



Directorio Ejecutivo

Para consideración

A partir del 4 de febrero de 2015

PR-4269

20 de enero de 2015

Original: español

Público

Divulgación Simultánea

A: Los Directores Ejecutivos

Del: Secretario

Asunto: Ecuador. Propuesta de préstamo para el proyecto “Apoyo al Cambio de la Matriz Energética del Ecuador”

Información básica: Modalidad Préstamo Programático en Apoyo de Reformas de Política (PBP)
Prestatario República del Ecuador
Monto hasta US\$500.000.000
Fuente Capital Ordinario

Consultas a: Jesús Tejeda (teléfono Representación en Ecuador 5932-299-6942) o Wilkferg Vanegas Rico (extensión 1530)

Observaciones: La presente operación es el primer préstamo en una serie programática de tres operaciones consecutivas de un solo tramo cada una, vinculadas técnicamente entre sí pero financiadas en forma independiente, de conformidad con el documento CS-3633-1, "Préstamos en apoyo de reformas de política: Directrices sobre preparación y aplicación. Nueva versión".

De acuerdo con lo establecido en el documento GN-1838-1, "Criterios y normas atinentes a las relaciones entre el Directorio y la Administración", de fecha 1 de julio de 1994, el Directorio Ejecutivo considera las operaciones de préstamo vinculadas con políticas por Procedimiento Estándar.

Referencia: GN-1838-1(7/94), DR-398-11(4/11), GN-2200-13(4/05), CS-3633-1(6/14), CS-4073(12/14)

DOCUMENTO DEL BANCO INTERAMERICANO DE DESARROLLO

ECUADOR

APOYO AL CAMBIO DE LA MATRIZ ENERGÉTICA DEL ECUADOR

(EC-L1140)

PROPUESTA DE PRÉSTAMO

Este documento fue preparado por el equipo de proyecto integrado por: Jesús A. Tejeda (ENE/CEC), Jefe de Equipo; Arnaldo Vieira de Carvalho (INE/ENE), Co-Jefe de Equipo; Emilio Sawada (ENE/CUR); Alejandro Melandri (INE/ENE); Carlos Hinestroza (INE/ENE); Wilkferg Vanegas Rico (INE/ENE); Haydemar Cova León (INE/ENE); Javier Díaz-Cassou (CAN/CEC); Leopoldo Avellán (CAN/CAN); Rafael A. Poveda (CAN/CEC); y Javier I. Jiménez (LEG/SGO).

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

CONTENIDO

I.	DESCRIPCIÓN Y MONITOREO DE RESULTADOS	2
A.	Antecedentes, Situación Actual y Propuesta	2
B.	Objetivos, Componentes y Costos	13
C.	Resultados Esperados	14
D.	Análisis Económico	14
II.	ESTRUCTURA DE FINANCIAMIENTO Y PRINCIPALES RIESGOS	14
A.	Instrumentos Financieros	14
B.	Riesgos Ambientales, Sociales y Medidas de Manejo Asociadas	15
C.	Riesgo Fiduciario	15
D.	Riesgos de Ejecución	15
E.	Riesgo Institucional	15
F.	Riesgo de Acceso a Recursos de Financiamiento	15
III.	RESUMEN DE MEDIDAS DE IMPLEMENTACIÓN	16
A.	Resumen de Arreglos de Ejecución	16
B.	Resumen de Medidas para el Monitoreo y Evaluación de Resultados	16
IV.	CARTA DE POLÍTICA	16

Anexos	
ANEXO I:	Resumen de la Matriz de Efectividad en el Desarrollo (DEM)
ANEXO II:	Matriz de Política
Enlaces Electrónicos	
REQUERIDOS	
1.	Carta de Política http://idbdocs.iadb.org/wsdocs/getDocument.aspx?DOCNUM=39163770
2.	Medios de Verificación http://idbdocs.iadb.org/wsdocs/getDocument.aspx?DOCNUM=39163656
3.	Matriz de Resultados http://idbdocs.iadb.org/wsdocs/getDocument.aspx?DOCNUM=39163223
OPCIONALES	
4.	Evaluación Económica del Programa http://idbdocs.iadb.org/wsdocs/getDocument.aspx?DOCNUM=39199615
5.	Plan de Monitoreo y Evaluación http://idbdocs.iadb.org/wsdocs/getDocument.aspx?DOCNUM=39163751
6.	Reporte de Políticas de Salvaguardias http://idbdocs.iadb.org/wsdocs/getDocument.aspx?DOCNUM=39163047
7.	Justificación del Programa con la PSP GN-2716-6 y Estrategia de Infraestructura (GN-2710-5) http://idbdocs.iadb.org/wsdocs/getDocument.aspx?DOCNUM=39162891
8.	Informe de Resultados de la Implementación del “Plan Fronteras Cocinas Inducción Carchi” http://idbdocs.iadb.org/wsdocs/getDocument.aspx?DOCNUM=38699214
9.	Antecedentes del Uso de Gas Licuado de Petróleo (GLP) en Ecuador http://idbdocs.iadb.org/wsdocs/getDocument.aspx?DOCNUM=38699465
10.	Términos de Referencia para Evaluación Económica Financiera <i>Expost</i> http://idbdocs.iadb.org/wsdocs/getDocument.aspx?DOCNUM=38703608
11.	Plan Maestro de Electrificación de Ecuador 2013-2022. CONELEC http://idbdocs.iadb.org/wsdocs/getDocument.aspx?DOCNUM=38272441
12.	Plan Nacional del Buen Vivir 2013-2017 http://www.senplades.gob.ec/
13.	Proyecto de Ley Orgánica del Servicio Público de Energía Eléctrica http://idbdocs.iadb.org/wsdocs/getDocument.aspx?DOCNUM=38703503
14.	Consumo de Derivados del Petróleo (histórico y proyectado) http://idbdocs.iadb.org/wsdocs/getDocument.aspx?DOCNUM=39164826
15.	Análisis del Impacto Macroeconómico de la Transformación de Matriz Energética – ECONOMICA http://idbdocs.iadb.org/wsdocs/getDocument.aspx?DOCNUM=39164830 http://idbdocs.iadb.org/wsdocs/getDocument.aspx?DOCNUM=39164838
16.	Proyecto de Reducción de Diésel en la Generación Eléctrica - PETROAMAZONAS EP http://idbdocs.iadb.org/wsdocs/getDocument.aspx?DOCNUM=39164863 http://idbdocs.iadb.org/wsdocs/getDocument.aspx?DOCNUM=39164866
17.	Declaración de Lima para la Interconexión e Integración Eléctrica Andina http://idbdocs.iadb.org/wsdocs/getDocument.aspx?DOCNUM=38761537
18.	Anexo Técnico de Integración Regional http://idbdocs.iadb.org/wsdocs/getDocument.aspx?DOCNUM=39188415
19.	Revisando el impacto fiscal de la subida de los precios del petróleo en Centroamérica http://idbdocs.iadb.org/wsdocs/getDocument.aspx?DOCNUM=39242266
20.	Estudio sobre el consumo energético, hábitos de cocción y equipamiento eléctrico en el hogar http://idbdocs.iadb.org/wsdocs/getDocument.aspx?DOCNUM=39339504

Siglas y Abreviaturas

AFD	Agencia Francesa de Desarrollo
ARCH	Agencia de Regulación y Control Hidrocarburífero
BEP	Barriles Equivalentes de Petróleo
BID	Banco Interamericano de Desarrollo
BEN	Balance Energético Nacional
CAF	Banco de Desarrollo de América Latina
CELEC EP	Empresa Pública Estratégica Corporación Eléctrica del Ecuador
CENACE	Centro Nacional de Control de Energía
CO	Capital Ordinario
CONELEC	Consejo Nacional de Electricidad
CO ₂	Bióxido de Carbono
CRI	<i>Cash Recovery Index</i> (Índice de recuperación de efectivo)
CT	Cooperación Técnica
DEM	<i>Development Effectiveness Matrix</i>
EBP	Estrategia del BID con el País
EE	Eficiencia Energética
EED	Empresas Eléctricas Distribuidoras
EN-INS	<i>Energy-Institutional</i>
ER	Energías Renovables
FMIk	Frecuencia Media de Interrupciones
GCI-9	Noveno Aumento General de Capital del BID
GdE	Gobierno de la República del Ecuador
GLP	Gas Licuado de Petróleo
GN	Gas Natural
GWh	Gigavatios-hora
km	kilómetros
kV	kilovoltio
kWh	kilovatio-hora
LH	Ley de Hidrocarburos
LOEP	Ley Orgánica de Empresas Públicas
LRSE	Ley de Régimen del Sector Eléctrico
L/T	Línea de Transmisión
MC-15	Mandato Constituyente No. 15 de 2008
M&E	Monitoreo y Evaluación
MEER	Ministerio de Electricidad y Energía Renovable
MEM	Mercado Eléctrico Mayorista
MF	Ministerio de Finanzas
MICSE	Ministerio Coordinador de Sectores Estratégicos
MOP	Manual Operativo del Programa
MRNNR	Ministerio de Recursos Naturales No Renovables
MW	Megavatios
MVA	Megavoltio Amperio
MWh	Megavatio-hora
OE	Organismo Ejecutor
OGE	Optimización de la Generación Eléctrica

O&M	Operación y Mantenimiento
PE	Poder Ejecutivo
PED	Plan de Expansión de la Distribución
PET	Plan de Expansión de la Transmisión
PETROAMAZONAS EP	Empresa Pública de Exploración y Explotación de Hidrocarburos
PETROECUADOR EP	Empresa Pública de Hidrocarburos del Ecuador
PIB	Producto Interno Bruto
PLANREP	Plan de Reducción de Pérdidas Eléctricas
PMD	Plan de Mejoramiento de la Distribución
PME	Plan Maestro de Electrificación de Ecuador 2013-2022
PNBV	Programa Nacional del Buen Vivir
PNCE	Programa Nacional de Cocción Eficiente
PRSND	Programa de Reforzamiento del Sistema Nacional de Distribución
PSP	Política de Servicios Públicos Domiciliarios
RRPDP	Reglamento de Regulación de Precios de Derivados del Petróleo
S/E	Subestaciones Eléctricas
SH	Secretaría de Hidrocarburos
SINEA	Sistema de Intereconexión Eléctrica Andina
Sistema-500	Sistema de Transmisión de 500-kV
SND	Sistema Nacional de Distribución
sin	Sistema Nacional Interconectado
TdR	Términos de Referencia
TIR	Tasa Interna de Retorno
TTIk	Tiempo Medio de Interrupciones
V	Voltios
VP	Valor Presente
VPN	Valor Presente Neto
VPP	Vida Promedio Ponderada

RESUMEN DEL PROGRAMA
ECUADOR
APOYO AL CAMBIO DE LA MATRIZ ENERGÉTICA DEL ECUADOR
EC-L1140

TÉRMINOS Y CONDICIONES FINANCIERAS				
Prestatario: República del Ecuador			Facilidad de Financiamiento Flexible*	
			Período Amortización:	20 años
Organismo Ejecutor (OE): Ministerio de Finanzas (MF)			Vida Promedio Ponderada (VPP)**	12,75 años
Fuente	Monto (US\$)		Período Desembolsos:	1 año
BID - Capital Ordinario (CO)	500.000.000	100%	Período de Gracia:	12 años
			Inspección y Vigilancia:	***
			Tasa de interés:	Basada en LIBOR
Total	500.000.000	100%	Comisión de Crédito:	***
			Moneda:	Dólares EE.UU. con cargo al Capital Ordinario del Banco.
ESQUEMA DEL PROYECTO				
Objetivos y descripción del programa: Apoyar al país en el cambio de su matriz energética, y así contribuir a la consolidación de las cuentas fiscales y externas, a través de la disminución de las importaciones de derivados de petróleo y sustitución de subsidios asociados. Los objetivos específicos del primer programático son apoyar: (i) el establecimiento de las condiciones para la implementación efectiva de las acciones bajo el cambio de la matriz energética; (ii) el fortalecimiento de las condiciones para responder a la demanda del servicio eléctrico; y (iii) el inicio de compromisos de país para el intercambio de mayor energía eléctrica en la región.				
La presente operación es la primera de una serie programática en apoyo de reformas de política, a conformarse de tres préstamos contractualmente independientes y técnicamente vinculados, de conformidad con el documento CS-3633-1.				
Condiciones contractuales especiales previas al desembolso: El desembolso de los recursos de financiamiento del Banco Interamericano de Desarrollo (BID) está sujeto al cumplimiento de las reformas de política, de acuerdo al Anexo II, a la Carta de Política y al cumplimiento de las condiciones del contrato de crédito (¶4.1).				
Excepciones a la Política del BID: Ninguna.				
El Proyecto califica como:			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 manejo de riesgos.

** La VPP original máximo del préstamo y el período 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.

I. DESCRIPCIÓN Y MONITOREO DE RESULTADOS

A. Antecedentes, Situación Actual y Propuesta

- 1.1 **Situación macroeconómica.** Entre 2008 y 2013, el Producto Interno Bruto (PIB) real de la economía ecuatoriana creció a una tasa promedio anual del 4,7%, por encima del promedio de la región (3,2%). Esta expansión económica se produjo en un contexto de estabilidad de precios (inflación promedio de 4,8% entre 2008 y 2013 y de 3.7% en 2014). La favorable coyuntura por la que ha atravesado la economía ecuatoriana ha permitido que el desempleo se reduzca a mínimos históricos (4,65% a septiembre 2014) y a disminuir la incidencia de la pobreza¹.
- 1.2 Uno de los factores que explica el dinamismo reciente de la economía ecuatoriana es el crecimiento del gasto y de la inversión pública: entre 2008 y 2014 los egresos totales del Sector Público no Financiero aumentaron 82.9% en términos nominales. Durante dicho período, la inversión del Estado pasó de US\$7.001 millones (11,3% del PIB) a US\$16.078 millones (16% del PIB). En línea con las metas del Plan Nacional del Buen Vivir (PNBV), esta tendencia refleja el esfuerzo del Gobierno de la República del Ecuador (GdE) para sentar las bases del cambio de la matriz energética y productiva del país.
- 1.3 A pesar de que los ingresos del Estado también crecieron gracias a una mejor gestión tributaria y a los elevados precios del crudo, la evolución del gasto anteriormente descrita ha llevado a un déficit fiscal del 3,9% del PIB en 2014². Otro factor que contribuye a explicar la situación fiscal, son los subsidios energéticos cuyo peso ha aumentado en línea con la evolución de la demanda y de los precios internacionales de la energía. De acuerdo al Banco Central (BC), entre 2009 y 2013 la diferencia entre el costo de importación y los ingresos por venta doméstica de los derivados subsidiados, pasó de US\$1.085 millones a US\$3.666 millones (8,8% del gasto público total)³.
- 1.4 También se ha producido un aumento del déficit de la balanza por cuenta corriente, que se ubicó en 0.6% del PIB en 2014 y 1,3% del PIB en 2013, frente a déficits del 0,4% del PIB en 2012 y en 2011. Dicha tendencia se explica en parte por las importaciones de bienes de capital y materias primas asociadas a las grandes obras de infraestructura en curso. Asimismo, entre 2009 y 2013 el valor de las importaciones de derivados de petróleo pasó de US\$2.338 millones a US\$6.080 millones (23,3% de las importaciones totales de bienes en 2013).
- 1.5 Durante el último trimestre de 2014 se produjo una caída importante en los precios de exportación del crudo ecuatoriano, que pasó de US\$96,4 por barril en el promedio del primer semestre a menos de US\$50 por barril en los últimos días del año. El GdE ha respondido a esta caída en los precios con un paquete de medidas que pretende mitigar su impacto sobre las finanzas públicas y la balanza de pagos, entre las que se incluyen: (i) una reforma tributaria que aumentará la recaudación de determinados impuestos; (ii) recorte al plan de inversiones de 2015 en US\$839,8 millones, posponiendo la ejecución de proyectos que cuentan con un componente de importación elevado; (iii) recorte al gasto corriente en

¹ Entre 2009 y junio de 2014 la tasa de pobreza por ingresos cayó de 36% a 24,5% (Fuente: INEC).

² Estimaciones del Ministerio de Finanzas del Ecuador. El déficit fiscal en 2012 alcanzó 1,1% del PIB y 0,01% del PIB en 2011.

³ Fuente: Banco Central del Ecuador.

US\$580 millones, medida que incluye el congelamiento del alza en los salarios de los funcionarios públicos.

- 1.6 **Transformación de la matriz energética ecuatoriana.** Ecuador está llevando adelante un ambicioso proceso de fortalecimiento y transformación de su matriz energética orientado a: (i) incrementar la capacidad de generación hidroeléctrica y térmica más eficiente para abastecer el crecimiento de la demanda que se proyecta en el mediano plazo; (ii) disminuir el consumo de productos derivados de petróleo; (iii) expandir y fortalecer las redes de transmisión y distribución; (iv) aumentar la cobertura eléctrica en zonas urbano-marginales y rurales; (v) tener un sistema eléctrico más limpio, eficiente, confiable, con uso balanceado de su dotación de fuentes primarias de energía; y (vi) contribuir al cambio de la matriz productiva del país.
- 1.7 El proceso de transformación de la matriz energética inició en 2009, incorporándose en el PNBV 2009-2013 y en el Plan Maestro de Electrificación (PME) 2009-2020. Como parte central de este proceso, el GdE construye nuevos proyectos hidroeléctricos, así como plantas termoeléctricas más eficientes de las cuales el 75% de la potencia será a base de Gas Natural (GN)⁴. Con la nueva infraestructura, la capacidad instalada efectiva aumentará de 5.063 MegaVatios (MW)_[2013] a 8.200 MW_[2017]⁵.
- 1.8 Al desplazar una gran parte de la capacidad actual instalada térmica de la que depende el sistema, se espera que las inversiones en curso contribuyan a reducir el consumo de derivados de petróleo en la generación eléctrica interconectada, y por tanto las importaciones y subsidios asociados a dicho consumo. De manera paralela, el GdE tiene previsto llevar a cabo reformas sectoriales para acompañar las inversiones, y que buscan contribuir a la reducción del consumo de derivados en la generación eléctrica de la actividad hidrocarburífera y en el sector residencial, desplazando el consumo domiciliario subsidiado de Gas Licuado del Petróleo (GLP) por electricidad, a través del Programa Nacional de Cocción Eficiente (PNCE)⁶. El proceso de transformación de la matriz energética contempla igualmente el fomento del intercambio de electricidad con países vecinos y la recuperación de capacidad de refinación.
- 1.9 **Situación del sector energético.** Ecuador es autosuficiente en términos totales de energía, lo que le permite exportar sus excedentes energéticos no renovables. Sin embargo, importa derivados del petróleo debido a que su creciente demanda supera su capacidad de refinación⁷. En 2013 Ecuador produjo 192 millones de barriles de petróleo, generando exportaciones por US\$13.412 millones (14,2% del PIB). En ese mismo año, el creciente consumo interno de derivados (gasolinas, *fuel oil* 4, *fuel oil* 6, diésel, GLP, otros), alcanzó

⁴ El Plan de Expansión de la Generación contempla una inversión de US\$9.172 millones de los cuales 81% incluye la construcción de centrales hidroeléctricas y el resto para generación térmica y generación no convencional.

⁵ PME-2013-2022. En 2022, la matriz de generación eléctrica contará con 9.730 MW efectivos instalados, y una generación de 49.220 GWh/año.

⁶ El PNCE es una de las iniciativas prioritarias del GdE bajo el cambio de la matriz energética y cuenta con un carácter innovador al proponer el uso de cocinas de inducción más eficientes (80%) en remplazo de cocinas a GLP, menos eficientes (40%). Para su diseño el MEER llevó a cabo estudios que incluyeron: (i) plan piloto de Cocinas Inducción en el Carchi, Ecuador [IDBDOCS#38699214](#); (ii) estudio de hábitos de cocción en el Ecuador [IDBDOCS#39339504](#), financiado por el BID; (iii) análisis tarifario para la transacción de GLP a electricidad; (iv) análisis e identificación de proveedores de cocinas de inducción con un alto grado de fabricación nacional.

⁷ La Refinería de Esmeraldas, saldrá de operación en 2014 para mantenimiento y recuperación de capacidad. Se espera su entrada en operación para el segundo semestre de 2015.

80 millones de barriles equivalentes de petróleo (BEP), de los cuales 54% fueron producidos localmente, y 46% importados⁸.

- 1.10 Históricamente el sector eléctrico ha mostrado una tendencia a una mayor incorporación de capacidad de generación eléctrica térmica basada en combustibles fósiles líquidos. La mayoría de estos combustibles se producen en el país y alguno de ellos como el caso del *fuel oil* 6 son comercializados por debajo de su precio de producción. Sin embargo, el incremento en la demanda de electricidad motivó el uso creciente de otros combustibles con tecnologías de más rápida implementación, como es el caso de la generación a diésel. En 2013, con un 47,5% de la capacidad eléctrica instalada correspondiendo a generación térmica, el volumen de derivados líquidos utilizados en generación eléctrica ascendió a 19 millones BEP⁹, donde el *fuel oil* 4 y 6 fueron los derivados de mayor consumo (13,5 millones BEP en dicho año). El consumo de estos dos derivados fue enteramente abastecido por la producción nacional. La participación del GN ha venido en aumento y en 2013 se destinaron 2,8 millones BEP a generación. Le siguió el diésel 2 con 2,3 millones BEP, siendo la producción nacional insuficiente para cubrir la demanda de este derivado¹⁰.
- 1.11 Los precios de venta de los derivados del petróleo en los terminales nacionales son fijados por el poder ejecutivo periódicamente, sin embargo los ajustes efectuados hasta la fecha no han logrado acompañar la variabilidad característica de los precios de los hidrocarburos, por consiguiente existe actualmente una brecha entre el precio de venta y los costos de producción y de importación. Esta brecha, calculada sobre la base de la diferencia entre el costo de producción y el precio de venta en el caso del *fuel oil* 4 y 6, ascendió a US\$32 millones a partir de 2013. Calculado sobre la base de la diferencia entre el precio de importación y el precio de venta para generación, el subsidio asociado al diésel 2 y a la nafta ascendieron a US\$159 millones y US\$5 millones respectivamente en ese mismo año. En esta misma línea, la generación eléctrica que abastece la actividad hidrocarburífera desconectada del Sistema Nacional de Transmisión (SNT), es abastecida con diésel habiendo generado en 2013 un subsidio igual a US\$578 millones de la parte importada.
- 1.12 En 2013 el consumo nacional de GLP sumó 12 millones BEP, de los cuales el 21% fue abastecido por la producción nacional y el 79% restante importado. El precio de venta doméstico del GLP (US\$12,1/BEP) se encuentra por debajo del precio de producción (US\$37,6/BEP) y de importación (US\$79/BEP), generando subsidios que en 2013 sumaron US\$657 millones. Debido al precio subsidiado se estima que aproximadamente 19% de la oferta tiene como destino el contrabando¹¹. De la oferta restante disponible, el 98% fue consumido por el sector residencial, y el 2% por el vehicular y agroindustrial.
- 1.13 **Situación del subsector eléctrico.** De acuerdo al Balance Energético Nacional 2013 (BEN), la potencia actual efectiva instalada es 5.063 MW¹² y la oferta anual 23.086 Gigavatios-hora (GWh). Adicionalmente, la actividad hidrocarburífera cuenta con

⁸ Los derivados importados son principalmente nafta (30%), diésel-2 (40%) y GLP (18%). Los precios de importación son superiores a los precios de terminal para venta interna. Aún si los precios de producción nacional han sido menores que los precios de venta interna para el caso del *fuel oil* 4 y 6 y del diésel 2, esta diferencia se ha reducido al cierre de 2013, tendiendo a generar déficit con relación a la producción nacional.

⁹ PME 2013-2022; Estadísticas del Banco Central 2013.

¹⁰ En 2013 se importaron 21 millones BEP de diésel y se produjeron 7 millones BEP nacionalmente.

¹¹ Fuente: ECONOMICA con información estadística, junio 2014 - Banco Central del Ecuador (BCE) y PME 2013-2022.

¹² Distribución de la potencia efectiva nacional: hidráulica 44,0%, térmica 55,9% y renovable no convencionales 0,01%.

capacidad eléctrica a base de diésel por 365 MW¹³. Entre 2011 y 2012 la demanda anual de energía aumentó 6,1%. Al 2020 se esperan incrementos promedios del 8,4% anual, alcanzando los 6.684 MW de potencia¹⁴. Este aumento de la demanda proyectado está relacionado, entre otros factores, con un mayor consumo industrial, desplazamiento del consumo domiciliario de GLP a electricidad, y el desarrollo de proyectos estratégicos¹⁵.

- 1.14 Si bien los márgenes de reserva de la energía hidroeléctrica son elevados, éstos no están exentos de variaciones entre la temporada lluviosa y la temporada de sequía, lo cual aunado a la limitada capacidad de almacenamiento del recurso hídrico y los requerimientos de mantenimiento periódico de las unidades de generación, incrementa la vulnerabilidad del sistema. Sin embargo, los nuevos proyectos hidroeléctricos en construcción están planeados para aprovechar los beneficios de la complementariedad de cuencas hidrológicas¹⁶ ubicadas en las vertientes del pacífico y del oriente del país. Además se tiene previsto la incorporación de mayor capacidad firme a base de GN¹⁷.
- 1.15 Las inversiones previstas en el Plan de Expansión de la Transmisión (PET) del PME para el período 2013-2022 suman US\$954 millones. Estas inversiones incluyen obras de expansión, rehabilitación, reemplazo, fortalecimiento y modernización del SNT. La Empresa Eléctrica Pública Estratégica Corporación Nacional de Electricidad (CELEC EP) a través de su unidad de negocios TRANSELECTRIC, construye 400 km del primer sistema de transmisión en alta tensión en 500 kV del Ecuador (Sistema-500), requerido para la evacuación de energía de nuevos proyectos hidroeléctricos¹⁸.
- 1.16 En cuanto a distribución, la calidad y cobertura del servicio eléctrico ha mejorado en los últimos años, permitiendo responder a la demanda actual de una manera más eficiente. Los índices de frecuencia y tiempo de interrupciones que miden la calidad del servicio, se acercan a los valores regulados por el Consejo Nacional de Electricidad (CONELEC) (FMik 13,7 y TTik 15,2)¹⁹. El índice de recuperación de efectivo (CRI, por sus siglas en inglés) se ubica en 80 puntos promedio nacional y el índice de pérdidas eléctricas totales en 12,7%. Si bien este último se considera un éxito del GdE en la reducción de las pérdidas eléctricas, el aumento sustancial proyectado de la demanda y de la oferta eléctrica, así como el desarrollo de proyectos estratégicos basados en el consumo masivo de energía eléctrica por el sector residencial, podrían revertir la tendencia actual y traducirse en un incremento de las pérdidas en el sistema. La cobertura eléctrica nacional alcanzó 96,7% al cierre de 2013, sin embargo, existen provincias con valores cercanos a 91,6%, sobre todo en zonas rurales que requieren de la continuidad de los programa de electrificación rural y de la promoción de su sostenibilidad. Las inversiones previstas en el Plan de Expansión de la Distribución (PED) del PME 2013-2022, suman US\$2.544 millones. Estas inversiones tienen como fin fortalecer y modernizar el Sistema Nacional de Distribución (SND²⁰) para

¹³ Para el 2022 esta capacidad podría superar 500 MW.

¹⁴ PME 2013-2022.

¹⁵ Refinería del Pacífico, Proyecto de Optimización de Generación Eléctrica (OGE&EE) de PETROAMAZONAS, etc.

¹⁶ Referencia: Cevallos Escobar, Juan Gabriel; Macas Díaz, Diego Fernando; Jaramillo, Marcelo. Análisis de la complementariedad hidrológica de las vertientes del Amazonas y del Pacífico en el Ecuador considerando las nuevas centrales hidroeléctricas proyectadas hasta el 2016. Escuela Politécnica Nacional. Quito, enero 2012.

¹⁷ Algunos de los nuevos proyectos hidroeléctricos y térmicos más eficientes entran en operación a partir de 2014.

¹⁸ El Sistema-500 atravesará gran parte del país y entrará en operación en dos etapas, en el 2015 y en el 2016.

¹⁹ FMik: Frecuencia Media de Interrupciones; TTik: Tiempo Medio de Interrupciones.

²⁰ PME 2013-2022: potencia instalada actual en transformadores de distribución del orden de 8.113 MVA. Esta potencia ha sido suficiente para responder a la demanda eléctrica actual.

- operar a 220 Voltios (V), así como expandirlo en favor de una mayor cobertura eléctrica. Las inversiones del SND son claves en el proceso de Cambio de la Matriz Energética. La demanda proyectada y la oferta eléctrica en construcción implica el contar con un SND más robusto y que a su vez permita asegurar: (i) la implementación del PNCE; (ii) la continuidad de la cobertura eléctrica; (iii) niveles de pérdidas eléctricas por debajo de 14%; y (iii) parámetros de calidad según regulación nacional.
- 1.17 **Estructura del sector energético.** La Constitución Nacional de 2008 considera a la energía en todas sus formas como parte de los sectores estratégicos, con lo cual el Estado tiene el derecho de administrarla y regularla de conformidad con los principios de sostenibilidad ambiental, precaución y eficiencia. En ese marco, se creó el Ministerio Coordinador de Sectores Estratégicos (MICSE), que tiene entre sus funciones dirigir las políticas y acciones de las instituciones que integran los sectores estratégicos. De manera específica, el Ministerio de Electricidad y Energía Renovable (MEER) tiene como misión satisfacer las necesidades de energía eléctrica. Por su lado, el Ministerio de Recursos Naturales No Renovables (MRNNR) garantiza la explotación sustentable y soberana de los recursos naturales no renovables de los subsectores hidrocarburífero y minero.
- 1.18 **Marco legal regulador e institucional del subsector hidrocarburos.** La legislación del subsector hidrocarburos en Ecuador se fundamenta principalmente en la Constitución de la República del Ecuador de 2008; y en las siguientes normas e instituciones: la Ley de Hidrocarburos (LH) y sus reformas²¹; el Reglamento a las Reformas a la Ley de Hidrocarburos; el Reglamento de Operaciones Hidrocarburífera; el Reglamento de Regulación de Precios de Derivados del Petróleo (RRPDP), y sus reformas; el Decreto Ejecutivo 315 que crea la Empresa Pública de Hidrocarburos del Ecuador (PETROECUADOR EP); y el Decreto Ejecutivo 314, que crea la Empresa Pública de Exploración y Explotación de Hidrocarburos (PETROAMAZONAS EP).
- 1.19 El MRNNR tiene adscrita la Agencia de Regulación y Control Hidrocarburífero (ARCH), que regula el subsector en todas sus actividades; la Secretaría de Hidrocarburos (SH), que cumple con las funciones de gestión y administración de los hidrocarburos; PETROAMAZONAS EP, que tiene la función de participar en las actividades “aguas arriba”; y PETROECUADOR EP²², que participa en todas las actividades de la cadena de valor de los hidrocarburos. En 2012 el 72% de la producción de petróleo fue realizada por las empresas del estado. El resto de la producción se efectuó por 14 empresas privadas.
- 1.20 Según el artículo 72 de la LH, los precios de venta de los derivados del petróleo en el mercado interno son regulados mediante reglamento promulgado por el Poder Ejecutivo (PE). Desde la promulgación del RRPDP en 2005 y sus subsiguientes reformas, los precios internos de ciertos productos como las gasolinas, diésel, *fuel oil* y GLP tienen valores fijados por el PE.
- 1.21 **Marco legal regulador e institucional del subsector eléctrico.** La legislación del subsector eléctrico se fundamenta en la Constitución de la República del Ecuador de 2008; y en las siguientes normas e instituciones: el Mandato Constituyente No. 15 (MC-15); la

²¹ La última reforma se efectuó el 24 de noviembre de 2011. En esta reforma se crea la ARCH y la SH.

²² PETROECUADOR EP comercializa en el mercado interno el 47% del *fuel oil* 4, 32% del diésel, 26% de las gasolinas y naftas y 0,4% del GLP. La refinación se efectúa en tres refinerías: Esmeraldas, La Libertad y Complejo Industrial Shushufindi. Una cuarta refinería estatal (Lago Agrio) produce productos para el consumo interno de la empresa.

Ley del Régimen del Sector Eléctrico (LRSE²³) y sus reformas No. 2006-55; la Ley Orgánica de Empresas Públicas (LOEP) de 2009²⁴; y el Decreto Ejecutivo No. 220 de 2010 que crea a la Empresa Pública Estratégica Corporación Eléctrica del Ecuador (CELEC EP).

- 1.22 La función de regulación y control del suministro de electricidad recae en el CONELEC. La función de transmisión se asigna a CELEC EP-Transelectric, cuyo objetivo es transportar energía eléctrica y garantizar el libre acceso a las redes de transmisión de los agentes del Mercado Eléctrico Mayorista (MEM)²⁵. El trabajo de distribución de la energía eléctrica es responsabilidad de las once Empresas Eléctricas Distribuidoras (EED), mayoritariamente públicas.
- 1.23 El MC-15 instruye al CONELEC a establecer una tarifa única²⁶ que deben aplicar las EED para cada tipo de consumidor. La tarifa de transmisión y distribución reconoce los costos de operación y mantenimiento, calidad en el servicio y gestión socio-ambiental, tomando en cuenta que la inversión planificada es cubierta según se establece en el MC-15²⁷. La tarifa de transmisión²⁸ se aplica a los distribuidores y grandes consumidores en reconocimiento por el uso de las Líneas de Transmisión (L/T), Subestaciones Eléctricas (S/E) y otros elementos que conforman el SNT. Desde 2001, todas las EED estaban suscritas a fideicomisos administrados por entidades de la banca local, que recaudaban los ingresos por la provisión del servicio eléctrico, incluyendo aporte por tarifa dignidad²⁹ del GdE.
- 1.24 Como parte de las acciones de reforma en el sector, en abril de 2014 el MEER anunció un nuevo esquema de recaudación y pagos del servicio eléctrico que incluye al Banco Central (BC). Se crea entonces, 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. Igualmente durante el primer semestre de 2014, el PE presentó el proyecto de Ley Orgánica del Servicio Público de Energía Eléctrica (LOSPEE) a la Asamblea Nacional. La nueva Ley una vez publicada en el Registro Oficial, sustituirá a la actual LRSE y buscará ratificar los principios de eficiencia, calidad y sostenibilidad en la prestación del servicio eléctrico, incluidos en el MC-15 y la LRSE, y mantendrá la estructura sectorial de responsabilidades, focalizando los roles del MEER, CONELEC, y CENACE según su mandato. Estas dos últimas instituciones se convertirán en la Agencia de Regulación y Control de Electricidad (ARCONEL) y el Operador Nacional de Energía (ONE), respectivamente. El directorio del CONELEC anunció el alza de la tarifa eléctrica de US\$0,01 para los consumidores residenciales y de US\$0,02 para clientes comerciales e industriales, desde 2014.

²³ La LRSE y el MC-15 son las normativas del sector. Otros instrumentos relacionados con el tema: Res. No. 173, mediante la cual el Ministerio del Ambiente, acredita al CONELEC como Autoridad Ambiental de Aplicación Responsable; la Regulación No. CONELEC-003/06, que tipifica las líneas de transmisión que requieren EIA.

²⁴ 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.

²⁵ El MEM está compuesto por generadores, distribuidores y grandes consumidores.

²⁶ De acuerdo al MC-15 la tarifa única que deben aplicar las EED refleja los costos de operación y mantenimiento.

²⁷ A partir de 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.

²⁸ La tarifa de transmisión vigente al 2013, es de 1,77 US\$/kW mes de demanda máxima (CONELEC, Res. 008/2013).

²⁹ La tarifa dignidad es calculada como el 50% de la tarifa residencial vigente pliego tarifario de cada EED. Tiene como beneficiarios usuarios residenciales, cuyos consumos mensuales de energía eléctrica, son de hasta 110 kWh-mes en la sierra y de hasta 130 kWh-mes, en la costa, oriente y región insular.

- 1.25 **Estrategia del GdE en el sector.** El PNBV 2013-2017 ratifica los objetivos del cambio de la matriz energética y productiva del país. Para alcanzar estos objetivos el GdE apunta a reducir el consumo e importación de derivados de petróleo, mejorar la capacidad de refinación nacional para satisfacer la demanda interna e incrementar la exportación. Se espera que estas acciones contribuyan a mejorar los indicadores del sector, a reducir el déficit fiscal y comercial externo, y por ende a afianzar la sostenibilidad macroeconómica del país. Para ello, las inversiones en el sector incluyen: (i) aumento de la oferta eléctrica; (ii) reducción del consumo de derivados en la generación eléctrica del Sistema Nacional Interconectado (SNI) y en la generación eléctrica de la actividad hidrocarburífera; (iii) reducción del consumo de GLP en el sector residencial y sustitución de subsidios; y (iv) recuperación de capacidad de refinación. De manera adicional se espera poder seguir con la mejora del acceso y calidad del servicio eléctrico y mantener el control de los indicadores de pérdidas eléctricas.
- 1.26 **El problema.** El proceso de cambio de la matriz energética se encuentra en un momento crucial dado el número de inversiones en infraestructura en curso (¶1.7, ¶1.15 y ¶1.34), y que requieren de acciones puntuales y del acompañamiento de reformas sectoriales³⁰ específicas para alcanzar las metas (¶1.24 y ¶1.25). El no completar con éxito este proceso, resultaría en: (i) un aumento del consumo de derivados, con una mayor dependencia de las importaciones, lo que podría ejercer una presión significativa sobre las finanzas públicas (a través de los subsidios) y la balanza comercial del país (a través de las importaciones); y (ii) se podrían revertir los logros alcanzados en la reducción de las pérdidas eléctricas y dilatar el avance en el acceso sostenible a la electricidad sobre todo en zonas rurales.
- 1.27 Tomando como base las proyecciones de demanda contempladas en el PME, y asumiendo que sin el cambio de la matriz energética el crecimiento de la misma se cubriría principalmente con generación térmica, el consumo de derivados utilizados para generación eléctrica podría alcanzar 38 millones BEP en 2017³¹, un aumento de 120% con respecto a dicho consumo en 2013 (17 millones BEP³²). Por su parte, si el PNCE^{33 34}, no fructifica de acuerdo a las previsiones oficiales, el gasto relacionado con el consumo de GLP continuaría.
- 1.28 De presentarse este escenario, en 2017 los subsidios a los combustibles destinados a generación ascenderían a US\$612 millones (US\$196 millones en 2013), mientras que los subsidios asociados al GLP llegaría a US\$676 millones (US\$657 millones en 2013). Esto traería como consecuencia, un mayor incremento del déficit fiscal (¶1.3).

³⁰ Las reformas previstas para acompañar la transformación del sector, incluyen: aprobación de la LOSPEE, aprobación del aumento de la tarifa eléctrica; estrategia para la sustitución de subsidios al GLP y focalización de subsidios en la población vulnerable; normativa para promover un mayor intercambio de energía en la región, entre otras.

³¹ Se espera que a partir de 2017 se observen los principales resultados por la entrada en operación de la nueva generación.

³² No incluye gas natural. Este hidrocarburo es producido localmente.

³³ Para la implementación del PNCE se creará un subsidio temporal en beneficio de los clientes que utilicen cocinas de inducción. Esta tecnología mejorará la eficiencia de cocción de 40% a 80%.

³⁴ El subsidio que estará vigente a partir del segundo semestre de 2014 y hasta 2018, consiste en igualar a cero el valor equivalente a los primeros 80 kWh para la cocción de alimentos con cocinas de inducción y el valor equivalente a 20 kWh para calentamiento de agua. Cualquier consumo superior se paga a la tarifa residencial respectiva. En 2017 el consumo eléctrico por cocinas de inducción alcanzaría 2,8 GWh a un costo subsidiado de US\$171 millones. Sin embargo, un incremento generalizado de la tarifa eléctrica en 2014, como anunciado por el GdE, reducirá los costos asociados a la implementación de esta iniciativa.

- 1.29 De igual manera, la balanza comercial también se vería afectada, dado que de los 38 millones BEP de derivados que se requerirían para abastecer el sistema de generación eléctrica en 2017, 8,6 millones BEP deberían ser importados a un costo equivalente de US\$1.056 millones. Comparativamente, en 2013 el sistema de generación requirió la importación de 1,7 millones BEP a un costo de US\$226 millones. Para satisfacer la demanda doméstica de GLP, sin el cambio de la matriz energética en 2017 sería necesario importar cerca de 9,3 millones BEP, a un costo aproximado de US\$660 millones.
- 1.30 **Propuesta:** Para alcanzar los resultados e impactos macroeconómicos esperados, se requiere de coordinación institucional para la ejecución paulatina y monitoreo continuo de las acciones e inversiones en curso, y una serie de medidas públicas que generen los incentivos adecuados para una producción, consumo e intercambios de energía eficientes. Para esto se requieren acciones de política, y de reformas sectoriales que deberán implementarse en los próximos años como son: (i) marco normativo para la sustitución de subsidios de energía; (ii) adecuación del esquema tarifario que garantice el desplazamiento en el uso de GLP por electricidad; (iii) preparación de una Agenda Nacional de Energía que asegure una adecuada coordinación institucional y la implementación de las inversiones; (iv) creación y ratificación de un comité nacional que promueva la mejora en la calidad del servicio eléctrico a través de la implementación de redes inteligentes; (v) fortalecimiento de las EED para garantizar la mejora de la cobertura eléctrica, la calidad del servicio y la reducción de las pérdidas eléctricas; (vi) focalización de roles institucionales y ratificación de los principios de sostenibilidad según se establece en el Mandato Constituyente No. 15, bajo una nueva ley del subsector eléctrico; (vii) adecuación de la tarifa eléctrica que promueva la sostenibilidad del servicio eléctrico bajo la nueva matriz de generación; y (viii) acuerdos internacionales para avanzar hacia la creación de un mercado eléctrico andino, que facilite la exportación e importación de energía.
- 1.31 Como resultado de este proceso, se espera que la nueva capacidad de generación eléctrica efectiva del país esté constituida en un 80% por hidroelectricidad, 16% termoelectricidad y un 4% energía renovable. Ello generará un beneficio ambiental directo con la reducción de emisiones de CO₂ que pasarán de 3,7 millones de toneladas en 2013 a 1,3 millones anuales en 2017. A su vez, se espera que la reducción en el consumo de productos derivados del petróleo asociados a esta nueva matriz energética tenga un impacto macroeconómico significativo³⁵. Por el lado fiscal, comparando las proyecciones con y sin cambio de la matriz energética, en 2017 el ahorro neto en subsidios asociados al consumo de derivados en la generación del SNI podría ascender a US\$574 millones, mientras que el ahorro en subsidios al diésel utilizado para generación eléctrica en la actividad hidrocarburífera podría ascender a US\$272 millones. Por su parte, el ahorro en el subsidio al GLP ascendería a US\$678 millones. Finalmente, el aumento generalizado en la tarifa eléctrica producirá ingresos anuales adicionales por US\$321 millones, superior al costo anual del subsidio asociado al uso de cocinas de inducción (US\$171 millones). En 2017, por tanto, el cambio de la matriz energética generaría un ahorro fiscal de aproximadamente US\$1,674

³⁵ De acuerdo con el estudio, “*Revisando el impacto fiscal de los precios del petróleo en Centroamérica*” (BID), se menciona: “...entre las líneas de acción paralelas se destaca la necesidad de movilizar más rápidamente la evolución del sector eléctrico hacia renovables y promover mejoras de eficiencia energética. Las inversiones en programas y proyectos que reduzcan el consumo de hidrocarburos tanto por acciones de oferta como de demanda tiene hoy en estos países, al menos en los más expuestos a vulnerabilidades, un valor sombra o social elevado. Su financiamiento debería estar acompañado de compromisos de rediseños de subsidios por parte de los países” [DOCNUM=39242266](#).

millones³⁶, cerca de 1,4% del PIB³⁷.

- 1.32 Por el lado de la balanza comercial, el cambio de la matriz energética permitirá reducir las importaciones de derivados y exportar excedentes. En efecto, la comparación entre las proyecciones con y sin el cambio de la matriz energética sugieren que en 2017 dejarían de importarse 3,1 millones BEP de *fuel oil* 4, 0,5 millones BEP de *fuel oil* 6, 4,8 millones BEP de diésel, y 0,15 millones BEP de nafta. Asimismo, teniendo en cuenta la evolución esperada de la capacidad de refinación del país, se exportarían 4,5 millones BEP de *fuel oil* 4 y 10,3 millones BEP de *fuel oil* 6. Adicionalmente, con el cambio de la matriz energética en 2017 la contribución neta que se obtendría por las menores importaciones de GLP asciende a US\$637 millones, y la de la generación hidrocarburífera por reducción de diésel importado a US\$398 millones. Esta variación en las importaciones y exportaciones de derivados implica que, de concluirse con éxito el cambio de la matriz energética, el saldo de la balanza comercial de 2017 superará al que se materializaría sin reforma por un monto de US\$3.492 millones, aproximadamente el 2,9% del PIB proyectado para dicho año.
- 1.33 En el largo plazo se espera que las inversiones en transmisión y distribución de electricidad contribuyan a disminuir las pérdidas eléctricas, recuperando energía equivalente a US\$527 millones anuales a partir de 2022³⁸. A su vez, el aumento en la capacidad de generación posibilitará a Ecuador incrementar sus intercambios de energía con los países de la región a través del circuito existe en 230 kV y en el mediano plazo en 500 kV.
- 1.34 **Apoyo del BID.** Desde 2010, el BID ha acompañado este proceso de transformación a través de varias operaciones de inversión por un total de US\$504 millones, y una serie de cooperaciones técnicas no reembolsables por un monto cercano a US\$8 millones, en los temas de desarrollo de capacidades, generación de conocimiento y apoyo a la ejecución³⁹. Los proyectos financiados por el BID son parte integral de los planes de expansión del PME, entre los que se encuentra: el préstamo “Apoyo al Programa de Transmisión” (2457/OC-EC)⁴⁰, y el préstamo “Programa de Reforzamiento del Sistema Nacional de Transmisión” (3167/OC-EC)⁴¹ que tienen como objetivo contribuir a la expansión y reforzamiento del SNT para asegurar el adecuado transporte de electricidad de los nuevos proyectos hidroeléctricos a los puntos de entrega del SND.
- 1.35 El BID también contribuye al financiamiento del PED. En los últimos años, las obras financiadas incluyen: los “Programas de Electrificación Rural y Urbano Marginal” (2608/OC-EC y 3087/OC-EC)⁴², el “Programa de Reforzamiento del Sistema Nacional de Distribución” (PRSD) (3187/OC-EC y 3188/CH-EC)⁴³, que buscan mejorar la cobertura y la calidad del servicio eléctrico.
- 1.36 Entre los principales resultados obtenidos con las inversiones mencionadas, se encuentran,

³⁶ Análisis del Impacto Macroeconómico de la Transformación de Matriz Energética - ECONOMICA

³⁷ Para efectos de este cálculo, se usaron las proyecciones del PIB nominal del *World Economic Outlook*.

³⁸ El PME establece un nivel de pérdidas eléctricas totales de 7,5% al 2022.

³⁹ Durante 2015 se solicitó apoyo adicional al BID para el cumplimiento de los compromisos del segundo programático del Programa, a través de las CT: EC-T1312- Elaboración del Plan Nacional de Eficiencia Energética y, EC-T1313- Preparación de la Agenda Nacional de Energía., EC-T1316- Uso eficiente de gas asociado atrapado previo a quemado. 2457/OC EC, por US\$64,5 millones, inició su ejecución en 2011 y concluirá en el primer semestre de 2015.

⁴⁰ Aprobado por el Directorio del BID el 23 de abril de 2014 por US\$150 millones.

⁴¹ Estas operaciones identificadas como FERUM I y FERUM II, cuentan con financiamiento del BID por US\$40 millones y US\$30 millones respectivamente. El FERUM I terminó su ejecución y el FERUM II cuenta con desembolsos de 50%.

⁴² Préstamo BID de US\$170 millones, aprobado en junio de 2014, 72% desembolsado a la fecha.

la expansión del SNT, construcción y rehabilitación de S/E, mejora de los perfiles de voltaje y disminución de la cargabilidad según regulación No. CONELEC 004/02⁴⁴. Parte de las nuevas inversiones bajo la operación 3167/OC-EC tienen como objetivo, el asegurar el adecuado transporte de electricidad de los nuevos proyectos hidroeléctricos a los puntos de entrega del SND. De manera similar, alguno de los resultados observados con el fortalecimiento del SND incluyen mayor cobertura eléctrica; disminución de las pérdidas eléctricas totales, y mejora de los índices de calidad del servicio del sistema (§1.16).

- 1.37 La interconexión eléctrica regional siendo una de las prioridades del país, está siendo apuntalada a través de la iniciativa “Sistema de Interconexión Eléctrica Andina (SINEA)”. SINEA tiene su origen en la Declaración de Galápagos suscrita por los gobiernos de Bolivia, Chile, Colombia, Ecuador y Perú, el 2 de abril de 2011. Durante dicha reunión los Ministros y altos funcionarios del sector energético, coincidieron en la importancia de los beneficios que traería la interconexión eléctrica en la región, constituyéndose en un paso fundamental para la integración económica y el desarrollo de estos países⁴⁵. De la reunión SINEA celebrada el 25 de abril de 2014 en Lima, Perú resultan acuerdos para avanzar en la agenda y que incluye priorizar las interconexiones binacionales y la optimización de las existentes, como paso indispensable para alcanzar la integración regional⁴⁶.
- 1.38 **Apoyo programático del BID.** En este contexto, el GdE ha solicitado al BID mantener su acompañamiento en el sector a través de una serie programática de apoyo a reformas de políticas (“**Apoyo al Cambio de la Matriz Energética del Ecuador EC-L1140**”) (el Programa). La presente operación, la primera de una serie estructurada en tres operaciones, contribuirá a mantener la liquidez en un contexto de robustas inversiones y apoyará los cambios institucionales necesarios para maximizar el impacto positivo de dichas inversiones. Las siguientes operaciones del programa contribuirán a la consolidación de las acciones emprendidas para alcanzar las metas esperadas de reducción del consumo e importación de derivados de petróleo. Se espera que la implementación de esta operación beneficie a la población en general, al promover el cambio de la matriz energética contribuyendo con sus sostenibilidad, reduciendo su vulnerabilidad y promoviendo el uso de tecnologías más eficientes en el sector residencial.
- 1.39 El BID cuenta con amplia experiencia y lecciones aprendidas en la estructuración de este tipo de reformas en: República Dominicana (DR-L1050), Nicaragua, (NI-L1074), Surinam (SU-L1022) y Perú (PE-L1121). De manera similar a este programa, el informe de cierre de proyecto PE-L1121-Nueva Matriz Energética Sostenible de Perú (NUMES⁴⁷) concluyó que las operaciones programáticas son instrumentos adecuados para acompañar reformas sectoriales que involucren múltiples actores, y beneficios a los consumidores finales, con la posibilidad de mejorar la oferta de energía diversificada y sostenible⁴⁸.

⁴⁴ 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.

⁴⁵ A través de la CT RG-T2056 ATN/OC-13350-RG, el BID ha financiado los estudios de infraestructura y regulación que contribuyen al diálogo de SINEA.

⁴⁶ Declaración de Lima para la Interconexión e Integración Eléctrica Andina. IDBDOCS#38761537.

⁴⁷ Programa NUMES: PE-L1061, PE-L1055, PE-L1054 y PE-L1121. PCR [IDBDOCS#38564331](#).

⁴⁸ De manera similar el programático NUMES contribuyó: (i) al establecimiento de precios para el desarrollo sostenido de la generación de electricidad; (ii) a la diversificación de la estructura de generación y la contribución de diferentes fuentes de energía primaria; (iii) al desarrollo integrado de fuentes energéticas; y (iv) a una mayor cobertura total del suministro de energía eléctrica, particularmente en la población rural.

- 1.40 **La Estrategia del BID con el País (GN-2680).** En línea con el PNBV, la EBP 2012-2017 prioriza inversiones destinadas a promover el incremento y diversificación sostenible en la generación, la confiabilidad del sistema eléctrico, la eficiencia energética, y la mejora de la cobertura eléctrica. De manera específica el programa apoya al alcance de los objetivos de la EBP al contribuir a la implementación de reformas sectoriales asociadas a: (i) al incremento de energías renovables en la matriz de generación; (ii) el fortalecimiento del SNT y del SND contribuyendo a mejorar la cobertura y la confiabilidad del servicio; (iii) y la reducción de las pérdidas eléctricas⁴⁹.
- 1.41 **Consistencia con el Noveno Aumento General de Capital (GCI-9).** El programa contribuirá a las prioridades de financiamiento del Noveno Aumento General de Recursos del BID (AB-2764) (GCI-9) de: (i) préstamos a países pequeños y vulnerables; (ii) iniciativas de cambio climático, energía renovable y sostenibilidad ambiental por medio del aumento en el uso de energías renovables; y (iii) cooperación e integración regional de infraestructura a través del apoyo a la interconexión eléctrica con Perú de acuerdo con la clasificación GN-2650 y GN-2733⁵⁰ (§1.43). Asimismo contribuirá a la meta regional de: (i) reducción de emisiones de CO₂, y a los indicadores de productos: (i) transacciones de comercio internacional financiadas; y (ii) porcentaje de generación de energía de fuentes con baja emisión de carbono sobre la generación total financiada.
- 1.42 De igual forma, el programa está alineado con la Política de Servicios Públicos Domiciliarios (PSP) OP-708 (GN-2716-6) en referencia al subsector eléctrico y cumple con las condiciones de sostenibilidad financiera y evaluación económica (§1.52), y con la Estrategia de Infraestructura Sostenible para la Competitividad y el Crecimiento Inclusivo (GN-2710-5) del BID⁵¹.
- 1.43 **Consistencia con la estrategia para la Competitividad Global y Regional para la Integración (GN-2565-4).** La estrategia indica que las operaciones de integración regional serán identificadas de acuerdo a cuatro criterios indicativos que no son mutuamente excluyentes entre sí. El programa contribuye con estos criterios con: (i) Focalización multinacional - contribuye a la alineación de las políticas internas y de futuras inversiones nacionales con impactos transfronterizos; (ii) Subsidiariedad nacional - apoya reformas de políticas a nivel nacional a través de programas nacionales que forma parte de una iniciativa supranacional; (iii) Adicionalidad regional - incorpora objetivos internacionales y/o de cooperación regional (SINEA) al apoyar el diálogo para mejorar las conexiones binacionales existentes y promover el intercambio de energía en la región.
- 1.44 **Coordinación con otros Bancos Multilaterales de Desarrollo (BMD).** Este programa está relacionado con la ejecución de operaciones financiadas por el BID (2608/OC-EC, 3087/OC-EC, 3187/OC-EC y 3188/CH-EC), y con proyectos del PRSND en proceso de aprobación para financiamiento por la CAF y AFD⁵².

⁴⁹ A diciembre 2013, las pérdidas eléctricas del SND eran 12,7%. Al 2022 se proyectan en 7,5%. (PME 2013-2022).

⁵⁰ Lineamientos para la Clasificación y Validación de las Operaciones Elegibles para la Prioridad de Financiamiento para la Cooperación e Integración Regionales.

⁵¹ Justificación del Programa con la PSP GN-2716-6 y la Estrategia de Infraestructura Sostenible para la Competitividad y el Crecimiento Inclusivo (GN-2710-5). [IDBDOCS#39162891](#).

⁵² Los proyectos del PRSND son ejecutados por el MEER independientemente de su fuente de financiamiento. La estructura de diseño y ejecución establecida bajo la colaboración con el BID son utilizadas en la colaboración con la CAF y AFD. AFD solicitó al BID para compartir sus procedimientos de monitoreo y supervisión durante la ejecución.

B. Objetivos, Componentes y Costos

- 1.45 El objetivo general del programa es, apoyar al país en el cambio de su matriz energética, y así contribuir a la consolidación de las cuentas fiscales y externas, a través de la disminución de las importaciones de derivados de petróleo y sustitución de subsidios asociados. Los objetivos específicos del primer programático son apoyar: (i) el establecimiento de las condiciones para la implementación efectiva de las acciones bajo el cambio de la matriz energética; (ii) el fortalecimiento de las condiciones para responder a la demanda del servicio eléctrico; y (iii) el inicio de compromisos de país para el intercambio de mayor energía eléctrica en la región.
- 1.46 **Componente I. Estabilidad macroeconómica.** Este componente se enfocará en la consistencia del entorno macroeconómico según los objetivos del programa y mantendrá monitoreo para asegurar congruencia con la Matriz de Políticas.
- 1.47 **Componente II. Sector energético sostenible.** Este componente apoya la preparación de compromisos de política y el monitoreo de acciones que contribuyen a la reorientación de subsidios en el sector, así como en la preparación de la Agenda Energética y herramientas de gestión de información como instrumentos de planificación y monitoreo de las inversiones sectoriales a través de: (i) un dictamen para la implementación de la iniciativa, sustitución del uso de GLP por electricidad en el sector residencial; (ii) una política de sustitución de subsidios de GLP a electricidad con alcance en población vulnerable sin acceso al servicio eléctrico; (iii) un esquema tarifario⁵³ para la transición de GLP a electricidad en el sector residencial con acceso al servicio eléctrico; (iv) una política para la Optimización de la Generación Eléctrica (OGE) en la actividad hidrocarburífera⁵⁴; (v) la aprobación de la propuesta metodológica de la Agenda Nacional de Energía del Ecuador; y (vi) aprobación del BEN 2014. Los programáticos II y III incluyen la implementación y seguimiento de estos compromisos acordados con lo que se evaluará el impacto esperado.
- 1.48 **Componente III. Fortalecimiento del subsector eléctrico.** Este componente apoyará los esfuerzos para el cumplimiento de los compromisos de eficiencia y sostenibilidad del sector. En particular, apoyará las acciones encaminadas a la reducción del consumo de combustibles líquidos para la generación y expansión de la capacidad de generación con fuentes renovables y GN. De igual forma, con este componente se busca apoyar la modernización del subsector eléctrico y mejorar la sostenibilidad en la provisión del servicio de distribución eléctrica.
- 1.49 De manera específica, el Componente III apoyará los siguientes compromisos: (i) aprobación del proyecto de LOSPEE; (ii) aprobación de una política para la reducción del déficit tarifario, mediante el aumento en la tarifa eléctrica; (iii) resolución favorable para la publicación del Plan de Expansión y Desarrollo del Sistema Nacional Eléctrico 2013-2022; (iv) dictamen de prioridad para el desarrollo del Programa de Mejoramiento de la Distribución (PMD⁵⁵) que facilite la implementación del Programa Nacional de Cocción Eficiente; (v) acuerdo ministerial para la creación del Comité Interinstitucional para la implementación del Programa Nacional de Redes Inteligentes; (vi) el uso de una

⁵³ Incluye cargo cero por consumo de los primeros 80 kWh hasta el 2018 a los usuarios del Programa de desplazamiento del uso GLP por electricidad en el sector residencial.

⁵⁴ El objetivo central de la iniciativa es el desplazamiento de diésel con gas asociado recuperado.

⁵⁵ El PMD se financia a través del Programa Nacional para el Reforzamiento del Sistema de Distribución Eléctrica (PRSND), e incluye tres etapas con un costo total aproximado de US\$500 millones.

metodología de sostenibilidad para el financiamiento de proyectos de electrificación rural con extensión de red 2013-2014; (vii) la elaboración y aprobación de la metodología costo eficiencia para la selección de proyectos de electrificación rural aislada; y (viii) la elaboración y aprobación de la estrategia para la evaluación de impacto de proyectos de electrificación rural. Los programáticos II y III incluyen continuidad en la ejecución de estos compromisos y del programa de reducción de pérdidas eléctricas (PlanRep).

- 1.50 **Componente IV. Apoyo a la integración eléctrica regional.** A través de este componente, se contribuirá a la coordinación de los acuerdos regionales SINEA, que permitan aumentar el intercambio de energía eléctrica en la región, facilitando en el mediano y largo plazo, la exportación de excedentes de energía de la nueva matriz energética, y al mismo tiempo, asegurar el suministro nacional en eventuales escenarios con condiciones adversas, reduciendo el uso de generación térmica local⁵⁶. Estas metas se alcanzarán a partir de: (i) acuerdo del anteproyecto de una línea de transmisión en alta tensión (500 kV) entre Ecuador y Perú; y (ii) elaboración de propuesta de política de armonización normativa para intensificar el intercambio de electricidad existente con Perú a 230 kV. Los programáticos II y III darán continuidad al proceso de integración eléctrico.

C. Resultados Esperados

- 1.51 Los principales resultados esperados responden al alcance integral del programático PBP en sus tres operaciones individuales según la Matriz de Política (Anexo II): (i) reducción de las importaciones y del consumo de derivados de petróleo en la generación eléctrica y en el sector residencial; (ii) mejora en la gestión y coordinación del sector energético; (iii) mejora del suministro de energía eléctrica a través del incremento de la oferta con mayor participación de energías renovables y GN; (iv) mejora de la eficiencia del sector y de la sostenibilidad en la provisión del servicio eléctrico; (v) avance de la agenda de integración eléctrica regional; y (vi) contribución a la mitigación del cambio climático. La matriz de resultados presenta los principales indicadores y metas del programa.

D. Análisis Económico

- 1.52 El Análisis de Costo Beneficio (ACB) concluye que el programa está bien concebido y aportará significativos beneficios al país. Para el ACB se seleccionaron actividades específicas del cambio de la matriz energética, como son: (i) inversiones en centrales hidroeléctricas; (ii) inversiones en el SND y SNT; y (iii) el programa de sustitución de GLP por electricidad. El principal beneficio de las inversiones en centrales hidroeléctricas es la reducción en los costos de generación eléctrica al disminuir la utilización de combustibles fósiles. En cuanto al programa de remplazo de GLP, se estimaron beneficios como: la reducción del consumo ineficiente inducido por el subsidio al GLP, la optimización del consumo de electricidad y la eliminación del contrabando. Se estiman TIR de 14% y 23% y VPN de US\$16 millones y US\$7.136 millones, respectivamente, considerando una tasa de descuento de 12%.

II. ESTRUCTURA DE FINANCIAMIENTO Y PRINCIPALES RIESGOS

A. Instrumentos Financieros

- 2.1 El programa apoya en la modalidad de un préstamo PBP y que contempla tres operaciones

⁵⁶ En 2012, el 1% de la oferta nacional eléctrica se atribuyó a las interconexiones binacionales con Perú y Colombia.

independientes. Esta primera operación, por un monto de US\$500 millones a desembolsarse contra ejecución del contrato respectivo y cumplimiento de los compromisos de política incluidos en la Matriz de Política y sus Medios de Verificación. Con estos recursos, el GdE cubriría el 5,7% de las necesidades brutas de financiamiento de 2015 según Presupuesto General del Estado, aprobado por la Asamblea Nacional⁵⁷. El monto de las operaciones subsiguientes se definirá con base en el ejercicio programático con el BID. Se optó por usar el instrumento PBP dada su flexibilidad para el planeamiento de las necesidades de los tramos subsiguientes que se acuerden con el GdE⁵⁸.

B. Riesgos Ambientales, Sociales y Medidas de Manejo Asociadas

- 2.2 De acuerdo con la Directiva B.13 de la Política de Medio Ambiente y de Cumplimiento Salvaguardias (OP-703), el programa basado en compromisos de política, no tiene una categoría de medio ambiente. No se contemplan impactos negativos directos derivados de la ejecución del programa. Se prevén impactos positivos al mejorar la confiabilidad, seguridad y calidad del suministro eléctrico nacional, reducir pérdidas eléctricas y en particular por la disminución del consumo de derivados de petróleo.

C. Riesgo Fiduciario

- 2.3 No se contemplan adquisiciones bajo el programa, por lo que no existen riesgos asociados.

D. Riesgos de Ejecución

- 2.4 Los compromisos de política son consistentes con los objetivos del programa y se anticipa que serán cumplidos previo a la aprobación de esta operación. Se espera que el alto nivel de compromiso de las instituciones del sector se mantenga en la ejecución de las reformas, por lo que no se identificaron riesgos de ejecución en este primer tramo. Se identifica como riesgo bajo de ejecución para los siguientes tramos, la posibilidad de demoras en la implementación de las inversiones para el cambio de la matriz energética, que dilataría la consecución de los resultados del programa. No obstante, se prevé que continuará el compromiso que las instituciones del GdE han mostrado en la implementación y monitoreo de inversiones financiadas por el BID, mitigando el riesgo identificado.

E. Riesgo Institucional

- 2.5 El cambio de la matriz energética cuenta con el respaldo y compromiso del más alto nivel del GdE. Dado el alcance nacional de la iniciativa, esta requiere de esfuerzos coordinados y de compromisos de diversas instituciones públicas. Para esto, es necesario empoderar a los actores involucrados en los procesos de reforma, de tal forma que se puedan llevar a cabo discusiones que generen soluciones. La falta de coordinación entre los actores a nivel operativo se identifica como un riesgo institucional bajo. Para esto, el programa estará acompañado por la CT ATN/OC-14433-EC que incluye recursos para financiar talleres de análisis y estudios que faciliten el cumplimiento de los compromisos de reforma.

F. Riesgo de Acceso a Recursos de Financiamiento

- 2.6 Existe el riesgo de que un evento exógeno dificulte la obtención de recursos financieros

⁵⁷ De acuerdo al Presupuesto, las necesidades brutas de financiamiento ascenderán a US\$8,817 millones en 2015. El Gobierno prevé cubrir el 18% de las con financiamiento doméstico, y el 82% restante con deuda externa.

⁵⁸ Las acciones que apoya el programa, forman parte del Programa de Inversión de Infraestructura Económica del GdE.

adicionales para continuar las inversiones asociadas al cambio de la matriz energética en los plazos previstos, tales como la reducción del precio internacional del petróleo o el incremento de las tasas de interés internacional. Un mitigante de este riesgo es el éxito que está teniendo el GdE en su esfuerzo por diversificar sus fuentes de financiamiento, que quedó evidenciado en la emisión de bonos en los mercados financieros internacionales por un monto de US\$2.000 millones, que tuvo lugar a fines del primer semestre 2014.

III. RESUMEN DE MEDIDAS DE IMPLEMENTACIÓN

A. Resumen de Arreglos de Ejecución

- 3.1 **Prestatario y Agencia Ejecutora (AE):** El prestatario es la República del Ecuador y la Agencia Ejecutora el MF. El MEER y el MRNNR son las instituciones responsables del sector. El CONELEC es el organismo regulador del subsector eléctrico. El MICSE es la institución encargada de coordinar las acciones de política de éste y otros sectores estratégicos. Dadas las prioridades de los compromisos de política del programa para el sector y su impacto en el contexto nacional, el GdE a través del MF integró un equipo de coordinación sectorial⁵⁹ que acompaña el diseño del programa y el cumplimiento de los compromisos de política a través de sus medios de verificación.
- 3.2 El MF tendrá las siguientes responsabilidades: (i) proveer evidencia de que los compromisos de política han sido cumplidos y cualquier otra evidencia relacionada con el programa que el BID necesite para aprobar el desembolso respectivo; (ii) apoyar las acciones que se requieran para la continuidad en el cumplimiento del Programa; (iii) una vez que los desembolsos del Programa hayan sido asegurados, recabar la información de los indicadores de desempeño que se usarán para evaluar los sus resultados del Programa.

B. Resumen de Medidas para el Monitoreo y Evaluación de Resultados

- 3.3 **Arreglos de Monitoreo.** Las previsiones de las matrices de Política, Medios de Verificación y Resultados, configuran los parámetros clave para la supervisión y evaluación de los resultados del programa. El BID monitoreará su ejecución desde la oficina de país, así como desde la División de Energía. El cumplimiento de los compromisos de política se hará a través de equipo de coordinación estructurado por el MF.
- 3.4 **Arreglos para la evaluación del programa.** En cumplimiento con las políticas del BID, el Reporte de Finalización del Programa (PCR por sus siglas en inglés), será financiado por el BID y preparado al término de la última operación del programa. De acuerdo a lo descrito en el plan de Monitoreo y Evaluación del programa, el PCR evaluará los resultados alcanzados, e incluirá una evaluación económica ex-post.

IV. CARTA DE POLÍTICA

- 4.1 El BID acordó con el GdE los compromisos de política que serán apoyados a través de este programa, y reflejados en la matriz de política, de medios de verificación y de resultados. Igualmente se incluye el cumplimiento de los compromisos que se confirman en la Carta de Política presentada por el MF, y que ratifica el compromiso del GdE con el programa.

⁵⁹ Encabezado por el MF y con representación de las instituciones involucradas.

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; ii) Préstamos en apoyo a iniciativas de cambio climático, energía renovable y sostenibilidad ambiental; y iii) Préstamos en apoyo a la cooperación e integración regionales.	
Metas regionales de desarrollo		Emisiones de CO2 (kilogramos) por US\$1 del PIB (PPA).	
Contribución a los productos del Banco (tal como se define en el Marco de Resultados del Noveno Aumento)		i) Número de transacciones de comercio internacional financiadas y ii) Porcentaje de generación de energía de fuentes con baja emisión de carbono sobre la generación total de energía financiada por el BID.	
2. Objetivos de desarrollo de la estrategia de país		Alineado	
Matriz de resultados de la estrategia de país		GN-2680	Crear una estrategia energética de largo plazo que promueva un marco energético sostenible, facilite el adecuado suministro de energía y mejore el acceso a la energía eléctrica.
Matriz de resultados del programa de país		GN-2756-2	La intervención no está incluida en el Programa de Operaciones de 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		Evaluable	Ponderación
		8.3	
			Puntuación máxima
			10
3. Evaluación basada en pruebas y solución		8.4	33.33%
3.1 Diagnóstico del Programa		3.0	
3.2 Intervenciones o Soluciones Propuestas		2.4	
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	
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		6.5	33.33%
5.1 Mecanismos de Monitoreo		1.5	
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.13	
IV. Función del BID - Adicionalidad			
El proyecto se basa en el uso de los sistemas nacionales			
Fiduciarios (criterios de VPC/PDP)			
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	En junio de 2014 se aprobó la Cooperación Técnica EC-T1297 con el objetivo de apoyar al cambio de la matriz energética de Ecuador.
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.			

Esta operación es el primer proyecto de una serie de PBLs programáticos. El objetivo del programa en su conjunto es apoyar la diversificación de la matriz de generación eléctrica con mayor participación de energías renovables; aumentar la sostenibilidad, confiabilidad y acceso al servicio eléctrico; reducir las importaciones de derivados del petróleo; reducir el subsidio asociados al consumo de GLP, e incrementar las exportaciones de electricidad a Perú y Ecuador.

El POD presenta los problemas del sector energético y subsector eléctrico. Asimismo, se incluyen las magnitudes de dichos problemas y los factores que contribuyen a ellos. Las intervenciones propuestas están vinculadas con los problemas que se han identificado en el sector.

La matriz de resultados tiene lógica vertical. Se presentan los resultados que se espera obtener al finalizar la serie de PBLs programáticos. Los productos corresponden a las medidas de política de esta operación. Todos los indicadores de resultado y producto son SMART, tienen líneas de base, metas y fuentes de información.

El proyecto se analizó utilizando un análisis de costo-beneficio. Los beneficios económicos están claramente especificados y los costos reflejan aquellos que son necesarios para obtener los beneficios planteados. Se presentan los supuestos utilizados y se llevó a cabo un análisis de sensibilidad. El proyecto tiene un plan de evaluación y monitoreo y el programa se evaluará utilizando un análisis de costo-beneficio ex post.

MATRIZ DE POLITICA

Temas	Objetivos	Mecanismos Activadores Programático I	Mecanismos Activadores Programático II	Mecanismos Activadores Programático III
I. Estabilidad Macroeconómica				
	Marco General de Políticas Macroeconómicas estable.	Marco macroeconómico consistente con los objetivos del Programa y con los lineamientos establecidos en la carta de política sectorial.	Marco macroeconómico consistente con los objetivos del Programa y con los lineamientos establecidos en la carta de política sectorial.	Marco macroeconómico consistente con los objetivos del Programa y con los lineamientos establecidos en la carta de política sectorial.
Sector energético sostenible				
Necesidad de generar acciones encaminadas a disminuir el nivel de consumo de combustibles fósiles.	Definición de una estrategia e implementación de acciones encaminadas a la reducción del consumo y sustitución de subsidios asociados a combustibles fósiles en el sector residencial y en la generación eléctrica.	Dictamen de la Secretaría Nacional de Planificación y Desarrollo (SENPLADES) de la iniciativa para la sustitución del uso de Gas Licuado de Petróleo (GLP) por electricidad en el sector residencial, aprobado.	Plan para la sustitución del uso de Gas Licuado de Petróleo (GLP) por electricidad en el sector residencial, en ejecución.	Plan para la sustitución del uso de Gas Licuado de Petróleo (GLP) por electricidad en el sector residencial, meta anual alcanzada.
		Alcance del proyecto de política del Ministerio de Recursos Naturales No Renovables (MRNNR) para la <i>Sustitución de subsidio al GLP por Electricidad con alcance en la población vulnerable sin acceso al servicio eléctrico</i> , diseñado.	Borrador del proyecto de política <i>Sustitución de subsidio GLP-Electricidad con alcance en población vulnerable sin acceso al servicio eléctrico</i> , concluido.	Proyecto de política del Ministerio de Recursos Naturales No Renovables (MRNNR) para la <i>Sustitución de subsidio GLP-Electricidad con alcance en población vulnerable sin acceso al servicio eléctrico</i> , aprobado por las autoridades del sector.
		Esquema tarifario ¹ para la transición de GLP a electricidad en el sector residencial con acceso al servicio eléctrico, diseñado y aprobado.	Esquema tarifario para la transición de GLP a electricidad en el sector residencial con acceso al servicio eléctrico, publicado e implementado.	Esquema tarifario para la transición de GLP a electricidad en el sector residencial con acceso al servicio eléctrico, vigente.
		Política para la <i>Optimización de la Generación Eléctrica (OGE&EE) en la actividad hidrocarburífera</i> ² , diseñada por PETROAMAZONAS en acuerdo con el MRNNR, en ejecución.	Reducción de la demanda de diésel en la actividad hidrocarburífera a través de la iniciativa OGE, meta anual alcanzada.	Reducción de la demanda de diésel en la actividad hidrocarburífera a través de la iniciativa OGE, meta anual alcanzada.
Necesidad de contar con información sectorial	Elaboración de la Agenda Nacional de Energía como documento	Agenda Nacional de Energía del Ecuador, propuesta metodológica aprobada.	Agenda Nacional de Energía del Ecuador preparada y puesta a consideración del	Agenda Nacional de Energía del Ecuador, socializada con las instituciones del sector.

¹ Incluye cargo cero por consumo de los primeros 80 kWh hasta el año 2018 a los usuarios que se adhieran a la política de desplazamiento del uso GLP por electricidad en el sector residencial.

² El desplazamiento de diésel se da bajo la iniciativa OGE&EE y que tiene como objetivo disminuir el uso de diésel en la actividad hidrocarburífera. Su cumplimiento se mide contra objetivos definidos al inicio de cada año.

Temas	Objetivos	Mecanismos Activadores Programático I	Mecanismos Activadores Programático II	Mecanismos Activadores Programático III
actualizada y coordinada para un mejor planeamiento de las inversiones que contribuyan a la sostenibilidad del sector.	estratégico de planificación y coordinación sectorial.		Ministerio Coordinador de Sectores Estratégicos (MICSE) para aprobación.	
	Preparación y actualización del Balance y Prospectiva Energética Nacional.	Balance Energético Nacional-BEN 2014 ³ , elaborado y publicado.	Prospectiva Energética de Ecuador 2015 – 2040, preparada y aprobada. Balance Energético Nacional 2015, elaborado y publicado.	Balance Energético Nacional 2016, elaborado y publicado.
Fortalecimiento del subsector eléctrico				
Consumo creciente de combustibles fósiles líquidos en la generación eléctrica no sostenible.	Reducción del consumo de combustibles líquidos para la generación y expansión de la capacidad de generación con fuentes renovables y gas natural.	Resolución del CONELEC del Plan de Expansión y Desarrollo del Sistema Nacional Eléctrico 2013-2022, aprobado.	Entrada en operación de nuevos proyectos hidroeléctricos por al menos 130 MW y a base de gas natural por al menos 70 MW.	Entrada en operación de nuevos proyectos hidroeléctricos por al menos 2,000 MW y a base de gas natural por al menos 100 MW.
Mejora de la calidad del servicio de distribución eléctrica y de la sostenibilidad de la electrificación rural.	Modernización del subsector eléctrico para mejorar su sostenibilidad, confiabilidad y facilitar la incorporación de nuevas cargas que resultan del cambio de la matriz energética.	Proyecto de ley Orgánica del Servicio Público de Energía Eléctrica (LOSPEE), presentada a la Asamblea Nacional y aprobada	LOSPEE publicada y su proyecto de Reglamento General preparado y puesto a consideración de la Presidencia	Reglamento General de la LOSPE, publicado.
		Política de reducción del déficit tarifario mediante el aumento de la tarifa eléctrica, aprobado por el CONELEC ⁴	Indicador de pérdidas eléctricas totales ⁵ por debajo de 14%.	Índice de recuperación de efectivo, promedio nacional (CRI, por sus siglas en inglés), de las Empresas Públicas Eléctricas Distribuidoras, por encima de 75%.
		Acuerdo Ministerial para la creación del Comité Interinstitucional para la implementación del Programa Nacional de Redes Inteligentes, aprobado.	Primeros diseños y capacitación para la incorporación de los principios de las redes inteligentes en el SND, contratados.	Proyectos del PRSND basados en principios de redes inteligentes en ejecución.
		Dictamen de prioridad emitido por la SENPLADES para el desarrollo del Programa de Mejoramiento de la Distribución (PMD), que facilite la implementación del Programa Nacional de Cocción Eficiente	Programa Nacional para el Reforzamiento del Sistema de Distribución Eléctrica (PRSND), Segunda Etapa en ejecución.	Primera Etapa del Programa Nacional para el Reforzamiento del Sistema de Distribución Eléctrica (PRSND), con 50% de avance. Inicio de ejecución de la Tercera Etapa.

³ Con información del sector al 2013.

⁴ El nuevo pliego implica el alza de la tarifa eléctrica de US\$0,01 para los consumidores residenciales y de US\$0,02 para los clientes comerciales e industriales.

⁵ Se refiere al porcentaje de pérdidas eléctricas técnicas y no técnicas del sistema eléctrico nacional (incluye los sistemas de transmisión distribución de electricidad nacional)

Temas	Objetivos	Mecanismos Activadores Programático I	Mecanismos Activadores Programático II	Mecanismos Activadores Programático III
	Mejora en la provisión del servicio de distribución eléctrico en zonas rurales.	(PNCE), aprobado y primera etapa ⁶ en ejecución.		
		Metodología de sostenibilidad para el financiamiento de proyectos de electrificación rural aislada, preparada y aprobada por el MEER.	Proyectos de electrificación rural aislada, seleccionados y aprobados según metodología de sostenibilidad, para financiamiento.	Proyectos de electrificación rural aislada 2014, en ejecución.
		Metodología de sostenibilidad ⁷ para el financiamiento de proyectos de electrificación rural 2013-2014 con extensión de red, implementada.	Proyectos de electrificación rural con extensión de red 2013-2014, en construcción.	Proyectos de electrificación rural con extensión de red 2013-2014, construidos e incorporados en el sistema comercial de las Empresas Eléctricas Distribuidoras.
		Estrategia para la evaluación de impacto de proyectos de electrificación rural, aprobada por el MEER y en proceso de implementación.	Proyectos de tratamiento de la estrategia de evaluación de impacto, ejecutados.	Informe final de evaluación de impacto de proyectos de electrificación rural aprobado por el MEER para publicación.
Apoyo a la integración eléctrica regional				
Necesidad de fomentar el intercambio eléctrico comercial en la región como medida para fomentar la integración. Energética Regional, aprovechando la complementariedad de los sistemas y los excedentes de capacidad de generación disponibles.	Desarrollo del marco regulatorio e infraestructura que facilite las transacciones comerciales en la región.	Acuerdo binacional del alcance del anteproyecto de una línea de transmisión en alta tensión (500 kV) para la interconexión Ecuador-Perú, alcanzado.	Anteproyecto de una línea de transmisión en alta tensión (500 kV) para la interconexión con Perú, preparación de diseños adjudicados.	Anteproyecto de una línea de transmisión en alta tensión (500 kV) para la interconexión con Perú, diseños finalizados.
		Propuesta de política de armonización normativa para intensificar el intercambio de electricidad con Perú en la conexión existente a 230 kV, elaborada.	Propuesta de política de armonización normativa para intensificar el intercambio de electricidad con Perú en la conexión existente a 230 kV, socializada entre los dos países.	Normativa para intensificar el intercambio de electricidad con Perú en la conexión existente a 230 kV, aprobada por GdE.

⁶ El PMD se financia a través del Programa Nacional para el Reforzamiento del Sistema de Distribución Eléctrica (PRSDN), e incluye tres etapas con un costo total aproximado de US\$500 millones.

⁷ La metodología de sostenibilidad está basada en un análisis costo beneficio de los proyectos a ser financiados donde las condiciones de entrada son: (i) VP facturación \geq Costo O&M; y (ii) TIRE \geq 12%.

DOCUMENTO DEL BANCO INTERAMERICANO DE DESARROLLO

PROYECTO DE RESOLUCIÓN DE-___/14

Ecuador. Préstamo ___/OC-EC a la República del Ecuador
Apoyo al Cambio de la Matriz Energética del Ecuador

El Directorio Ejecutivo

RESUELVE:

Autorizar al Presidente del Banco o al representante que él designe, para que, en nombre y representación del Banco, proceda a formalizar el contrato o contratos que sean necesarios con la República del Ecuador, como Prestatario, para otorgarle un financiamiento destinado a cooperar en la ejecución de un programa de apoyo al cambio de la matriz energética del Ecuador. Dicho financiamiento será hasta por la suma de US\$500.000.000, que formen parte de los recursos del Capital Ordinario del Banco, y se sujetará a los Plazos y Condiciones Financieras y a las Condiciones Contractuales Especiales del Resumen del Proyecto de la Propuesta de Préstamo.

(Aprobada el __ de _____ de 201__)

EC-L1140
LEG/SGO/CAN/IDBDOCS#39286787-14