a>
8.	Términos de Referencia para Evaluación Económica Financiera <i>Ex post</i> <a href="http://idbdocs.iadb.org/wsdocs/getDocument.aspx?DOCNUM=38703608">http://idbdocs.iadb.org/wsdocs/getDocument.aspx?DOCNUM=38703608</a>
9.	Plan Maestro de Electrificación de Ecuador 2013-2022. CONELEC <a href="http://idbdocs.iadb.org/wsdocs/getDocument.aspx?DOCNUM=38272441">http://idbdocs.iadb.org/wsdocs/getDocument.aspx?DOCNUM=38272441</a>
10.	Plan Nacional del Buen Vivir 2013-2017 <a href="http://www.senplades.gob.ec/">http://www.senplades.gob.ec/</a>
11.	Paul L. Joskow, Patterns of Transmission Investment <a href="http://idbdocs.iadb.org/wsdocs/getDocument.aspx?DOCNUM=38274468">http://idbdocs.iadb.org/wsdocs/getDocument.aspx?DOCNUM=38274468</a>
12.	Proyecto de Ley Orgánica del Servicio Público de Energía Eléctrica <a href="http://idbdocs.iadb.org/wsdocs/getDocument.aspx?DOCNUM=38703503">http://idbdocs.iadb.org/wsdocs/getDocument.aspx?DOCNUM=38703503</a>

## Siglas y Abreviaturas

ARF	Acuerdos y Requisitos Fiduciarios
BEI	Banco Europeo de Inversiones
BID	Banco Interamericano de Desarrollo
CELEC EP	Empresa Pública Estratégica Corporación Eléctrica del Ecuador
CNEL EP	Empresa Eléctrica Pública Estratégica Corporación Nacional de Electricidad
CENACE	Centro Nacional de Control de Energía
CNEL	Corporación Nacional de Electricidad S.A.
CO	Capital Ordinario
CONELEC	Consejo Nacional de Electricidad
CRI	<i>Cash Recovery Index</i> (Índice de recuperación de efectivo)
CT	Cooperación Técnica
DEM	<i>Development Effectiveness Matrix</i> (Matriz de Efectividad del BID)
CO <sub>2</sub>	Dióxido de Carbono
EAT	Extra Alta Tensión
EBP	Estrategia del BID con el País
EE	Eficiencia Energética
EED	Empresas Eléctricas Distribuidoras
EIA	Estudios de Impacto Ambiental
ER	Energías Renovables
FCC	Fondo de Cofinanciamiento Chino
FMIk	Frecuencia Media de Interrupciones por kilovatio-Amperio instalado
GCI-9	Noveno Aumento General de Capital del BID
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
LOEP	Ley Orgánica de Empresas Públicas
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
MEM	Mercado Eléctrico Mayorista
MF	Ministerio de Finanzas
MOP	Manual Operativo del Programa
MVA	Megavoltio Amperio
MW	Megavatios
MWh	Megavatio-hora
OE	Organismo Ejecutor
O&M	Operación y Mantenimiento
PA	Plan de Adquisiciones

PED	Plan de Expansión de la Distribución
PET	Plan de Expansión de la Transmisión
PME	Plan Maestro de Electrificación de Ecuador 2013-2022
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
SDCE	Subsecretaría de Distribución y Comercialización de Energía
SIGDE	Sistema Integrado para Mejorar la Gestión de la Distribución Eléctrica
SND	Sistema Nacional de Distribución
S/E	Subestaciones Eléctricas
SNT	Sistema Nacional de Transmisión
Sistema-500	Sistema de Transmisión de 500-kV
TdR	Términos de Referencia
TIRE	Tasa Interna de Retorno Económico
TIRF	Tasa Interna de Retorno Financiero
TTIk	Tiempo Total de Interrupciones por kVA instalado
UGP	Unidad de Gestión del Programa
V	Voltios
VP	Valor Presente
VPP	Vida Promedio Ponderada
VPNE	Valor Presente Neto Económico
VPNF	Valor Presente Neto Financiero

**RESUMEN DEL PROYECTO**  
**ECUADOR**  
**PROGRAMA DE REFORZAMIENTO DEL SISTEMA NACIONAL DE DISTRIBUCIÓN ELÉCTRICA DEL ECUADOR**  
**EC-L1136**

Términos y Condiciones Financieras			
<b>Prestatario:</b> República del Ecuador		Facilidad de Financiamiento Flexible*	
		Período Amortización:	25 años
<b>Organismo Ejecutor (OE):</b> Ministerio de Electricidad y Energía Renovable (MEER)		Vida Promedio Ponderada:	15,25 años**
		Período Desembolsos:	4 años
<b>Fuente</b>	<b>Monto (US\$)</b>	Período de Gracia:	13,5 años**
BID - Capital Ordinario (CO)	170.000.000	Inspección y Vigilancia:	***
Fondo Chino de Cofinanciamiento para América Latina y el Caribe (FCC)****	50.000.000	Tasa de interés:	Basada en LIBOR
Aporte Local	27.400.000	Comisión de Crédito:	***
Total	247.400.000	Moneda:	Dólares EE.UU. con cargo al capital ordinario del Banco.
Esquema de Proyecto			
<b>Objetivos y descripción del Programa:</b> 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) 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 Gas Licuado de Petróleo (GLP) por electricidad en los clientes residenciales.			
<b>Condiciones contractuales especiales previas al primer desembolso:</b> (i) suscripción y entrada en vigor de un convenio subsidiario entre el Ministerio de Finanzas (MF) y el OE, donde se mencione la obligación que el uso de los recursos se efectúe en los términos y para los propósitos acordados en el contrato de préstamo, previa no objeción del BID; (ii) conformación por parte del OE, la Unidad de Gestión del Programa (UGP) dedicada a su ejecución, e integrada por el Coordinador General, Especialista de Adquisiciones, Especialista Financiero, Especialista en Planificación y Monitoreo, Especialista Ambiental e Ingeniero Eléctrico, previa no objeción del BID (¶3.1); y (iii) presentación de una versión del Manual Operativo del Programa (MOP) actualizada debidamente aprobado por el MEER y su entrada en vigencia, previa no objeción del BID (¶3.5).			
<b>Condiciones especiales de ejecución:</b> Previo al inicio de las obras comprendidas en el Componente I, el OE presentará a satisfacción del BID las siguientes evidencias: (i) las evaluaciones ambientales y el Plan de Manejo y Gestión Ambiental y Social (PGAS), junto con el presupuesto correspondiente para su ejecución; (ii) la licencia ambiental y los permisos que de conformidad con la legislación ecuatoriana se requieran; (iii) la resolución de imposición de servidumbre para el caso de nuevas líneas de distribución; (iv) la evidencia de la tenencia legal de cada uno de los terrenos donde se ubicarán las Subestaciones Eléctricas (S/E) nuevas; (v) la inclusión de las especificaciones técnicas ambientales que correspondan y del PGAS en los contratos de construcción y fiscalización de las obras previstas; y (vi) la evidencia de haber realizado al menos una consulta pública para cada proyecto, y que incluya: a) descripción del proyecto; b) descripción de los impactos probables; c) descripción de las medidas de manejo propuestas de los impactos identificados (PGAS); d) descripción del sistema de captura y procesamiento de quejas y reclamos; y e) espacio para la recepción de sugerencias al proyecto propuesto o a su PGAS (¶2.5).			
<b>Excepciones a la Política del BID:</b> Ninguna			
<b>El Proyecto califica como:</b>		SEQ[ ] PTI[ ] Sector[ ] Geographic[ ] Headcount[ ]	

\* Bajo los términos de la Facilidad de Financiamiento Flexible (FN-655-1), el Prestatario tiene la opción de solicitar modificaciones al cronograma de amortización, así como conversiones de moneda y de tasas de interés. En la consideración de dichas solicitudes, el Banco tomará en cuenta aspectos operacionales y de manejos de riesgos.

\*\* La VPP original máxima del préstamo y el periodo de gracia podrán ser menores de acuerdo a la fecha efectiva de firma del Contrato de Préstamo.

\*\*\*La comisión de crédito y la comisión de inspección y vigilancia serán establecidas periódicamente por el Directorio Ejecutivo como parte de su revisión de los cargos financieros del Banco, de conformidad con las políticas correspondientes.

\*\*\*\*Este segmento de financiamiento se registrará por las disposiciones estipuladas en el documento (GN-2686-4). Los términos y condiciones de este segmento del financiamiento serán los mismos que aquellos del segmento del financiamiento de los recursos del Capital Ordinario del Banco, incluyendo las disposiciones aplicables de la Facilidad de Financiamiento Flexible.

## I. DESCRIPCIÓN Y MONITOREO DE RESULTADOS

### A. Antecedentes, situación actual y propuesta

- 1.1 **Antecedentes.** El Plan Nacional de Desarrollo (PND) es el instrumento rector de las políticas, programas y proyectos públicos, así como de la inversión y asignación de recursos. La Constitución de 2008 posiciona a la planificación y a las políticas públicas como instrumentos para la consecución de los objetivos del Buen Vivir y la Carta Magna, señala a la planificación como el instrumento para propiciar la equidad social, territorial y la concertación. Bajo estos principios se prioriza la erradicación de la pobreza, la promoción del desarrollo sustentable, y la redistribución equitativa de los recursos y riqueza, convirtiéndose así el PND en el Plan Nacional para el Buen Vivir (PNBV).
- 1.2 Dentro de las estrategias planteadas para el alcance de los objetivos del 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.
- 1.3 Para la ejecución de dichos 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. El PME plantea la modernización y expansión del sistema eléctrico considerando 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 país participar de forma proactiva en el mercado eléctrico regional.
- 1.4 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 que correlaciona variables macroeconómicas<sup>1</sup>, demográficas y de energía y clientes para determinar la evolución esperada al año 2022. Como resultado, se estima un crecimiento promedio anual de 5% entre 2012-2022, alcanzando 26.542 Gigavatios-hora (GWh) de energía al final del período. Esto corresponde a una potencia adicional en bornes de generación<sup>2</sup> de 4.723 Megavatios (MW) en el 2022. Un escenario más optimista considera el

---

<sup>1</sup> El PME hace referencia a una disminución en la tasa de crecimiento de la economía nacional, lo cual impacta las proyecciones de demanda de las categorías industrial, residencial y comercial donde se empleó el PIB como variable explicativa. Como resultado se estima un crecimiento promedio del 3,7% (2012-2022), inferior a la tasa de crecimiento promedio registrada históricamente del 4,7% (2000-2012).

<sup>2</sup> Punto de medición de potencia a la salida del generador.

- desarrollo total de proyectos estratégicos<sup>3</sup> en los próximos años, implica un crecimiento superior al 8% equivalente a 6.864 MW de potencia al final del mismo periodo.
- 1.5 Se espera que la transición hacia una matriz energética basada en fuentes renovables de energía para la generación eléctrica, podría producir beneficios macroeconómicos en el país en el mediano y largo plazo. La incorporación de los nuevos proyectos de generación hidroeléctrica, disminuiría la generación térmica basada en derivados del petróleo, la mayor parte de éstos importados. Igualmente, el desarrollo de proyectos estratégicos como el desplazamiento en el consumo de Gas Licuado de Petróleo (GLP) por electricidad en los clientes residenciales, contribuya a la eliminación progresiva del subsidio a su consumo. La reducción en la demanda de GLP en el sector residencial impactaría positivamente la balanza comercial al disminuir significativamente su importación. Actualmente más del 80% de este hidrocarburo es importado.
- 1.6 **Infraestructura eléctrica:** Al 2013 el sistema eléctrico Ecuatoriano cuenta con una potencia instalada en generación de 5.100 MW (46% generación con ER<sup>4</sup>, 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 ocho son considerados proyectos emblemáticos, equivalentes a 2.362 MW. Se espera que estos proyectos ubicados en la vertiente del Amazonas y del Pacífico comiencen a entrar en operación a partir del último trimestre del 2014, esperándose una mayor incorporación de capacidad en los años 2016 y 2017<sup>5</sup>.
- 1.7 El responder al crecimiento de la demanda en el escenario base y el desarrollo de algunos de los proyectos estratégicos (§1.4) tendrá por un lado, un impacto mayor en el Sistema Nacional de Transmisión (SNT) y por otro en el Sistema Nacional de Distribución (SND). De manera particular, el cambio de la matriz energética que incluye el desplazamiento del uso GLP por electricidad tendrá un impacto directo en la demanda del sector residencial y requerirá un promedio anual de energía de 5,457 GWh para cocción de alimentos y de 5,9 GWh para calentamiento de agua, al final del año 2022<sup>6</sup>.
- 1.8 Bajo cualquiera de los dos escenarios (§1.4), se requerirá de un SNT y de un SND robusto y moderno. Actualmente el SNT cuenta con 1.841 kilómetros (km) de Línea de Transmisión (L/T) a 230 kilovoltios (kV)<sup>7</sup> y 1.718 km a 138 kV<sup>8</sup>. También se cuentan con 212 km de L/T internacionales con Colombia a 230 kV y de 107 km con Perú a 230 kV. Bajo el Plan de Expansión de la Transmisión

<sup>3</sup> Proyectos mineros, la Refinería del Pacífico, el Programa Nacional de Cocción Eficiente, el Proyecto de Optimización de Generación Eléctrica y Eficiencia Energética (EE) de Petroamazonas, el Programa Nacional para el cambio de la matriz productiva, el transporte eléctrico (Metro de Quito y el Tranvía de Cuenca), y la iniciativa de integración energética.

<sup>4</sup> 43% de la generación con ER es basada en generación hidroeléctrica.

<sup>5</sup> Las inversiones públicas y privadas necesarias para atender el plan de expansión de la generación, suman US\$6.011.662.000 y US\$1.071.837.000 respectivamente. Plan Maestro de Electrificación 2013-2022.

<sup>6</sup> Esto resulta de un consumo aproximado de 100 kWh/mes por cada cliente que utilice la tecnología de Cocinas de Inducción (CI) para desplazar el uso de GLP en la cocción. Se contempla que un total aproximado de 4.55 millones de CI podrían ser incorporadas al año 2022 en los clientes residenciales (Fuente: Plan Maestro de Electrificación, 2013-2022).

<sup>7</sup> 1.285 km de doble circuito y 556 km en circuito simple.

<sup>8</sup> 625-km de doble circuito y 1.093-km en circuito simple.



(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 Banco (2608/OC-EC<sup>9</sup>, EC-L1117<sup>10</sup>). A partir del acuerdo de Piura de 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.

- 1.9 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 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. La inversión requerida para fortalecer el SND en los próximos 3 años es de US\$485,0 millones.
- 1.10 El PME enfatiza la creciente necesidad de desarrollar un servicio confiable y de calidad con Eficiencia Energética (EE), a través de la incorporación de los recientes avances tecnológicos en generación con 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 subtransmisión bajo el principio de las Redes Inteligentes (REDIE). Como parte de este esfuerzo, el Ministerio de Electricidad y Energía Renovable (MEER) ha impulsado el Sistema Integrado para Mejorar la Gestión de la Distribución Eléctrica (SIGDE), con el cual se busca fortalecer la gestión de las empresas de distribución, implementando sistemas de clase mundial que cumplan condiciones de gestión integrada, prácticas de gobierno corporativo, criterios empresariales económicos, sociales y ambientales; y responsabilidad social empresarial. El SIGDE promueve la mejora de la gestión operativa y de planificación en las Empresas Eléctricas Distribuidoras (EED)<sup>11</sup>, mediante la programación operativa de la expansión, gestión de activos, homologación de procesos, sistemas de información, estandarización y la interoperabilidad entre los distintos sistemas, equipos y dispositivos.
- 1.11 **Marco legal del sector eléctrico.** La legislación del sector eléctrico se fundamenta en la Constitución de la República del Ecuador del 2008; el Mandato Constituyente No. 15 (MC-15); la Ley del Régimen del Sector Eléctrico (LRSE)<sup>12</sup>

---

<sup>9</sup> Apoyo al Programa de Transmisión (US\$60 millones). Fecha de cierre, Febrero 2015.

<sup>10</sup> Fortalecimiento del Sistema Nacional de Transmisión (US\$150 millones). Fecha de aprobación Abril de 2014.

<sup>11</sup> El país cuenta con 11 Empresas Eléctricas de Distribución (EED).

<sup>12</sup> La LRSE y el MC-15 son las normativas del sector. Otros instrumentos: Resolución No. 173, mediante la cual el Ministerio del Ambiente, otorga al CONELEC la acreditación como Autoridad Ambiental de Aplicación Responsable; la Regulación No. CONELEC-003/06, que tipifica las líneas de transporte de energía eléctrica que requieren Estudios de Impacto Ambiental.

y sus reformas No. 2006-55<sup>13</sup>, la Ley Orgánica de Empresas Públicas (LOEP) del 2009<sup>14</sup>; y el Decreto Ejecutivo No. 220 del 2010 que crea a la Empresa Pública Estratégica Corporación Eléctrica del Ecuador (CELEC EP). A partir de la LOEP la estructura de las EED ha evolucionado. En 2009, el Ecuador contaba con 20 empresas de distribución. A partir de la expedición del MC-15 y con la reestructuración del sector eléctrico, se constituyeron las actuales 11 EED, incluyendo la Empresa Eléctrica Pública Estratégica Corporación Nacional de Electricidad (CNEL EP). Bajo los nuevos lineamientos del MC-15, los planes de inversión del sector pasaron a ser financiados con recursos del Presupuesto General del Estado. La decisión de trasladar al MEER la capitalización de las empresas eléctricas, a partir del Fondo de Solidaridad y la facultad de fusionar, disolver o reestructurar las EED con fines de mejoramiento en los aspectos técnicos administrativos y de operación, dio paso a la creación de la CNEL EP, la cual agrupó 10 empresas eléctricas que contaban con índices bajos de gestión.

- 1.12 **Marco institucional del sector eléctrico.** El organismo rector de la política del sector eléctrico es el MEER. La función de regulación y control del suministro de electricidad, así como la planificación del sector, recae en el Consejo Nacional de Electricidad (CONELEC), con sujeción al PNBV y a las políticas del MEER. A través de la Subsecretaría de Distribución y Comercialización de Energía (SDCE), el MEER se encarga de supervisar y evaluar la gestión técnica, comercial, administrativa y financiera de las EED. La función de transmisión se concentra en Transelectric, unidad de negocio de la CELEC EP, con el objetivo de transportar energía eléctrica y garantizar el libre acceso a las redes de transmisión de los agentes del Mercado Eléctrico Mayorista (MEM)<sup>15</sup>. La función de distribución y comercialización de energía se maneja mediante las EED<sup>16</sup>. La administración de las transacciones técnicas y financieras del MEM es función del Centro Nacional de Control de Energía (CENACE).
- 1.13 El MC-15 instruye al CONELEC a establecer una tarifa única<sup>17</sup> que deben aplicar las EED para cada tipo de consumidor. La tarifa de transmisión aprobada en el año 2008<sup>18</sup>, reconoce los costos de operación y mantenimiento, calidad en el servicio y gestión socio-ambiental aprobados por el CONELEC tomando en cuenta que los valores de inversión planificados son cubiertos según se establece

---

<sup>13</sup> Durante el primer semestre del 2014, el Presidente de la República de Ecuador, presentó la propuesta de Ley Orgánica del Servicio Público de Energía Eléctrica, a la Asamblea Nacional. La propuesta de Ley de ser aprobada durante el 2014, sustituirá a la actual LRSE. La nueva Ley ratifica los mismos principios de eficiencia, calidad y sostenibilidad en la prestación del servicio eléctrico y mantiene la estructura sectorial de distribución de responsabilidades, focalizando los roles del MEER, CONELEC, y el CENACE. Estas dos últimas instituciones se convertirán en la Agencia de Regulación y Control de Electricidad (ARCONEL) y el Operador Nacional de Energía (ONE) respectivamente.

<sup>14</sup> La LRSE fija los objetivos en materia de generación, transmisión y distribución de electricidad. La LOEP contiene aspectos relacionados con la constitución y gestión de las empresas públicas, incluyendo a los sectores estratégicos.

<sup>15</sup> El MEM está compuesto por generadores, distribuidores y grandes consumidores.

<sup>16</sup> La CNEL agrupa diez unidades de negocio y ofrece el servicio de distribución eléctrica a un total de 1,3 millones de abonados (36% del total nacional). Otras empresas responsables de proveer el servicio a 1,7 millones de abonados (el 46% del total nacional) son la Empresa Eléctrica de Quito S.A., la Unidad Eléctrica de Guayaquil, la Empresa Eléctrica Regional Centro Sur S.A., la Empresa Eléctrica Azogues S.A., y la Empresa Eléctrica Riobamba S.A.

<sup>17</sup> De acuerdo al MC-15 la tarifa única que deben aplicar las EED reflejan los costos de operación y mantenimiento.

<sup>18</sup> A través de la Resolución No. 0107/08 de 12 de agosto de 2008 del CONELEC.

en el MC-15<sup>19</sup>. Esta tarifa<sup>20</sup> se aplica a los distribuidores y grandes consumidores en reconocimiento por el uso de las L/T, S/E y otros elementos que conforman el SNT. Desde año 2001, todas las EED estaban suscritas a fideicomisos administrados por entidades especializadas de la Banca local; el Banco de Guayaquil y Banco del Pichincha, privados y el Banco del Pacífico, público que recaudaban los ingresos por la provisión del servicio eléctrico, incluyendo aporte por tarifa dignidad del Gobierno de la República del Ecuador (GdE). La recaudación de cada una de las EED incluyendo aporte por subsidios, ingresaban a los respectivos fideicomisos para garantizar los pagos asociados a la provisión del servicio en orden de prioridad establecido por el MEER. A partir de abril de 2014, y previo reconocimiento de la buena operación de los fideicomisos por parte del MEER, se anunció un nuevo esquema de recaudación y pagos del servicio eléctrico que no considera a los fideicomisos, e incluye en su lugar la figura del Banco Central (BC). Se crea un Comité Técnico de Supervisión y Control, integrado por el MEER, dos representantes de las EED, dos representantes del mercado de generación y transmisión, un representante del CENACE y del CONELEC. El orden de prelación en los pagos del servicio se mantiene como sigue: (i) transmisión; (ii) importación de energía; (iii) generación no convencional; (iv) costos variables de generación privada; (v) costos fijos de generación privada; (vi) costos de Operación y Mantenimiento (O&M); (vii) costos variables de generación hidráulica estatal; (viii) costos variables de generación térmica estatal; y (ix) generación privada en el mercado spot.

- 1.14 **Conocimiento del sector.** Como parte de la estrategia para atender las inversiones previstas en el PME, el GdE con apoyo del BID lleva a cabo inversiones para fortalecer el SNT y el SND. En referencia al área de transmisión, actualmente se ejecuta la última etapa del préstamo “Apoyo al Programa de Transmisión (2457/OC-EC)”, que ha permitido expandir el SNT, construir y rehabilitar S/E, mejorar los perfiles de voltaje y disminuir la cargabilidad según regulación No. CONELEC 004/02<sup>21</sup>. Parte de las nuevas inversiones previstas en el PET serán financiadas a través del nuevo préstamo “Programa de Reforzamiento del Sistema Nacional de Transmisión (3167/OC-EC)”<sup>22</sup> que tiene como objetivo reforzar el SNT (¶1.8) para asegurar el adecuado transporte de electricidad de los nuevos proyectos hidroeléctricos a los puntos de entrega del SND e incluye: (i) flexibilidad para operar de forma eficiente en horas de mínima demanda en las interconexiones binacionales; (ii) aumento de capacidad en S/E con más de 30 años de operación; (iii) expansión del sistema de subtransmisión de 138-kV para mitigar saturación en puntos de alto consumo; (iv) aumento de capacidad de transmisión a 230-kV; y (v) construcción de nuevos puntos de entrega de energía en el SNT para mejorar

<sup>19</sup> A partir del 2008, con el MC-15, el GdE se reserva el derecho de administrar, regular, controlar y gestionar el sector, estableciendo que las inversiones en generación, transmisión y distribución serán financiadas con cargo al presupuesto general del GdE, eliminando de la tarifa el componente de inversión.

<sup>20</sup> La tarifa de transmisión vigente al 2013, es de 1,77 US\$/kW mes de demanda máxima (CONELEC, Res. 008/2013).

<sup>21</sup> Transacciones de Potencia Reactiva en el MEM, que establece las bandas de variación de voltaje permitidas en las barras del SNT en las líneas de 138 kV en 0,93 p.u. y 1,05 p.u.

<sup>22</sup> Este Programa fue aprobado por el Directorio del BID el 23 de abril de 2014.

la calidad del servicio y ofrecer suficiente capacidad. Desde el 2010 las inversiones del PET han contado con financiamiento del presupuesto general del Estado y del BID.

- 1.15 Para atender a las necesidades de inversión del Plan de Expansión de la Distribución (PED) que busca mejorar la operación del SND, el GdE ha diseñado: el Plan de Electrificación Rural y Urbano Marginal (FERUM), el Plan de Reducción de las Pérdidas Eléctricas (PLANREP), y el Plan de Mejoramiento de la Red de Distribución (PMD); mismos que han contribuido a<sup>23</sup>: (i) expandir la red de distribución en favor de una mayor cobertura eléctrica (95,4%); (ii) disminuir las pérdidas eléctricas totales de aproximadamente 23% promedio nacional a 12,7% en siete años; y (iii) mejorar los índices de calidad del servicio del sistema (FMik de 17,8 a 13,7 y TTik de 19,5 a 15,2)<sup>24</sup>. En los últimos años, las obras del PED han sido financiadas con recursos del presupuesto general del Estado y financiamiento del BID<sup>25,26</sup>.
- 1.16 **Situación actual-oferta eléctrica:** En 2012 la demanda anual de energía fue de 6,1% superior a la del 2011. 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 la temporada de sequía, 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 (¶1.6), de los cuales cerca de 2.362 MW entrarán en operación de forma paulatina desde 2014. Los nuevos proyectos hidroeléctricos se construyen considerando las ventajas que trae la complementariedad de cuencas hidrológicas ubicadas en las vertientes del Pacífico y del Oriente del país, para mitigar riesgos de sequía.
- 1.17 **Transmisión eléctrica:** CELEC EP construye obras previstas en el PET (¶1.14) 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<sup>27</sup>.
- 1.18 **Distribución eléctrica:** El SND<sup>28</sup> 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 subtransmisión.

---

<sup>23</sup> Resultados estimados a diciembre de 2013.

<sup>24</sup> FMik: Frecuencia Media de Interrupciones; TTik: Tiempo Medio de Interrupciones.

<sup>25</sup> Programas de Electrificación Rural y Urbano Marginal (2608/OC-EC y 3087/OC-EC). Ambas operaciones identificadas como FERUM I y FERUM II, cuentan con financiamiento del BID por US\$40 millones y US\$30 millones respectivamente.

<sup>26</sup> Durante el segundo trimestre del 2014, el GdE lleva a cabo conversaciones con el Banco Europeo de Inversiones (BEI) para el posible financiamiento de una siguiente etapa del Programa de Reforzamiento del SND.

<sup>27</sup> El Sistema-500, atravesará gran parte del país y entrará en operación en dos etapas, en el 2015 y en el 2016.

<sup>28</sup> PME 2013-2022: potencia instalada en transformadores de distribución del orden de 8.113 MVA. Esta potencia es suficiente para responder a la demanda eléctrica actual.

- 1.19 **Propuesta.** A partir de este escenario, el GdE considera oportuno contar con el apoyo del BID para continuar respondiendo a los retos del SND y contribuir al cambio de la matriz energética descrita en el PNBV, con prioridad en su sostenibilidad (¶1.18). El apoyo del BID en el sector ha sido clave en el financiamiento y ejecución de proyectos estratégicos del PET y del PED, que ha contribuido a mejorar los indicadores del sector, así como a generar conocimiento para su mejor manejo y planeamiento.
- 1.20 **Estrategia del País.** Ecuador cuenta con una estrategia sectorial definida a través de los documentos rectores, el PNBV 2013-2017 y el PME. En línea con la Política de Servicios Públicos Domiciliarios (PSP) OP-708 (GN-2716-6), el sector es consistente con los principios básicos de apoyo a necesidades básicas, transparencia, sostenibilidad financiera, y adecuada organización institucional al tener claramente definido: (i) la separación de roles en el MEER, como organismo rector, el CONELEC como organismo regulador, y las empresas de Transmisión y Distribución; (ii) la estructura sectorial que permite la participación privada en generación<sup>29</sup> y distribución; y (iii) la reforma de las empresas públicas para mejorar su gestión y el esquema de sostenibilidad basado en tarifas que cubre operación y mantenimiento del servicio de transmisión y distribución, y en aportes del GdE que garantizan su expansión. Las transferencias que realiza el GdE al sector por subsidio focalizado, se transparentan a través del esquema de recaudación tarifaria (¶1.13). El Programa es consistente con la PSP y apoya al GdE en el cumplimiento de los objetivos de largo plazo de esta Política, sus principios y sus condiciones de sostenibilidad financiera y evaluación económica (¶2.2 y ¶2.9)<sup>30</sup>.
- 1.21 **Alineación con la estrategia del BID.** La Actualización de la Estrategia de País con Ecuador 2012-2017 (GN-2680-2) considera apoyar al sector en su esfuerzo por crear una estrategia energética sostenible, que facilite el adecuado suministro de energía, contribuya a la diversificación en la capacidad de generación, mejore la confiabilidad del sistema, promueva la EE y el incremento de la cobertura del servicio eléctrico. El Programa apoya al alcance de los objetivos de la EBP al promover: (i) la diversificación energética por mayor transporte de energía proveniente de fuentes renovables; (ii) la EE en la etapa de distribución contribuyendo de igual forma a mejorar la confiabilidad del servicio; (iii) y la reducción de las pérdidas eléctricas<sup>31</sup>. El Programa está alineado con las áreas prioritarias de la Estrategia de Infraestructura Sostenible para la Competitividad y el Crecimiento Inclusivo (GN-2710-5), al: (i) promover el acceso a los servicios de infraestructura a través del financiamiento de obras en el sistema de SND que permitirán responder a la demanda proyectada (¶1.4); y (ii) mejorar la calidad de vida de la población al proveer un sistema eléctrico robusto que asegure en el mediano plazo, el cambio de la matriz energética hacia una matriz basada en

<sup>29</sup> La participación privada se permite cuando las empresas públicas no estén en capacidad de cubrir la demanda o cuando sea necesario y adecuado para satisfacer el interés público, colectivo o general. En este caso, se califica como necesario la generación eléctrica con Energías Renovables No Convencionales (Regulación CONELEC No 002/11). Este principio se mantiene en la propuesta de Ley Orgánica del Servicio Público de Energía Eléctrica presentada a la Asamblea Nacional durante el 2014.

<sup>30</sup> Ver análisis detallado del Programa según PSP GN-2716-4, en la sección de enlaces electrónicos.

<sup>31</sup> A diciembre 2013, las pérdidas eléctricas del SND eran 12.7%. Al 2022 se proyecta un valor de 7.5%. (PME 2013-2022).

fuentes renovables de energía. Además del financiamiento de proyectos bajo el PET y del PED, el BID apoya también al sector en iniciativas relacionadas con la diversificación energética a través del uso de energías renovables no convencionales, EE, integración eléctrica regional, reducción de pérdidas eléctricas en distribución, operación de redes inteligentes y electrificación rural aislada sostenible; a través de las Cooperaciones Técnicas (CT) EC-T1181; EC-G1001, EC-T1235, EC-M1063, RG-T2056<sup>32</sup> y EC-T1279<sup>33</sup>.

- 1.22 El buen nivel de ejecución de proyectos del sector financiados por el BID, ha generado buenas prácticas, las cuales son recogidas en esta operación: (i) diseños de financiamientos y sus instrumentos de ejecución en estrecha colaboración con los ejecutores; (ii) selección de proyectos para financiamiento priorizados en los documentos rectores del sector; (iii) fortalecimiento continuo de las instituciones ejecutoras enmarcados en los objetivos del GdE; (iv) interacción continua con los ejecutores para facilitar el entendimiento de los procedimientos de adquisiciones y monitoreo del BID; (v) remarcable conocimiento técnico del personal de las instituciones del sector a todos los niveles; y (vi) monitoreo permanente de resultados del sector por las autoridades del GdE.
- 1.23 **Consistencia con el Noveno Aumento General de Capital (GCI-9).** Esta operación se alinea con las prioridades del programa de financiamiento establecidas en el CGI-9 (AB-2764) de: (i) préstamos a países pequeños y vulnerables; y (ii) apoyo a iniciativas de cambio climático, energía sostenible (incluida la energía renovable) y sostenibilidad ambiental. Los resultados esperados del Programa contribuyen a las metas de desarrollo regional: (i) infraestructura para la competitividad y el bienestar social; y (ii) protección del medio ambiente, respuesta frente al cambio climático, promoción de la energía renovable y aumento de la seguridad alimentaria a través del adecuado suministro de energía de fuentes renovables; así como la promoción en la reducción del consumo de combustibles fósiles en los clientes residenciales.

## **B. Objetivos, componentes y costos**

- 1.24 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.
- 1.25 **Componente I. Reforzamiento del Sistema Nacional de Distribución (US\$236,88 millones, 95,75%).** Financiará obras en el SND para responder a la demanda eléctrica proyectada y que incluye el reforzamiento de aproximadamente 627 km red de subtransmisión y de 4.000 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

<sup>32</sup> Apoyo a los Estudios de Interconexión Eléctrica Andina.

<sup>33</sup> *Analysis and recommendations for the successful implementation of the Smart Grid Program in Ecuador.*

incluye servicios de fiscalización y socialización de las obras del Programa por cada EED.

- 1.26 El diseño para ejecución del Componente I se ha desarrollado en la modalidad de obras múltiples, dado que las obras son físicamente similares, pero independientes entre sí, para lo cual se han evaluado 190 proyectos, equivalente a una muestra representativa de 35% de los recursos de financiamiento del BID. Los proyectos evaluados cuentan con diseños definitivos para construcción y documentos de licitación listos para publicación, siguiendo las políticas de adquisiciones del BID (Ver Plan de Adquisiciones). El criterio de selección (§2.9) de los proyectos busca priorizar refuerzos en el sistema de media y baja tensión, comenzando con proyectos de subtransmisión, respondiendo a la lógica de reforzamiento del sistema desde aguas arriba. El siguiente grupo de proyectos del Programa identificado a partir de los proyectos PMD y el PLANREP está en proceso de evaluación.
- 1.27 **Componente II. Diseño para implementación de la estrategia para la migración de GLP a electricidad en el sector residencial (US\$1,1 millones, 0,45%).** Financiará: (i) análisis integral del mercado de GLP; (ii) análisis de los hábitos de consumo energético en el sector residencial, considerando temas de género; (iii) definición del modelo de gestión del Programa de Cocción Eficiente; (iv) definición del sistema de logística para la distribución masiva de kits de cocción por inducción eléctrica de alta eficiencia; y (v) monitoreo de indicadores energéticos, sociales, económicos y ambientales.
- 1.28 **Componente III. Fortalecimiento Institucional (US\$8,4 millones, 3,4%).** Financiará: (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 Programa de capacitación considera la implementación de 17 cursos de entrenamiento con enfoque en operación y mantenimiento de redes eléctricas. La contratación de consultoría local, la adquisición de equipos de medición, equipos de transporte y mantenimiento, equipos informáticos, incluyendo programas de cómputo, serán parte del apoyo a la ejecución en las EED.
- 1.29 **Costo y financiamiento.** El costo estimado del Programa asciende a US\$247,4 millones, de los cuales US\$170 millones serán financiados con recursos del Capital Ordinario (CO), US\$50 millones por el Fondo de Cofinanciamiento Chino (FCC) y US\$27,4 millones reconocidos como recursos de contraparte:

**Cuadro 1. Costos del Programa (US\$ miles)**

COMPONENTES	FINANCIAMIENTO			TOTAL
	BID		CONTRAPARTE**	
	CO	FCC		
Componente I.	161.500	50.000	25.380	236.880
Reforzamiento de la red de subtransmisión	68.037	50.000	14.164	132.202
Reforzamiento de la red de distribución	86.916	0	10.430	97.346
Servicios de fiscalización de las obras financiadas	5.046	0	605	5.651
Campaña social de acompañamiento a las obras	1.500	0	180	1.680
Componente II.	1.000	0	120	1.120
Componente III.	7.500	0	900	8.400
Programa de capacitación a las EED	1.500	0	180	1.680
Apoyo a la ejecución del Programa*	6.000	0	720	6.720
Administración del Programa	0	0	1.000	1.000
Monitoreo y seguimiento del Programa	0	0	150	150
Unidad de Gestión del Programa (UGP)	0	0	600	600
Evaluación intermedia y final (incluye evaluación económica y financiera ex post)	0	0	100	100
Auditorías externas	0	0	150	150
TOTAL	170.000	50.000	27.400	247.400

\* Consultorías, equipos de medición, transporte & mantenimiento, informáticos y sus respectivos programas computacionales (software)

\*\*Los recursos de contraparte del componente I, II y III, corresponden al monto equivalente al Impuesto al Valor Agregado (IVA) de las inversiones financiadas por el Banco. Estos recursos, incluyendo, los recursos de contraparte para la Administración del Programa serán aportados por el OE. En caso de que el OE no cumpla con aportar estos recursos, el Prestatario se compromete a aportar dicha contrapartida.

## C. Matriz de Resultados

- 1.30 Los indicadores seleccionados para los resultados globales son: (i) Frecuencia Media de Interrupciones por kVA instalado (FMIk); (ii) Tiempo Total de Interrupciones por kVA instalado (TTIk); (iii) estrategia para el desplazamiento de GLP por electricidad, incluyendo la propuesta tarifaria; (iv) número de proyectos del SND ejecutados; y (v) número de empleados capacitados en la operación y mantenimiento del SND. Adicionalmente se medirá el CO<sub>2</sub> evitado a través del Programa y el nivel de pérdidas eléctricas reducidas. Los resultados y metas se han formulado y proyectado a cuatro años (Ver Anexo II-Matriz de Resultados)<sup>34</sup>.

## II. ESTRUCTURA DE FINANCIAMIENTO Y PRINCIPALES RIESGOS

### A. Instrumentos Financieros

- 2.1 El Programa está estructurado como Préstamo para Programas de Obras Múltiples (¶1.26 y ¶2.9). Los recursos del financiamiento serán desembolsados en un plazo de cuatro años a partir de la fecha de vigencia del contrato de préstamo:

**Cuadro 2 Programación de desembolsos (US\$ millones)**

Fuente	Año 1	Año 2	Año 3	Año 4	Total
<b>BID</b>	10,832	67,784	39,540	51,844	170,000
<b>FCC</b>	30,000	20,000	0,0	0,0	50,000
<b>Contraparte</b>	5,150	10,784	4,995	6,471	27,400
<b>Acumulado</b>	45,982	98,568	44,535	58,315	247,400

<sup>34</sup> Los indicadores, sus líneas de base y valores meta, han sido analizados y concordados con el MEER. Estos indicadores serán utilizados para el monitoreo y evaluación del Programa con el apoyo de las EED.



- 2.2 **Análisis económico y financiero.** Se adoptó un período de análisis de 35 años (hasta 2051) igual a la vida útil estimada para los proyectos de la muestra (¶1.26) del Programa. El análisis económico se hizo tanto a precios de mercado como a precios de eficiencia. En el primer caso, la Tasa Interna de Retorno Económico (TIRE) resulta del 37,7% y su Valor Presente Neto Económico (VPNE) de US\$257,2 millones. A precios de eficiencia el retorno económico es de 15,5%, con un VPNE de US\$25,7 millones. Para el análisis financiero y con el pronóstico de egresos e ingresos evaluado para cada proyecto de la muestra, se calculó su retorno financiero (TIRF) en 21,6%. Los ingresos y egresos identificados se utilizaron para calcular el Valor Presente Neto Financiero (VPNF) de los subprogramas individuales y del total, utilizando una tasa de descuento de referencia del 12%, resultando un valor de US\$87,3 millones.
- 2.3 De manera adicional, y tomando en cuenta que el fortalecimiento del SND facilitará la interconexión de nuevas cargas proyectadas en el PME, entre ellas el despliegue de cocinas de inducción para el desplazamiento del consumo de GLP por electricidad en el sector residencial, se realizó igualmente la evaluación de los proyectos del Programa a precios de eficiencia, bajo la hipótesis de introducir las cocinas de inducción en el 80% de las viviendas en su áreas de influencia (520.000 cocinas en la zona de la muestra). Bajo este escenario se utilizan las redes reforzadas con mayor demanda inicial, en forma tal que la TIRE aumenta al 31.6% y el VPNE a US\$127.6 millones.

**B. Riesgos ambientales, sociales y medidas de manejo asociadas**

- 2.4 El Programa generará impactos positivos al mejorar la confiabilidad y calidad del suministro eléctrico nacional, reducir pérdidas eléctricas y atender la demanda proyectada en los próximos años. El Programa no producirá el reasentamiento involuntario de personas o su desplazamiento económico. Los posibles impactos socioambientales negativos se producirían mayormente durante la fase de rehabilitación y construcción<sup>35</sup> de la red de subtransmisión y distribución, y en menor grado durante su operación<sup>36</sup>. Estos impactos serán bajos o moderados y podrán ser manejados a través de procedimientos estándar<sup>37</sup>. En virtud de lo anterior y de conformidad con la Política de Medio Ambiente y de Salvaguardias (OP-703), el Programa fue clasificado como Categoría “B”. Por sus características, la operación también activa las políticas OP-102, OP-704 escenario I, OP-761 y OP-765<sup>38</sup>, cuyas provisiones serán consideradas en los Planes de Manejo y Gestión Ambiental y Social (PGAS) de cada proyecto.
- 2.5 Para mitigar los riesgos socio-ambientales, además de las condiciones de orden operativo que se establezcan para el efecto, el OE deberá presentar a satisfacción del BID, previo al inicio de los trabajos de rehabilitación de cada proyecto del

<sup>35</sup> Entre estos se incluyen: (i) generación de ruido en la vecindad de los frentes de obra por efectos de los trabajos de rehabilitación; (ii) generación de residuos líquidos, sólidos y gaseosos; (iii) incremento del riesgo de accidentes por manejo de infraestructura eléctrica existente; (iv) alteración del tránsito vehicular; y (v) interrupciones temporales en la continuidad del servicio eléctrico por las maniobras de conexión y reconexión de los sistemas.

<sup>36</sup> Incluyendo emisiones de radiaciones no ionizantes en las zonas de influencia de las redes de subtransmisión de energía eléctrica.

<sup>37</sup> El [Informe de Gestión Ambiental y Social](#) analiza los principales impactos potenciales, así como de las medidas para manejarlos.

<sup>38</sup> Políticas OP-102 de Acceso a la Información; OP-704 de Gestión del Riesgos de Desastres; OP-761 de Igualdad de Género en el Desarrollo y OP-765 de Pueblos indígenas.

Componente I: (i) las evaluaciones ambientales y el PGAS, junto con el presupuesto correspondiente para su ejecución; (ii) la licencia ambiental y los permisos que de conformidad con la legislación ecuatoriana se requieran; (iii) la resolución de imposición de servidumbre, para el caso de nuevas líneas de distribución; (iv) la evidencia de la tenencia legal de cada uno de los terrenos donde se ubicarán las S/E nuevas; (v) la inclusión de las especificaciones técnicas ambientales que correspondan y del PGAS en los contratos de construcción y fiscalización de las obras previstas; y (vi) la evidencia de haber realizado al menos una consulta pública para cada proyecto, y que incluya: a) descripción del proyecto; b) descripción de los impactos probables; c) descripción de las medidas de manejo propuestas de los impactos identificados (PGAS); d) descripción del sistema de captura y procesamiento de quejas y reclamos; y e) espacio para la recepción de sugerencias al proyecto propuesto o a su PGAS. El BID supervisará semestralmente el desarrollo ambiental y social de las obras financiadas en el marco de esta operación, incluyendo visitas al inicio y a la recepción de las obras.

**C. Riesgo Fiduciario**

- 2.6 La evaluación de capacidad fiduciaria del MEER reveló que el OE cuenta con la capacidad suficiente para realizar las actividades de planificación, gestión financiera y de adquisiciones del Programa. Se identificaron como riesgos: (i) debilidades en el proceso de rendición de cuentas que podrían derivar en atrasos en la presentación de informes financieros; y (ii) debilidades en la implementación de políticas de adquisiciones del BID que podrían generar atrasos en la ejecución y pérdidas por costo de oportunidad. El Anexo III detalla factores de probabilidad de ocurrencia así como las medidas de mitigación sugeridas.

**D. Riesgos de ejecución**

- 2.7 **Riesgos de gestión del Programa.** Los riesgos identificados que podrían derivar en atrasos durante la ejecución son: (i) transferencia de recursos del Programa del Ministerio de Finanzas (MF) al OE de manera oportuna; (ii) cambios en la Unidad de Gestión del Programa (UGP) y su dedicación de tiempo completo al Programa; (iii) capacidad de las EED para la fiscalización de las obras técnicas y ambientales; y (iv) capacidad del OE en la supervisión de los trabajos que realizan las EED. Para mitigar estos riesgos como condición previa al primer desembolso (§3.1), se acordará un mecanismo adecuado de transferencia de los recursos del Programa, del MF a la cuenta única del OE y que estos fondos se usen en los términos y para los propósitos acordados en el contrato de préstamo. Como parte del proceso de conformación de la UGP, el OE confirmará la dedicación en tiempo completo del equipo especializado asignado a la ejecución del Programa y se acordará el perfil del equipo a fin de mitigar riesgos en el monitoreo de las obras financiadas. Para mitigar el riesgo asociado a las capacidades de fiscalización de las EED se incluyen recursos en el Programa para la contratación de fiscalización externa.
- 2.8 **Riesgo Institucional.** Riesgo asociado a la capacidad de las EED de preparar los diseños de proyectos que permitan responder a los objetivos del Programa. Este riesgo es mitigado con la revisión y validación temprana para construcción del 40% de los diseños que integran el Programa. Para la puesta a punto del resto de

los diseños del Programa para licitación, las EED contarán con apoyo de consultoría externa financiada bajo el Componente III del Programa.

**E. Otros aspectos especiales y riesgos**

- 2.9 **Viabilidad técnica y económica.** La preparación de diseños de los proyectos del Programa sigue las especificaciones técnicas, regulatorias y socio-ambientales vigentes en el sector. Este proceso contribuye a mitigar riesgos asociados con desacuerdos sociales en áreas de influencia de los proyectos a financiar. El desarrollo de estos proyectos es parte integral del PED y su prioridad esta descrita en el PME. Para la selección de los proyectos se llevó a cabo un riguroso análisis de la viabilidad económica y técnica de los mismos para determinar su sostenibilidad, además de un análisis de sensibilidad a variaciones de +/- 15% en los principales parámetros, a saber: (i) costos de inversión; (ii) costos de O&M; (iii) costo de la energía eléctrica; (iv) en la tarifa media al consumidor final; (v) en la elasticidad – precio de la demanda; (vi) en los beneficios por mejoras en confiabilidad; y (v) en los beneficios por ahorro de pérdidas de electricidad; demostrando la robustez de la viabilidad económica y financiera estimada del Programa, con valores de TIRE mayores a 12%. Se confirma la mejora de la sostenibilidad financiera de las EED involucradas en el Programa con la evolución del Índice de Recuperación de Efectivo (Cash Recovery Index-CRI, por sus siglas en inglés)<sup>39</sup>, que correlaciona el nivel de pérdidas eléctricas y el nivel de recaudación por facturación, ubicándose en 0,87 al 2013.
- 2.10 El OE ya cuenta con la partida presupuestal respectiva para la ejecución del Programa. La reposición de los activos y la operación y el mantenimiento se financiarán con las tarifas que aprueba CONELEC para los servicios regulados de distribución. Los beneficios económicos y financieros esperados de los proyectos se derivan principalmente de: (i) la reducción de pérdidas eléctricas en el SND; (ii) el abastecimiento de la demanda no satisfecha o esperada por crecimiento natural; y (iv) mejoras en la calidad y confiabilidad del suministro de electricidad.
- 2.11 En el mediano y largo plazo, el Programa facilitará la interconexión de nuevas cargas al SND relacionadas con la puesta en funcionamiento del metro de la Ciudad de Quito, que requerirá la construcción de una subestación reductora y del reforzamiento de tres más que forman parte del SND<sup>40</sup>. La interconexión de este proyecto al SND está previsto en el PME como una de las nuevas cargas de la demanda proyectada al año 2022 (¶1.4).
- 2.12 **Financiamiento retroactivo y reconocimiento de gastos.** En función de los lineamientos de la política OP-507 y sus normativas relacionadas, se contempla financiamiento retroactivo hasta por el 20% de los recursos de financiamiento del

---

<sup>39</sup> Un valor promedio de equilibrio operacional del CRI se estima en 80%.

<sup>40</sup> Las S/E Eugenio Espejo, Chilibulo, Vicentina de la EED-Quito serán reforzadas para suministrar energía a 22.800 V a las subestaciones de tracción Quitumbe, la Magdalena y de la Universidad Central. La nueva S/E Bicentenario suministrará energía a la subestación de tracción el Labrador y formará parte de la nueva infraestructura del SND reforzado.

BID<sup>41</sup> y adicionalmente el reconocimiento de los gastos del aporte local relacionados con el programa (§1.29). El reconocimiento retroactivo se aplicará sobre los pagos efectuados correspondientes a las contrataciones anticipadas asociadas a los procesos de licitación del grupo de 190 proyectos evaluados, como anticipo del monto adjudicado para construcción (§1.25). De este primer grupo de proyectos que cuenta con la documentación técnica, ambiental y económica necesaria, el OE iniciará el proceso de licitación para contratación, durante el mes de abril del año en curso. Los pliegos de licitación desarrollados fueron preparados por el OE en un taller de adquisiciones del Banco, del que resultaron 111 pliegos de obras y bienes, y 54 procesos de fiscalización de obras.

### III. RESUMEN DE MEDIDAS DE IMPLEMENTACIÓN

#### A. Mecanismo y periodo de ejecución

- 3.1 El tiempo previsto de ejecución del Programa es de cuatro años. El OE es el MEER con el apoyo técnico del CONELEC y las EED. **La ejecución de las siguientes actividades será parte de las condiciones contractuales especiales previas al primer desembolso<sup>42</sup>: (i) suscripción y entrada en vigor de un convenio subsidiario entre el Ministerio de Finanzas (MF) y el OE, donde se mencione la obligación que el uso de los recursos se efectúe en los términos y para los propósitos acordados en el contrato de préstamo, previa no-objeción del BID; y (ii) conformación por parte del OE, la UGP dedicada a su ejecución, e integrada por el Coordinador General, Especialista de Adquisiciones, Especialista Financiero, Especialista en Planificación y Monitoreo, Especialista Ambiental e Ingeniero Eléctrico, previa no-objeción del BID.**
- 3.2 **Plan de Adquisiciones (PA).** El equipo del BID y el OE han acordado un PA para los primeros 12 meses de ejecución. El OE deberá actualizar el PA anualmente, coincidente con las evaluaciones anuales previstas y antes del fin de cada año calendario, o cuando se presenten cambios sustanciales cubriendo los meses restantes del período de ejecución del Programa.
- 3.3 **Desembolsos y anticipos de fondos.** Los desembolsos del préstamo se realizarán mediante el mecanismo de anticipo de fondos de acuerdo a las necesidades estimadas de liquidez del programa derivadas del POA y PA. La programación de necesidades de efectivo tendrá un horizonte móvil de 12 meses y los anticipos cubrirán las necesidades de cinco meses de ejecución.

---

<sup>41</sup> Con la aceptación del Banco, se podrá utilizar hasta el equivalente de US\$44,0 millones de los recursos del préstamo para el financiamiento retroactivo de los pagos efectuados correspondientes a las contrataciones anticipadas realizadas por el OE y relacionadas al Programa. Igualmente se reconocerán gastos de aporte local equivalente al IVA de las contrataciones anticipadas antes indicadas. Estas contrataciones deberán haberse efectuados antes de la fecha de aprobación del Programa de crédito por el directorio del BID y con posterioridad al 19 de Marzo de 2014 (fecha de aprobación del Perfil del Proyecto por el BID), siempre que los procesos de adquisiciones utilizados sean sustancialmente análogos a las políticas y procedimientos del BID y que guarden relación con los objetivos del Programa. También se podrán utilizar recursos del financiamiento para reembolsar gastos efectuados o financiar los que se efectúen en el Programa, posterior a la fecha de aprobación del Programa de crédito por el directorio del Banco y hasta la fecha de vigencia del contrato de crédito que se establezca, siempre que los procesos de adquisiciones realizados sean sustancialmente análogos a las políticas y procedimientos del BID.

<sup>42</sup> El Programa se ejecutará con base en los documentos incluidos en el Informe Inicial según las Normas Generales 4.01(d) del Contrato de Préstamo. La UGP del Programa revisará y actualizará estos documentos según se establece en las Normas Generales y lo presentará al BID para su no objeción.

- 3.4 **Auditorías.** Los servicios de auditoría externa serán provistos por una firma de auditores externos aceptable para el BID, contratados sobre la base de términos de referencia acordados con el OE. Las auditorías externas se contratarán con recursos de contraparte (Ver anexo III).
- 3.5 **Manual Operativo del Proyecto (MOP).** El Programa contará con un MOP actualizado con base a los procedimientos claramente establecidos para la ejecución del Préstamo 2608/OC-EC, el cual incluye un amplio sistema de monitoreo, seguimiento y evaluación de sus acciones y resultados, que se lleva a cabo con el apoyo del CONELEC y auditores externos. **La presentación de una versión del MOP actualizada debidamente aprobado por el MEER y su entrada en vigencia, previa no objeción del BID, será condición contractual especial previa al primer desembolso.**
- 3.6 **Condiciones especiales de ejecución.** Previo al inicio de las obras comprendidas en el Componente I, el OE presentará a satisfacción del BID la evidencia de cumplimiento de las condiciones previamente descritas (§2.5).
- B. Resumen de medidas para el monitoreo y evaluación de resultados**
- 3.7 **Arreglos de Monitoreo.** El BID realizará visitas técnicas semestrales al OE para revisar el avance del Programa y hacer los ajustes correspondientes. Se realizarán visitas de supervisión fiduciaria una vez por año así como auditorías externas contables y operacionales para validación del uso de recursos del financiamiento y de los procesos y controles internos operativos que se implementarán en el OE.
- 3.8 **Arreglos de evaluación.** Se realizará una evaluación intermedia y final, financiadas con recursos de contraparte. La evaluación intermedia, será contratada por el OE, en un plazo máximo de dos meses después de que se comprometa el 50% de los recursos del financiamiento del BID. La evaluación final, será contratada por el OE en un plazo máximo de dos meses después de que se desembolse el 95% de los recursos de contrapartida<sup>43</sup>. Los reportes semestrales y anuales de avance serán presentados por el OE según se describe en el Plan de Monitoreo y Evaluación del Programa<sup>44</sup>. El equipo del BID llevará a cabo visitas semestrales al sitio de las obras y prestará continua colaboración a través de la División de Energía (INE/ENE) y la oficina de país en Ecuador (CAN/CEC).

---

<sup>43</sup> Como parte de la evaluación de fin del Programa y a fin de evaluar los impactos de este, se llevará a cabo una evaluación de Costo Beneficio ex post que permita verificar los supuestos y establecer los impactos de la operación.

<sup>44</sup> Ver enlace electrónico requerido #2. [Evaluación Técnica de los Proyectos del Programa](#)

Matriz de Efectividad en el Desarrollo			
Resumen			
I. Alineación estratégica			
1. Objetivos de la estrategia de desarrollo del BID		Alineado	
Programa de préstamos	i) Préstamos a países pequeños y vulnerables; y ii) Préstamos para apoyar iniciativas de cambio climático, energía renovable y el medio ambiente.		
Metas regionales de desarrollo			
Contribución a los productos del Banco (tal como se define en el Marco de Resultados del Noveno Aumento)	(i) Kilómetros de líneas de distribución de electricidad nuevas o mejoradas; y ii) Porcentaje de capacidad de generación de electricidad de fuentes con bajo carbono del total de la capacidad de generación financiada por el BID.		
2. Objetivos de desarrollo de la estrategia de país		Alineado	
Matriz de resultados de la estrategia de país	GN-2680	i) Matriz energética nacional diversificada; ii) Eficiencia energética aumentada	
Matriz de resultados del programa de país	GN-2756	La intervención no está incluida en el Documento de Programación de País 2014.	
Relevancia del proyecto a los retos de desarrollo del país (si no se encuadra dentro de la estrategia de país o el programa de país)			
II. Resultados de desarrollo - Evaluabilidad		Altamente Evaluable	Ponderación
		9.2	Puntuación máxima
		10.0	10
3. Evaluación basada en pruebas y solución		33.33%	10
3.1 Diagnóstico del Programa		3.0	
3.2 Intervenciones o Soluciones Propuestas		4.0	
3.3 Calidad de la Matriz de Resultados		3.0	
4. Análisis económico ex ante		10.0	33.33%
4.1 El programa tiene una TIR/VPN, Análisis Costo-Efectividad o Análisis Económico General		4.0	10
4.2 Beneficios Identificados y Cuantificados		1.5	
4.3 Costos Identificados y Cuantificados		1.5	
4.4 Supuestos Razonables		1.5	
4.5 Análisis de Sensibilidad		1.5	
5. Evaluación y seguimiento		7.5	33.33%
5.1 Mecanismos de Monitoreo		2.5	10
5.2 Plan de Evaluación		5.0	
III. Matriz de seguimiento de riesgos y mitigación			
Calificación de riesgo global = grado de probabilidad de los riesgos*		Bajo	
Se han calificado todos los riesgos por magnitud y probabilidad		Sí	
Se han identificado medidas adecuadas de mitigación para los riesgos principales		Sí	
Las medidas de mitigación tienen indicadores para el seguimiento de su implementación		Sí	
Clasificación de los riesgos ambientales y sociales		B	
IV. Función del BID - Adicionalidad			
El proyecto se basa en el uso de los sistemas nacionales			
Fiduciarios (criterios de VPC/PDP)	Sí	Gestión Financiera: i) Presupuesto, ii) Tesorería y iii) Control externo Adquisiciones: i) Sistemas de información	
No-Fiduciarios			
La participación del BID promueve mejoras en los presuntos beneficiarios o la entidad del sector público en las siguientes dimensiones:			
Igualdad de género			
Trabajo			
Medio ambiente			
Antes de la aprobación se brindó a la entidad del sector público asistencia técnica adicional (por encima de la preparación de proyecto) para aumentar las probabilidades de éxito del proyecto	Sí	Realización del "Taller de capacitación de los procesos de contratación bajo metodología BID" para el personal de OE y EED.	
La evaluación de impacto ex post del proyecto arrojará pruebas empíricas para cerrar las brechas de conocimiento en el sector, que fueron identificadas en el documento de proyecto o el plan de evaluación.			

El proyecto es altamente evaluable.

El cambio de la matriz energética es fundamental dentro de los objetivos del Plan Nacional del Buen Vivir del Gobierno del Ecuador, y tiene entre sus componentes el fomento de las energías renovables y la eficiencia energética. Para su ejecución se desarrolló el nuevo Plan Maestro de Electrificación 2013-2022 (PME) que plantea la modernización y expansión del sistema eléctrico. 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. Bajo cualquiera de los escenarios de la demanda proyectada del PME se requerirá de sistemas de distribución y transmisión robustos y modernos. 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 a pequeña y mediana escala, orientación al uso de sistemas para la transmisión flexible de corriente alterna, el uso de sistemas modernos de protección y medición, automatización de las redes eléctricas de distribución y sub-transmisión bajo el principio de las Redes Inteligentes.

El Proyecto propuesto está claramente articulado con el pormenorizado diagnóstico de la situación energética que se presenta en el documento y busca fortalecer el Sistema Nacional de Distribución favoreciendo el cambio de la matriz energética y la provisión de un servicio eléctrico de calidad a los clientes a través de 3 componentes: (i) Reforzamiento del Sistema Nacional de Distribución, (ii) Diseño para implementación de la estrategia para la migración de GLP a electricidad en el sector residencial, y (iii) Fortalecimiento Institucional.

Se propone una intervención con clara lógica vertical y cuyos impactos finales están asociados a la contribución del proyecto a la mitigación del cambio climático y a la reducción del nivel de pérdidas eléctricas promedio en el SND. Estos impactos se lograrán principalmente mediante la reducción del número de fallas del sistema de distribución y del tiempo total en interrupciones del servicio.

El paquete contiene un análisis económico completo y el Plan de Monitoreo y Evaluación propone la realización de una evaluación económica financiera ex post que replicará la excelente evaluación realizada ex ante.

# PROGRAMA DE REFORZAMIENTO DEL SISTEMA NACIONAL DE DISTRIBUCIÓN DEL ECUADOR

## MARCO DE RESULTADOS

### MATRIZ DE INDICADORES

<b>Objetivos</b>	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
------------------	--

Indicadores de productos		Línea Base (2013)	Año 1	Año 2	Año 3	Año 4	Meta final	Medio de Verificación
<b>Componente I – Reforzamiento del Sistema Nacional de Distribución</b>								
<b>Empresas Eléctricas Distribuidoras</b>								
<i>Proyectos de subtransmisión ejecutados</i>	<i>Número Kms</i>	0,0	114	254	111	148	628	Informe de avance del proyecto
	<i>Costo ejecución (US\$'000)</i>	0,0	21,493	47,830	20,878	27,837	118,038	
<i>Proyectos de Distribución ejecutados</i>	<i>Número Kms</i>	0,0	728	1,621	707	943	4,000	
	<i>Costo ejecución (US\$'000)</i>	0,0	15,826	35,219	15,373	20,498	86,916	
<i>Supervisión y fiscalización contratados</i>	<i>Número contratos</i>	0,0	22	49	18	23	112	
	<i>Costo ejecución (US\$)</i>	0,0	846.7	1.900	676.2	901.6	4.325	
<i>Campania Social de acompañamiento a las obras de rehabilitación</i>	<i>Número de consultores</i>	0.0	20	0.0	0.0	0.0	20	
	<i>Costo ejecución (US\$'000)</i>	0,0	375	375	375	375	1.500	

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 (US\$'000)		0,0	168	0,0	0,0	0,0	168	Informe de avance del proyecto
Un análisis de los hábitos de consumo energético en el sector residencial, aprobado (US\$'000)		0,0	168	0,0	0,0	0,0	168	
Un modelo de gestión del Programa de Cocción Eficiente, aprobado (US\$'000)		0,0	168	168	0,0	0,0	336	
Un sistema de logística para la distribución masiva de kits de cocción por inducción eléctrica de alta eficiencia, aprobado (US\$'000)		0,0	224	0,0	0,0	0,0	224	
Un plan de monitoreo de indicadores energéticos, sociales, económicos y ambientales, aprobado (US\$'000)		0,0	224	0,0	0,0	0,0	224	
Componente III– Fortalecimiento Institucional								
Cursos de entrenamiento en Operación y Mantenimiento a las EED, implementado	Número de cursos	0,0	2	4	6	5	17	Informe de avance del proyecto
	Costo ejecución (US\$'000)	0,0	134	466	583.6	495.8	1.680	
Apoyo a la ejecución por EED <sup>1</sup>	Número de EED	0,0	20	0,0	0,0	0,0	20	
	Costo apoyo ejecución (US\$'000)	0,0	1,680	1,680	1,680	1,680	6,720	

<sup>1</sup> Apoyo a la ejecución de las obras incluye: Equipos de medición, transporte & mantenimiento, informáticos y sus respectivos programas computacionales (software), materiales de oficina y mobiliarios.



Indicadores de resultados	Línea Base (2013)	Meta final (2018)	Medio de Verificación	Comentarios
Componente I – Expansión y reforzamiento para mejoramiento de la capacidad y calidad de transmisión del SNT				
FMIk_RED: Frecuencia Media de Interrupciones del SND <sup>2</sup> . (Número de Fallas del Sistema de Distribución por kVA).	13,72	9,6	Evaluación de fin de proyecto	Línea de base y meta validada por MEER
TTIk_RED: Tiempo Total de interrupciones del SND <sup>3</sup> . (Horas).	15,23	10,5	Evaluación de fin de proyecto	Línea de base y meta validada por MEER
Componente II –Diseño para implementación de la estrategia para la migración de GLP a electricidad en el sector residencial				
Estrategia para el desplazamiento de GLP por electricidad, preparado (Número)	0,0	1	Evaluación de fin de proyecto	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)	0,0	1		
Componente III– Fortalecimiento Institucional				
Número proyectos de reforzamiento del SND ejecutados	0,0	190	Evaluación de fin de proyecto	N/A
Número de empleados de las EED capacitadas en operación y mantenimiento del SND.	0,0	1200	Evaluación de fin de proyecto	N/A
Porcentaje de mujeres capacitadas	18%	40%	Evaluación de fin de proyecto	N/A
Número de mujeres contratadas en las consultorías de las EED	0,0	10	Evaluación de fin de proyecto	N/A

Indicadores de Impacto	Línea Base (2013)	Meta final 2018	Medio de Verificación
<b>Mitigación del Cambio Climático</b> CO <sub>2</sub> evitado a través del Programa (Ton CO <sub>2</sub> eq/año)	0.0	Tbc	Evaluación de fin de proyecto
<b>Eficiencia en la distribución</b> Nivel de pérdidas eléctricas promedio en el SND (%)	12,7	11,4	Evaluación de fin de proyecto

<sup>2</sup> Valores medidos en Cabecera de Alimentadores Primarios de Distribución.

<sup>3</sup> Valores medidos en Cabecera de Alimentadores Primarios de Distribución.

## ACUERDOS Y REQUISITOS FIDUCIARIOS

**PAÍS:** ECUADOR

**PROYECTO No:** EC-L1136

**NOMBRE:** PROGRAMA DE REFORZAMIENTO DEL SISTEMA NACIONAL DE DISTRIBUCIÓN ELÉCTRICA DEL ECUADOR

**ORGANISMO EJECUTOR:** Ministerio de Electricidad y Energía Renovable

**PREPARADO POR:** Gumersindo Velázquez y Gustavo Palmerio FMP/CEC

### I. RESUMEN

- 1.1 La evaluación institucional para la gestión fiduciaria del proyecto fue realizada en base a: (1) el contexto fiduciario del país, (2) los resultados de la evaluación de riesgos fiduciarios, (3) el análisis realizado en Agosto 2013 sobre los procesos de ejecución del programa 2608/OC-EC (FERUM I y II) y reuniones de trabajo con el equipo de proyecto y personal de las diferentes áreas del MEER y entidades involucradas en la ejecución del proyecto (CONELEC, MF, etc.) Como resultado de esta evaluación y reuniones de trabajo se han elaborado acuerdos fiduciarios de Adquisiciones y Gestión Financiera para la ejecución del proyecto.

### II. CONTEXTO FIDUCIARIO DEL PAÍS

- 2.1 *Sistema de Adquisiciones:* En febrero 2013 el Directorio Ejecutivo del Banco aprobó la utilización del Sistema Nacional de Contratación Pública – SNCP, para adquisiciones por debajo del límite de licitación pública internacional. Al respecto, se está trabajando conjuntamente con la SERCOP en la adecuación de los documentos de licitación que aplicarán a los diferentes métodos de adquisiciones para bienes, servicios, obras y servicios de consultoría así como la plataforma del portal. La firma del convenio fue el 13 de mayo de 2014 y se espera iniciar con la implementación del sistema en 7 proyectos piloto seleccionados.
- 2.2 *Sistema de Gestión Financiera:* Las Entidades del Gobierno utilizan el Sistema de Administración Financiera e-SIGEF, que integra efectivamente los procesos de presupuesto, contabilidad, tesorería, pagos electrónicos y un esquema de centralización informática. Asimismo, las entidades del Gobierno Central están sujetas al control y fiscalización del ente supremo de auditoría que es la Contraloría General del Estado (CGE). En términos generales, los sistemas nacionales de gestión financiera tienen un adecuado nivel de desarrollo, requiriendo ser complementados por el momento, para efectos de la ejecución de los proyectos que financia el Banco, en lo referente a reporte financiero específico y a auditoría externa.

### III. CONTEXTO FIDUCIARIO DEL ORGANISMO EJECUTOR

- 3.1 El MEER es el OE del Programa con el apoyo técnico del Consejo Nacional de Electricidad (CONELEC) y la participación de las Empresas Eléctricas Distribuidoras (EED). El MEER es el organismo rector de política del sector de energía renovable en el Ecuador, mientras que el CONELEC tiene la función de

regulación y control del suministro de energía eléctrica y la planificación del sector, con sujeción al Plan Nacional de Desarrollo y a las políticas del MEER. El MEER utiliza los sistemas nacionales de Adquisiciones y Gestión Financiera del país. El Control interno del MEER es realizado mediante la CGE a través de su Unidad de Auditoría Interna.

- 3.2 La misma estructura de ejecución de este Programa es utilizado en la operación 2608/OC-EC Electrificación Rural y Urbano Marginal del Ecuador (FERUM I), el cual abarca el financiamiento de 915 proyectos por un total de US\$ 40 millones con fondos BID, que a diciembre de 2013 se encuentra desembolsado en un 99% a un año y medio desde su elegibilidad.
- 3.3 En Agosto 2013 se realizó un diagnóstico de los procesos administrativo-financieros utilizados durante la ejecución de dicho programa con el objetivo de proponer mejoras para dos nuevas operaciones (EC-L1128 y EC-L1136). Como resultado de dicho análisis se propusieron cambios en actividades que regulan la interacción entre Contratistas-EED-CONELEC-MEER para los procesos de presupuesto, contabilidad, tesorería y reportes, cuyos diseños serán detallados en el Manual Operativo del Programa (MOP).

#### IV. EVALUACIÓN DEL RIESGO FIDUCIARIO Y ACCIONES DE MITIGACIÓN

- 4.1 Sobre la base de las evaluaciones realizadas, se identificaron los riesgos fiduciarios incluidos en la respectiva matriz de riesgos:
  - a. **Debilidades en el proceso de rendición de cuentas:** Factores: (i) Falta de uniformidad en los procesos utilizados por las EED para reportar los resultados de los proyectos ejecutados; (ii) Archivos descentralizados geográficamente en las EED; (iii) Necesidad de generar información financiera específica sobre la utilización de recursos con fondos BID – Capital Ordinario y del Fondo Chino de Cofinanciamiento para América Latina y el Caribe (Fondo Chino). Impacto: Retrasos en el monitoreo y presentación adecuada de informes y estados financieros. Acciones de Mitigación: (i) Socializar las mejores prácticas identificadas de la ejecución del programa 2608/OC-EC. (ii) Elaborar normas, procedimientos e instructivos estandarizados y simplificados que faciliten la gestión y consolidación de la información administrativo-financiera que respalda la ejecución. (iii) Realizar talleres de capacitación y socialización de los procesos a personal clave de las distribuidoras. (iv) Realizar actividades para el fortalecimiento de las EED en la ejecución y sostenibilidad del programa incluidas en el Componente III del proyecto. (v) Prestar apoyo, capacitación y acompañamiento para la ejecución.
  - b. **Debilidades en la implementación de políticas de adquisiciones del BID:** Factores: Falta de conocimiento del personal de la UGP y las EED sobre las políticas de adquisiciones del BID. Debilidad en la capacidad de supervisión del OE durante el proceso de adquisición y contratación. Impacto: Retrasos en la ejecución y pérdidas por costo de oportunidad. Acciones de mitigación: (i) Capacitación al

Ejecutor y EED en la Gestión de las Adquisiciones; (ii) Implementación del Sistema de Ejecución de Planes de Adquisiciones (SEPA), (iii) Definición de un modelo de pliego de adquisiciones unificado y socializado.

- c. **Deficiente capacidad del mercado para responder a los llamados de licitación:** Factores: El mercado local y el internacional no tienen capacidad de proveer los materiales, equipos y mano de obra solicitados en las licitaciones para la construcción de los proyectos. Impacto: Retrasos en la ejecución y pérdidas por costo de oportunidad. Acciones de mitigación: (i) Las licitaciones se van a ejecutar considerando los materiales, equipos y mano de obra que cumplan con los estándares nacionales e internacionales; y (ii) Los llamados a licitación procurarán ser incluidos en los medios necesarios para su amplia divulgación.

## **V. ASPECTOS A SER CONSIDERADOS EN ESTIPULACIONES ESPECIALES A LOS CONTRATOS**

Algunos puntos para su consideración: - Aprobación del Manual Operativo del Proyecto - MOP

## **VI. ACUERDOS Y REQUISITOS PARA LA EJECUCIÓN DE LAS ADQUISICIONES**

### **6.1 Ejecución de las Adquisiciones**

- a. Adquisiciones de Bienes, Obras y Servicios Diferentes de Consultoría (Política de Adquisiciones GN-2349-9): Los contratos de Bienes Obras y Servicios Diferentes de Consultoría<sup>1</sup> generados bajo el programa estarán incluidos en el Plan de Adquisiciones Inicial y para los sujetos a Licitación Pública Internacional (LPI) se ejecutarán utilizando los Documentos Estándar de Licitaciones (DELS) emitidos por el Banco. La revisión de las especificaciones técnicas de las adquisiciones durante la preparación de procesos de selección, será responsabilidad del especialista sectorial del proyecto. Se prevé que la planificación de las actividades relacionadas con adquisiciones, sea en el sistema Online SEPA. El Plan de adquisiciones será por los primeros 18 meses y se actualizará anualmente o cuando sea necesario empleando en el SEPA. Asimismo, en procesos de LPI se aceptará la disminución hasta cuatro semanas del plazo indicado por las “Políticas” para la presentación de ofertas, aplicable al caso de adquisiciones no complejas, y aceptación del plazo establecido por la normativa local para las Licitaciones Públicas Nacionales (LPN). Esto en particular, para las LPI por montos ligeramente superiores al límite inferior de LPI del país, y en las que se presume no habrá participación internacional. En caso de que algún potencial oferente lo solicite, se deberá pactar la ampliación de dicho plazo. Asimismo, cuando se trate de obras sencillas y bienes comunes cuyo valor se encuentre por debajo del monto para LPI, se podrán adquirir a través de Comparación de Precios, de acuerdo a lo publicado en el portal BID (montos límites).

---

<sup>1</sup> Políticas para la Adquisición de Bienes y Obras financiadas por el Banco Interamericano de Desarrollo (GN-2349-9) párrafo 1.1: Los servicios diferentes a los de consultoría tienen un tratamiento similar a los bienes.

- b. Selección y Contratación de Consultores (Política de Adquisiciones GN-2350-9): Los contratos de Servicios de Consultoría estarán incluidos en el Plan de Adquisiciones Inicial, se ejecutarán utilizando la Solicitud Estándar de Propuestas (SEPs) emitida por el Banco y su planificación y administración será a través del SEPA. Para servicios de consultoría con un presupuesto estimado de hasta US\$ 200 mil el ejecutor promoverá el uso del método de selección basada en las calificaciones de los consultores (SCC), según lo previsto en las políticas párrafo 3.7.
- c. Selección de los consultores individuales: La contratación de consultores individuales se podrá solicitar mediante anuncios locales o internacionales a fin de conformar una lista corta de individuos calificados, siguiendo lo establecido en el documento GN-2350-9, Sección V, párrafos del 5.1 al 5.4.
- d. Capacitación: En el Plan de adquisiciones se detallan las adquisiciones que se aplican a los componentes del proyecto que incluyen elementos de capacitación y que se contratan como servicios de consultoría y diferentes a consultoría.
- e. Financiamiento retroactivo y reconocimiento de gastos. En función de los lineamientos de la política OP-507 y sus normativas relacionadas, se contempla financiamiento retroactivo hasta por el 20% de los recursos de financiamiento del BID<sup>2</sup> y adicionalmente el reconocimiento de los gastos del aporte local relacionados con el programa (¶1.29). El reconocimiento retroactivo se aplicará sobre los pagos efectuados correspondientes a las contrataciones anticipadas asociadas a los procesos de licitación del grupo de 190 proyectos evaluados, como anticipo del monto adjudicado para construcción (¶1.25). De este primer grupo de proyectos que cuenta con la documentación técnica, ambiental y económica necesaria, el OE iniciará el proceso de licitación para contratación, durante el mes de abril del año en curso. Los pliegos de licitación desarrollados fueron preparados por el OE en un taller de adquisiciones en el Banco, del que resultaron 111 pliegos de obras y bienes, y 54 procesos de fiscalización de obras.

**Tabla de Montos Límites (miles US\$)**

Obras			Bienes <sup>3</sup>			Consultoría	
Licitación Pública Internacional	Licitación Pública Nacional	Comparación de Precios	Licitación Pública Internacional	Licitación Pública Nacional	Comparación de Precios	Publicidad Internacional al Consultoría	Lista Corta 100% Nacional
≥3.000.000	<3.000.000	< 250.000	> 250.000	< 250.000	< 50.000	>200.000	<200.000

<sup>2</sup> Con la aceptación del Banco, se podrá utilizar hasta el equivalente de US\$44,0 millones de los recursos del préstamo para el financiamiento retroactivo de los pagos efectuados correspondientes a las contrataciones anticipadas realizadas por el OE y relacionadas al Programa. Igualmente se reconocerán gastos de aporte local equivalente al IVA de las contrataciones anticipadas antes indicadas. Estas contrataciones deberán haberse efectuados antes de la fecha de aprobación del Programa de crédito por el directorio del BID y con posterioridad al 19 de Marzo de 2014 (fecha de aprobación del Perfil del Proyecto por el BID), siempre que los procesos de adquisiciones utilizados sean sustancialmente análogos a las políticas y procedimientos del BID y que guarden relación con los objetivos del Programa. También se podrán utilizar recursos del financiamiento para reembolsar gastos efectuados o financiar los que se efectúen en el Programa, posterior a la fecha de aprobación del Programa de crédito por el directorio del Banco y hasta la fecha de vigencia del contrato de crédito que se establezca, siempre que los procesos de adquisiciones realizados sean sustancialmente análogos a las políticas y procedimientos del BID.

	≥250.000			≥50.000			
--	----------	--	--	---------	--	--	--

### Adquisiciones Principales

Actividad	Tipo de Licitación	Fecha Estimada	Monto estimado (u\$s miles)
<b>1.- Obras</b>			
Obras civiles: Reforzamiento, repotenciación, remodelación de redes, construcción de subestaciones, reemplazos de transformadores, ampliaciones de alimentadores, adquisición, instalación y funcionamiento de transformadores de potencia y líneas de transmisión. Este plan prevé 43 procesos.	LPN	2 sem 2014	47.200
Obras civiles: Reforzamiento, repotenciación, remodelación de redes, construcción de subestaciones, reemplazos de transformadores, ampliaciones de alimentadores, adquisición, instalación y funcionamiento de transformadores de potencia y líneas de distribución. Este plan prevé 67 procesos clasificadas como obras sencillas.	CP	2 sem 2015	36.700
<b>2.- Bienes</b>			
Subestaciones Móviles	LPI	2 sem 2014	4.000
<b>3.- Servicios de Consultoría Firmas</b>			
Estudios de pre-inversión reforzamiento de la distribución	SBCC	1 sem 2015	1.300
Estudios de pre-inversión reforzamiento de la subtransmisión	SBCC	1 sem 2015	1.700
Fiscalización de obras civiles. Se prevén 13 procesos. Ver detalle en plan de adquisiciones ampliado.	SBCC	2 sem 2014	878
<b>4.- Servicios de Consultoría Individual</b>			
Fiscalización de obras civiles. Se prevén 20 procesos. Ver detalle en plan de adquisiciones ampliado.	CCIN	2 sem 2014	517

**6.2 Supervisión de Adquisiciones.** Los contratos sujetos a revisión ex-post por parte del Banco, serán los detallados en el cuadro siguiente y para montos iguales o superiores a los citados en el mismo cuadro, serán supervisados de manera ex ante. De igual manera, en los casos de revisión ex post se podrán incluir contrataciones y selecciones de acuerdo con lo previsto en el numeral 4 de Apéndice 1 de las Políticas de Adquisiciones y Consultoría. Las visitas de revisión ex post por el Banco se realizarán, al menos una vez cada 12 meses. Los reportes de revisión ex-post incluirán al menos una visita de inspección física, cuando corresponda.

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

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

**6.3 Disposiciones especiales.** Medidas para reducir las probabilidades de corrupción: Atender las disposiciones de la 2349-9 y 2350-9 en cuanto a prácticas prohibidas (listas de empresas y personas físicas inelegibles de organismos multilaterales).

**6.4 Registros y Archivos.** El ejecutor deberá mantener los registros actualizados y los archivos debidamente ordenados con la documentación inherente a adquisiciones y

contrataciones en un solo *file* o carpeta única; que sea perfectamente diferenciable de los procesos financiados con recursos del aporte local o financiados con recursos distintos a los del programa.

## **VII. ACUERDOS Y REQUISITOS DE GESTIÓN FINANCIERA**

- 7.1 **Programación y Presupuesto.** El cuerpo legal que establece las normas generales que rigen la programación, formulación, aprobación, ejecución, control, evaluación y liquidación de los presupuestos es el Código Orgánico de Planificación y Finanzas Públicas, cuyas normas generales son aplicadas a la ejecución de los programas que financia el banco en el país. El sistema integrado eSigef, instrumentaliza y estandariza la aplicación de estas normas generales en todo el aparato de gestión pública nacional. El presupuesto del programa será calculado sobre la base del plan operativo anual acordado entre el banco y el ejecutor, y servirá de base para la inclusión formal del mismo en el presupuesto general del MEER incluido en la proforma presupuestaria que es sometida a aprobación del legislativo. El MEER gestionará los desembolsos y las asignaciones presupuestarias para el Proyecto y llevará el control de la ejecución presupuestaria a través de sus sistemas internos.
- 7.2 **Contabilidad y sistemas de Información.** La contabilidad gubernamental se lleva a través del sistema eSigef, el cual fue parametrizado de acuerdo al plan de cuentas contables gubernamental expedido por el Ministerio de Finanzas (MF). La contabilidad oficial de proyectos que reciben financiamiento externo se lleva a través del sistema eSigef conforme al plan de cuentas contables gubernamental y al clasificador presupuestario. Si bien el eSigef actualmente permite la elaboración de informes relacionados con los recursos suministrados por el BID y el Fondo Chino, éstos no consideran a nivel de detalle y apertura requeridos por lo cual es necesario que mediante informes separados se revele el estado de los proyectos. Debido a esto, se acordó con el ejecutor que, para la operación de préstamo, se implementará una herramienta adicional que permita el seguimiento técnico y financiero de las actividades de ejecución y la preparación de los informes financieros detallados y reportes del proyecto.
- 7.3 **Desembolsos y Flujo de Fondos.** El Gobierno de Ecuador cuenta con el mecanismo de Cuenta Única del Tesoro Nacional -CUT- a través de la cual se unifica la gestión de la tesorería de todas las entidades que conforman el gobierno central. La implementación de este mecanismo no elimina el sistema de cuentas especiales, o de propósito específico, que se manejan en el Banco Central del Ecuador (BCE) para recibir el financiamiento de préstamos multilaterales, entre ellos los del BID. En este sentido, para la recepción de los recursos del préstamo el MEER abrirá dos cuentas para el Programa en el BCE, correspondiendo una al financiamiento BID y la otra al Fondo Chino. Todos los pagos del programa serán ejecutados a través del sistema eSigef mediante débito a la CUT. Los desembolsos del Programa se realizarán de acuerdo a las necesidades reales de liquidez del proyecto tomando en cuenta las dos fuentes de financiamiento por separado, mediante la modalidad de Anticipo de Fondos de acuerdo a un plan financiero (PF) detallado que refleje las necesidades reales de recursos para el Proyecto, para un periodo de 6 (seis) meses. Los planes

financieros se deben preparar al inicio del Proyecto y actualizar de acuerdo con la evolución de la ejecución del mismo. El ejecutor presentará al BID cada solicitud de desembolso acompañada por el PF y Flujo de Caja del proyecto para los próximos 180 días, así como de la conciliación de los fondos disponibles del programa para cada fuente de financiamiento. La rendición de cuentas en relación con los anticipos se hará según lo establecido en la OP-237 “Política de Gestión Financiera para Proyectos Financiados por el BID”. La revisión de la documentación soporte de los gastos o pagos efectuados por cada fuente será realizada en forma ex-post al desembolso de los recursos por parte del Banco. Se emitirán informes con los resultados en cada visita de revisión ex-post. La revisión ex-post de desembolsos será realizada por personal del Banco y/o Consultores y los Auditores Externos. Respecto de los gastos realizados que no sean considerados elegibles por parte del Banco, se acordará entre éste y el OE si los mismos deberán ser reintegrados al Banco, sustituidos por otros gastos elegibles al programa o proceder a la cancelación de los montos involucrados.

- 7.4 **Control Interno y Auditoría Interna.** En relación a los sistemas de control interno la Constitución de la República del Ecuador establece que la CGE- es el ente encargado de dirigir el sistema de control del Sector Público. Como parte de dicho sector, el MEER cuenta con un área de Auditoría Interna propia que depende directamente de la CGE, sin embargo, el Banco no utilizará sus servicios debido a que ésta no incluye dentro de sus planes de auditoría la revisión del proyecto. El manual operativo incluirá los principales procesos de control interno necesarios para asegurar que los controles estén funcionando en forma adecuada. Durante la ejecución, el equipo fiduciario evaluará el cumplimiento y la calidad de dichos procesos.
- 7.5 **Control Externo e Informes.** Debido a que la CGE no cuenta, por el momento, con la capacidad suficiente para ejercer el control externo sobre proyectos financiados con recursos de endeudamiento externo, la auditoría externa del Proyecto será efectuada por auditores independientes aceptables por el Banco de nivel uno. Durante la ejecución, el MEER presentará anualmente, dentro de los 120 días siguientes a la fecha de cierre de cada ejercicio económico, los estados financieros auditados (EFAs) del proyecto y reportes de elegibilidad de los gastos del proyecto de acuerdo con los lineamientos del BID y sobre la base de términos de referencia previamente aprobados por el BID. Los EFAs deberán presentar la información consolidada del proyecto pero con el grado de apertura suficiente que permita identificar los ingresos y gastos por fuente de financiamiento. Los costos de la auditoría serán cubiertos por los recursos de contrapartida local. No existe una política nacional de revelación pública de los informes de auditoría; no obstante, según la política de acceso y divulgación de información vigente, se deberá publicar en los sistemas del Banco los informes auditados del proyecto.



Actividad de Supervisión	Plan de Supervisión			
	Naturaleza y alcance	FRECUENCIA	Responsable	
			Banco	Tercero
<b>OPERACIONAL</b>	Revisión del Informe de Progreso	<b>SEMESTRAL</b>	Equipo Fiduciario y Sectorial	
	Revisión de Cartera con Ejecutor y MF	<b>De acuerdo a los Requerimientos del MF</b>	Equipo Fiduciario y Sectorial	
<b>FINANCIERA</b>	Visitas de Inspección	<b>SEMESTRAL</b>	Esp. Fiduciario	
	Auditoría Financiera	<b>ANUAL</b>	Esp. Fiduciario	<b>MEER</b>
	Revisión Ex-post Desembolsos	<b>ANUAL</b>	Esp. Fiduciario -FAI	
	Revisión Solicitudes de Desembolso	<b>PERIODICA</b>	Equipo Fiduciario	
<b>ADQUISICIONES</b>	Revisión Ex-ante Adquisiciones	<b>Inicialmente el primer año</b>	JEP/con apoyo de Esp. Adquisiciones	<b>MEER</b>
	Actualización Plan de Adquisiciones	<b>Anual</b>	JEP/con apoyo de Esp. Adquisiciones	<b>MEER</b>
<b>CUMPLIMIENTO</b>	Cumplimiento Condiciones Previas	<b>UNA VEZ</b>	Equipo Fiduciario	
	Asignación Presupuestal	<b>ANUAL</b>	Esp. Fiduciario	<b>MEER</b>
	Presentación de EFAS	<b>ANUAL</b>	Esp. Fiduciario	

7.6 Mecanismo de Ejecución. El OE es responsable de la administración financiera y control interno, con la asistencia técnica del equipo del CONELEC y de las EED para la contratación de las obras que se ameriten conforme a sus áreas de concesión. Las tareas del CONELEC se focalizarán en los aspectos técnicos, centralizándose específicamente en dos áreas, la Dirección de Planificación y Políticas, y la Dirección de Supervisión y Control. Ambas Direcciones, en sus distintas instancias, mensualmente reportarán al MEER los movimientos involucrados de forma tal que éste último los registre en su sistema financiero-contable. En el MEER, la ejecución del Programa estará bajo el liderazgo de la Subsecretaría de Distribución y Comercialización de Energía con el apoyo de la Subsecretaría de Energía Renovable y Eficiencia Energética. Asimismo, toda la actividad administrativa (presupuesto, contabilidad, pagos, etc.) será realizada por el MEER a través de su Dirección Financiera y la Subsecretaría de Control y Gestión Sectorial. Para ello se deberá conformar una Unidad de Gestión del Programa – UGP con dedicación permanente a la ejecución del mismo debiendo estar conformada por: un Coordinador General, un especialista financiero, un especialista en adquisiciones y un especialista en planificación y monitoreo. La UGP preparará sus proyecciones de flujo de fondos, solicitudes respectivas y justificaciones de uso de fondos, presentando al Banco los documentos correspondientes de acuerdo a los formatos solicitados.

7.7 Debido a la existencia de financiamiento externo de dos fuentes distintas (Fondos BID y Fondo Chino), la información financiera y de gestión mencionada en el

párrafo anterior deberá respetar la apertura por ambas fuentes de forma tal que se pueda planificar, monitorear y rendir cuentas por cada una de ellas y de forma consolidada.

7.8 Tabla de Adquisiciones: [IDBDOCS-#38699407](#)

**PROGRAMA DE REFORZAMIENTO DEL SISTEMA NACIONAL DE DISTRIBUCIÓN  
ELÉCTRICA DEL ECUADOR**

**EC-L1136**

**CERTIFICACIÓN**

La Unidad de Gestión de Donaciones y Cofinanciamiento (ORP/GCM) certifica que ha recibido la no objeción de Ying Zhang, People's Bank of China de fecha 28 de marzo de 2014, relacionado al “Programa de Reforzamiento del Sistema Nacional de Distribución Eléctrica del Ecuador” por US\$50.000.000 con cargo al Fondo Chino de Cofinanciamiento para America Latina y el Caribe (CHC).

*(Original firmado)*

*Mayo 15, 2014*

---

Sonia M. Rivera

---

Fecha

Jefe

Unidad de Gestión de Donaciones y Cofinanciamiento  
ORP/GCM