

BANCO INTERAMERICANO DE DESARROLLO

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

Evaluación económica y financiera

Informe Final

Alberto Brugman Miramón

Abril 4 de 2013

PROGRAMA DE REFORZAMIENTO DEL SISTEMA NACIONAL DE DISTRIBUCIÓN ELÉCTRICA DEL ECUADOR / EC-L1136

Contenido

1.	INTRODUCCIÓN	3
2.	ANTECEDENTES Y CONTEXTO	5
3.	DESCRIPCIÓN DEL PROGRAMA Y COSTOS DE INVERSIÓN	12
4.	METODOLOGIA PARA LA EVALUACIÓN FINANCIERA Y ECONÓMICA.....	15
4.1	Enfoque de la evaluación.....	15
4.2	Proyecciones de demanda	16
4.3	Estimación de Egresos e Ingresos (Costos y Beneficios)	16
4.3.1	Egresos (Costos)	16
4.3.2	Ingresos (Beneficios).....	18
4.4	Actualización de precios de eficiencia	20
4.4.1	Precio de cuenta de la divisa	21
4.4.2	Precio de cuenta de la mano de obra no calificada	21
4.4.3	Precio de cuenta de la electricidad (g, t & d)	23
4.4.4	RPC para los costos de operación y mantenimiento.....	24
4.4.5	RPCs de los costos de inversión de los proyectos	24
5.	RESULTADOS OBTENIDOS.....	26
5.1	Evaluación financiera.....	26
5.2	Evaluación Económica	27
5.2.1	Precios de mercado	27
5.2.2	Precios de eficiencia	28
5.2.3	Evaluación económica a precios de eficiencia y con cocinas de inducción	29
5.3	Análisis de sensibilidad.....	30
5.4	Conclusiones.....	30

PROGRAMA DE REFORZAMIENTO DEL SISTEMA NACIONAL DE DISTRIBUCIÓN ELÉCTRICA DEL ECUADOR / EC-L1136

Evaluación económica y financiera

1. INTRODUCCIÓN

El Banco Interamericano de Desarrollo (BID) encargó al consultor Alberto Brugman Miramón la realización de una evaluación económica y financiera del Programa de Reforzamiento del Sistema Nacional de Distribución Eléctrica del Ecuador / EC-L1136, el cual se ha concebido a partir del Plan de Mejoramiento de la Red de Distribución (PMD) y del Plan de Reducción de Pérdidas de Electricidad (PLANREP) cuyos requerimientos de inversión suman US\$ 485 millones durante los próximos tres años, conforme a los lineamientos contenidos en el Plan Maestro de Electrificación 2013-2022 (PME)¹ y la programación de inversiones a ser realizadas por las Empresas Distribuidoras. El presupuesto de inversión del Programa EC-L1135 es de US\$ 247.4 millones y se desglosa en la forma siguiente.

PRESUPUESTO DE INVERSIÓN (US\$ MILES)

COMPONENTE	TOTAL
Componente I. Reforzamiento del Sistema Nacional de Distribución.	236.880
Componente II. Diseño para implementación de la estrategia para la migración de GLP a electricidad en el sector residencial.	1.120
Componente III. Fortalecimiento Institucional	8.400
Administración del Programa	1.000
TOTAL	247.400

Fuente: BID

Sus obras permitirán obtener beneficios básicos en el mercado existente de electricidad relacionados con: (i) atender el crecimiento natural de la demanda, ii) expandir la red de distribución en favor de una mayor cobertura eléctrica en el país; iii) disminuir las pérdidas de electricidad, y iv) mejorar de los índices de calidad en el suministro del servicio. Adicionalmente, ellas contribuirán también a preparar las condiciones de red para responder a nuevas cargas de proyectos estratégicos, tales como: a) el desplazamiento de GLP por electricidad en el sector residencial, bajo la iniciativa de Cambio de la Matriz Energética del País; b) la construcción del Metro de la Ciudad de Quito y el Tranvía de Cuenca; c) la construcción de la Ciudad del Conocimiento y d) otros proyectos.

¹ El PME incluye un total de aproximadamente US\$ 3.378 millones de inversiones en Distribución en el período 2013-2022 en los siguientes planes: Plan de Mejoramiento de la Red de Distribución (PMD), Plan de Reducción de las Pérdidas Eléctricas (PLANREP), Programa de Energización Rural y Electrificación Urbano-Marginal, (FERUM), Plan de Migración de Cocción por Electricidad y Plan de Soterramiento de Redes, como principales actividades.

Para conformar el Programa se han venido identificando proyectos de inversión en reforzamiento de redes de Subtransmisión y Distribución de electricidad con diseños disponibles o en curso y presupuestos de inversión estimados. Hasta el momento el monto de inversión total identificado suma US\$ 85 millones y constituye una muestra representativa equivalente al 36% de las inversiones en reforzamiento de redes a ser financiadas mediante el Programa EC-L1136. Estos proyectos han sido evaluados técnica y financieramente por las 19 Empresas Distribuidoras del Ecuador que forman parte del Sistema Nacional Interconectado, bajo coordinación del Ministerio de Electricidad y Energía Renovable del Ecuador (MEER).

Para verificar la evaluación financiera y realizar la evaluación económica objeto de este estudio se identificó el tipo de impacto en el servicio de electricidad que tiene cada proyecto y estos se agruparon por Subprogramas para las 19 Empresas Distribuidoras. Sus montos de inversión, tipo y número de usuarios relacionados se resumen en el siguiente cuadro.

PROGRAMA EC-L1136 - SUBPROGRAMAS EVALUADOS

EMPRESA	SUBTOTAL US\$K	USUARIOS
CNEL Bolivar	14,035	45,746
CNEL El Oro	1,382	14,000
CNEL Esmeraldas	7,126	95,111
CNEL GLR	1,740	20,000
CNEL UN Los Rios	6,523	42,000
CNEL UN Manabí	7,104	37,500
CNEL UN Milagro	1,553	21,118
CNEL UN Santa Elena	3,752	33,878
CNEL UN Sto. Domingo	2,487	25,021
CNEL UN Sucumbíos	2,060	13,075
EEP Guayaquil	3,414	33,365
EE Ambato	5,894	34,496
EE Azogues	428	1,800
EE Centro Sur	5,788	45,000
EE Cotopaxi	1,070	12,213
EE Quito	12,754	114,800
EE Riobamba	955	10,872
EE Sur	4,540	31,161
EE Sur	2,399	19,650
TOTAL	85,004	650,806

El presente documento contiene la evaluación financiera y económica del Programa y comprende los siguientes cuatro capítulos:

- Antecedentes y contexto
- Descripción del Programa y costos
- Metodología para la evaluación económica
- Resultados obtenidos

2. ANTECEDENTES Y CONTEXTO²

Las políticas de desarrollo implementadas en Ecuador regidas por la Constitución del año 2008 y el Plan Nacional del Buen Vivir 2013-2017 (SENPLADES, 2013), caracterizadas por un rol protagónico del Estado, han llevado a una reducción significativa de la pobreza y de la desigualdad en el país. Los últimos datos de pobreza publicados por el Instituto Nacional de Estadísticas y Censos (INEC) (INEC, 2013), señalan una tasa de pobreza por ingresos³ del 23,69% en junio de 2.013, habiéndose reducido un 5,96 % frente a los datos de junio de 2.011 (con una tasa de 29,55%). En este mismo periodo, el índice de Gini descendió de un 0,497 en 2.011 a un 0,463 en 2.013. El crecimiento económico del país ha sido además significativo, siendo la tasa de crecimiento económico anual promedio en el periodo 2007-2011 del 4,2%. Pese a que la tasa de crecimiento del Producto Interior Bruto (PIB) se ha reducido desde el año 2011 (ha pasado de un 7,8% en 2011, a un 5,1% en 2012 y un 3,5% en el primer trimestre de 2013)(BCE, 2013), las tasas de crecimiento siguen siendo representativamente mayores que la media de América Latina y el Caribe (Banco Mundial, 2013).

En este contexto, la mayor presencia del Estado, en un entorno de intercambios favorables, ha permitido la ejecución de un ambicioso plan de inversión pública en el que se han venido priorizado proyectos de infraestructura orientados a dinamizar el sector productivo y a lograr una mayor inclusión social.

En relación a las infraestructuras energéticas, el país tiene aproximadamente 14.483.499 habitantes (50,06% hombres y un 49,94% mujeres) (INEC, 2010), casi un millón de los cuales no tienen acceso a la energía eléctrica. Acorde con los últimos datos correspondientes al año 2.013, el promedio de cobertura eléctrica del país es del 95,77% (CONELEC, 2013). La concepción de la energía eléctrica como herramienta para la mejora de la calidad de vida, se refleja en el documento director de la política de desarrollo del país, el Plan Nacional para el Buen Vivir (PNBV) 2.013-2.017 (SENPLADES, 2013) así como en el Plan Maestro de Electrificación 2.012-2.021 (CONELEC, 2012) en el que se establece como objetivo alcanzar una cobertura eléctrica nacional en el año 2013 del 97% (98% en el área urbana y 96% en el área rural), y se hace un especial énfasis en la provisión de servicios energéticos sostenibles y de calidad para la promoción de medios de vida más saludables.

Según el último Plan Maestro de Electrificación 2013-2022 (CONELEC, 2013), se estima un crecimiento anual promedio de la demanda de energía y potencia en un 8,0%. Se proyecta así para el año 2.022 una demanda eléctrica en bornes de generación de 42.701 GWh y 6.864 MW, es decir, una demanda energética 2,5 veces mayor que la del 2.011. Estas proyecciones de demanda atienden principalmente a 3 factores: i) Introducción masiva residencial del uso de cocinas de inducción⁴, (ii) abastecimiento desde el SNI de la carga de la Refinería del Pacífico y iii) interconexión del sistema petrolero –tanto estatal como privado- en la zona nor-oriental del país.

² Este capítulo actualiza el capítulo 2 del Informe: "ECUADOR: PROGRAMA DE REFORZAMIENTO DEL SISTEMA NACIONAL DE TRANSMISIÓN / EC-L1117", A. Brugman, Diciembre de 2013 e incluye una descripción de la actividad de Distribución Eléctrica del Ecuador tomada del Plan Maestro de Electrificación 2013-2022.

³ Personas cuyo ingreso per cápita es menor que USD 2,57 diarios (línea de pobreza de junio de 2.013).

⁴ Según directrices del MEER, se va a proceder a un remplazo de aproximadamente 3,5 millones de cocinas de Gas Licuado de Petróleo (GLP) por cocinas eléctricas de inducción entre el año 2.015 y el 2.017 (CONELEC, 2013).

Este incremento de la demanda de energía eléctrica del país suscitado por las nuevas políticas en el sector eléctrico, implica desarrollar nuevos proyectos de generación para abastecerla y reforzar el equipamiento de transmisión a fin de brindar a los centros de distribución un servicio en condiciones de seguridad y calidad. Es por ello que el Gobierno Ecuatoriano ha emprendido la construcción de importantes proyectos de generación hidroeléctricos de gran capacidad: (i) Coca-Codo Sinclair (1.500-Mega-Vatios (MW)); (ii) Sopladora (487-MW); (iii) Toachi Pilatón (250-MW); (iv) Minas San Francisco (273-MW); y (v) Manduriacu (64-MW), ubicados en diferentes zonas geográficas de Ecuador.

Para garantizar este abastecimiento de la demanda eléctrica creciente e integrar al Sistema Nacional Interconectado (SNI) los nuevos proyectos hidroeléctricos con criterios de calidad, seguridad y confiabilidad apropiados, es necesario un adecuado Sistema Nacional de Transmisión (SNT) que pueda atender a las necesidades de demanda de energía y potencia. Ello también requiere como complemento disponer de un suficiente Sistema Nacional de Distribución (SND) que permita realizar el suministro de la electricidad a los usuarios finales.

Con el Mandato Constituyente No. 15 del año 2008, el Gobierno del Ecuador (GdE) se reserva el derecho de administrar, regular, controlar y gestionar el sector, estableciendo que las inversiones en generación, transmisión y distribución serán financiadas por el GdE con cargo al presupuesto general del Estado. El organismo rector de la política del sector eléctrico es el Ministerio de Electricidad y Energía Renovable (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 Plan Nacional de Desarrollo (PND) y a las políticas del MEER.

En esta forma, a partir de 2008 se inició una reestructuración del sector eléctrico, con los objetivos de tener un mercado verticalmente integrado donde el Estado es el propietario único. Durante este proceso, el Fondo de Solidaridad termina sus funciones en el 2009, las acciones de las empresas de generación, transmisión y distribución fueron transferidas al Ministerio de Electricidad y Energía Renovable, MEER (creado por Decreto Ejecutivo en el 2007), el cual se constituyó en el principal accionista de las mismas; mientras tanto, el CONELEC sigue cumpliendo su rol de ente regulador, planificador y de control del sector eléctrico.

En el 2009, el Ecuador contaba con 20 empresas de distribución, a partir de la expedición del Mandato Constituyente No. 15 y con la reestructuración del sector eléctrico, se constituyeron 11 empresas y los planes de inversión pasaron a ser financiados con recursos del Presupuesto General del Estado. Por otra parte, la decisión de trasladar al MEER las acciones, futuras capitalizaciones de las empresas eléctricas del Fondo de Solidaridad y facultar las acciones correspondientes para fusionar, disolver o reestructurar las empresas eléctricas con fines de mejoramiento en los aspectos técnicos administrativos y de operación, dio paso a la creación de la Corporación Nacional de Electricidad, CNEL, en el 2009, la cual agrupó a las diez empresas con los más bajos índices de gestión. En la actualidad, la CNEL se encuentra asumiendo paulatinamente las tareas administrativas y técnicas, e implementando procesos que permitan unificar todas las actividades e indicadores de las regionales que tenían limitaciones de distinto orden.

Las 11 empresas de distribución están conformadas por: diez empresas eléctricas y la Empresa Eléctrica Pública Estratégica Corporación Nacional de Electricidad, CNEL EP, que reúne a diez unidades de negocio.

La siguiente tabla expone los principales datos de dichas empresas.

EMPRESAS DE DISTRIBUCIÓN

DENOMINACIÓN	EMPRESA	PROVINCIAS SERVIDAS	ÁREA DE CONCESIÓN (km ²)
Corporación Nacional de Electricidad CNELEP	Bolívar	Bolívar	3.997
	El Oro	El Oro, Azuay	6.745
	Esmeraldas	Esmeraldas	15.366
	Guayas - Los Ríos	Guayas, Los Ríos, Manabí, Cotopaxi, Azuay	10.511
	Los Ríos	Los Ríos, Guayas, Bolívar, Cotopaxi	4.059
	Manabí	Manabí	16.865
	Milagro	Guayas, Cañar, Chimborazo	6.175
	Sta. Elena	Guayas, Sta. Elena	6.774
	Sto. Domingo	Sto. Domingo de los Tsáchilas, Esmeraldas	6.574
	Sucumbíos	Sucumbíos, Napo, Orellana	37.842
Empresas Eléctricas	Ambato	Tungurahua, Pastaza, Morona Santiago, Napo	40.805
	Azogues	Cañar	1.187
	Centro Sur	Azuay, Cañar, Morona Santiago	28.962
	Cotopaxi	Cotopaxi	5.556
	Galápagos	Galápagos	7.942
	Norte	Carchi, Imbabura, Pichincha, Sucumbíos	11.979
	Quito	Pichincha, Napo	14.971
	Riobamba	Chimborazo	5.940
	Sur	Loja, Zamora, Morona Santiago	22.721
	Pública de Guayaquil EP	Guayas	1.104

Fuente: Plan Maestro de Electrificación, 2013-2022

El MEER y el CONELEC a través de las empresas distribuidoras impulsan los instrumentos legales, normativos y proyectos dirigidos a desarrollar el sector eléctrico y en particular a ordenar la gestión de las distribuidoras, con énfasis principal en la reducción de pérdidas de energía, mejorar la calidad de servicio y ampliar la cobertura; es así que se han diseñado programas de inversión relacionados con la Reducción de Pérdidas de Energía, PLANREP, mejora de calidad de servicio, Plan de Mejoramiento de la Distribución, PMD, y aumento de cobertura, Programa de Energización Rural y Electrificación Urbano-Marginal, FERUM, los cuales son actualmente planificados y financiados desde el Presupuesto General del Estado y administrados por el MEER.

Bajo las condiciones establecidas a partir del 2008, para la elaboración del Plan de Expansión de Distribución, al interior de las empresas de distribución se realiza una planificación con una visión de corto plazo, en la cual se incluyen también algunas acciones de mediano y largo plazo; en este sentido, se han diseñado programas que consideran el mejoramiento en la gestión de las empresas de distribución, mejoras y expansión de la red de distribución y un plan dedicado exclusivamente a la disminución de las pérdidas de energía en todo el país.

Dentro de ello, el MEER ha impulsado el proyecto llamado 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 que permitan una mejor gestión operativa y de planificación, mediante la programación operativa de expansión, gestión de activos, homologación de procesos, sistemas de información, estandarización y la interoperabilidad entre los distintos sistemas, equipos y dispositivos. El objetivo del SIGDE es dotar de sistemas de información confiable, que permitan sentar bases para iniciar con la planificación a mediano y largo plazo, de tal forma que se puedan tomar decisiones que sean implementadas en el corto plazo, lo cual permitirá dar el debido sustento a los planes e incluir metas alcanzables de acuerdo al horizonte de planificación.

Como se mencionó, el Programa de Reforzamiento del Sistema Nacional de Distribución Eléctrica del Ecuador / EC-L1136 formará parte de los siguientes planes incluidos en el Plan Maestro de Electricidad del Ecuador.

Plan de Mejoramiento de los Sistemas de Distribución (PMD): su objetivo es ampliar las redes de distribución con un enfoque en el mejoramiento de los índices de calidad de servicio eléctrico, y que en gran medida contribuyen al aumento de cobertura y la reducción de pérdidas de energía. Si bien la Regulación de Calidad del Servicio Eléctrico de Distribución tiene varios indicadores para medirla, en la actualidad se establecieron metas, considerando tres aspectos importantes: disminución en los errores en facturación (PEF), frecuencia media de interrupción por kVA instalado (FMIk) y tiempo medio de interrupción por kVA instalado (TTIk).

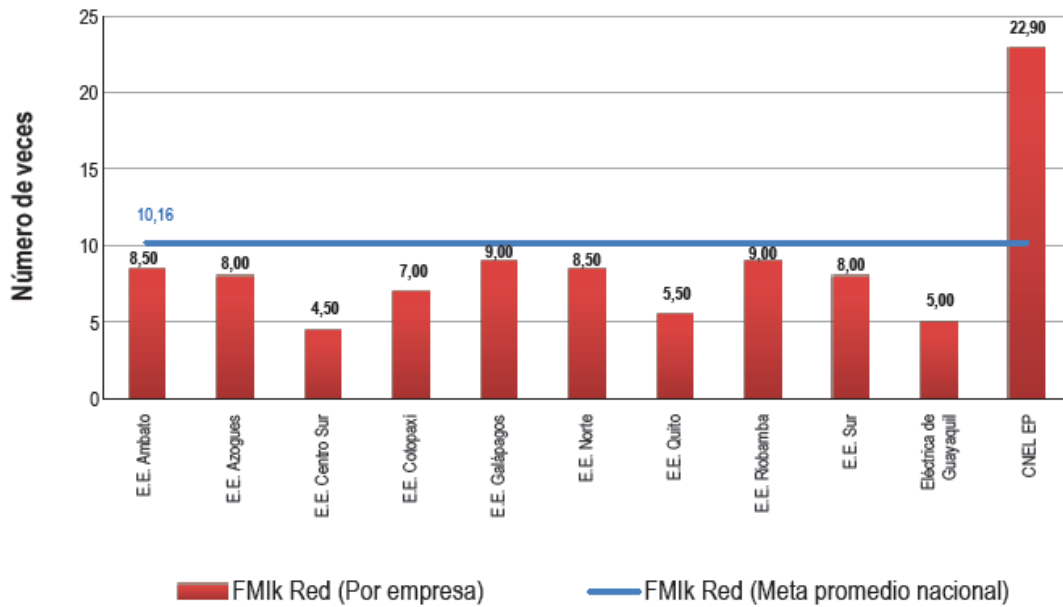
Los indicadores se han establecido tomando en cuenta que en la actualidad las empresas de distribución, con la ayuda del proyecto SIGDE se encuentran incorporando herramientas, equipos, sistemas y demás infraestructura que en el corto plazo permita evaluar la calidad en el suministro y considerar todos los aspectos contenidos en la normativa vigente.

Con las consideraciones antes indicadas, las metas que han sido establecidas en conjunto con el Ministerio de Electricidad y Energía Renovable, se presentan en la tabla siguiente, ellas tienen el objeto de impulsar a las empresas a cumplir con aspectos de calidad del suministro que poseen incidencia directa sobre los usuarios finales.

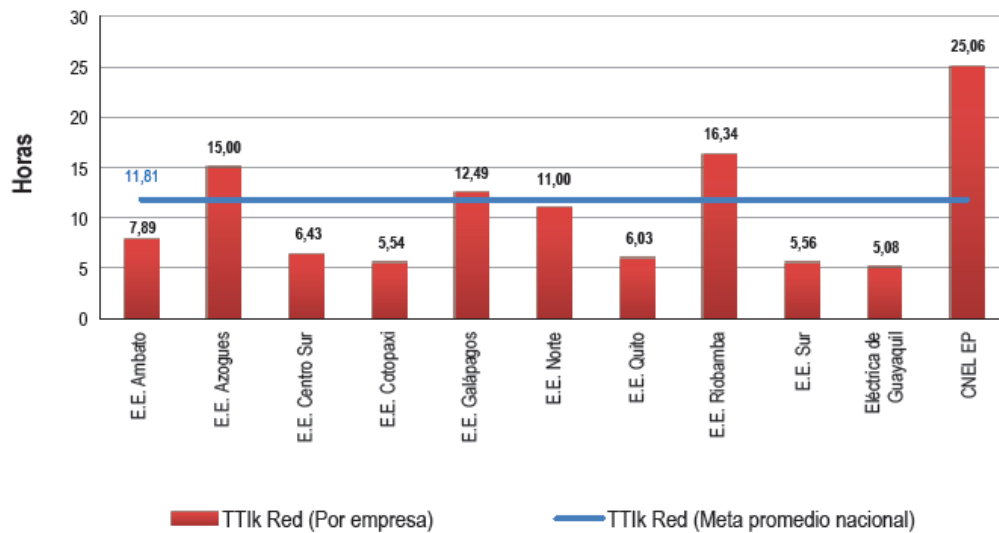
METAS DE CALIDAD DE SERVICIO

INDICADOR	META NACIONAL
FMIk (veces)	10,16
TTIk (horas)	11,81
PEF (%)	1,00

METAS PARA LA FRECUENCIA MEDIA DE INTERRUPCIÓN POR DISTRIBUIDORA, FMIk



METAS PARA EL TIEMPO MEDIO DE INTERRUPCIÓN POR DISTRIBUIDORA, TTIk



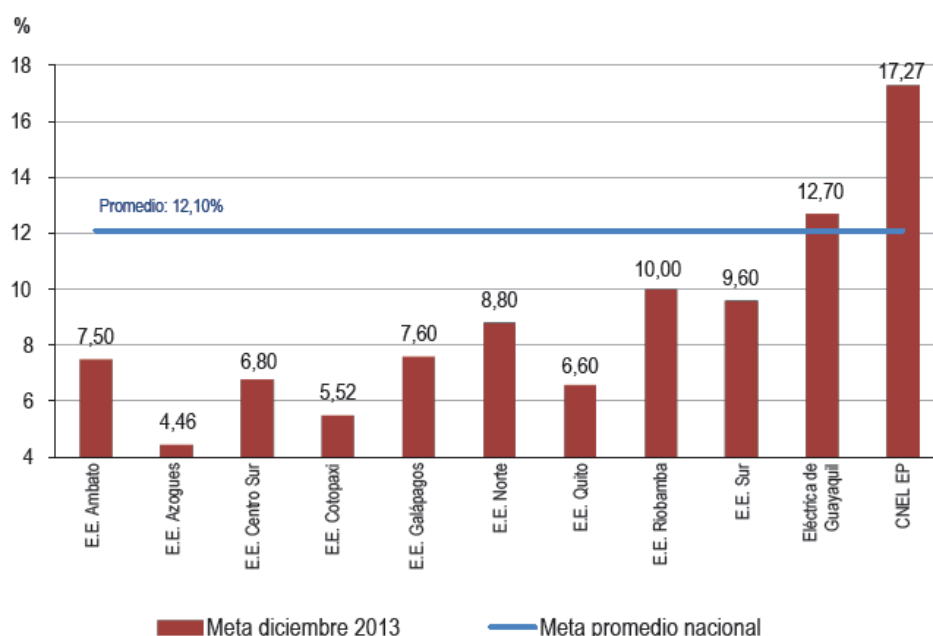
Fuente: Plan Maestro de Electrificación 2013-2022

Las metas para la calidad del servicio en los años subsiguientes se establecerán, en función de los avances que se obtenga con la implementación del proyecto SIGDE, ya que como se indicó anteriormente, este proyecto se enfoca en dotar de herramientas y procedimientos para mejorar el sistema de distribución en su conjunto; consecuentemente será posible establecer metas de mayor alcance y de mejor precisión.

Plan de Reducción de Pérdidas (PLANREP): tiene como propósito reducir las pérdidas de energía en los sistemas de distribución a nivel de país, los proyectos a ejecutar se consideran de carácter estratégico y de alto impacto, ya que mediante los mismos se realizan acciones encaminadas a la reducción de las pérdidas comerciales y técnicas, para mejorar la eficiencia energética en el país. A diciembre de 2013 las pérdidas totales en los sistemas de distribución fueron del 12.6% a nivel nacional (CONELEC, 2014).

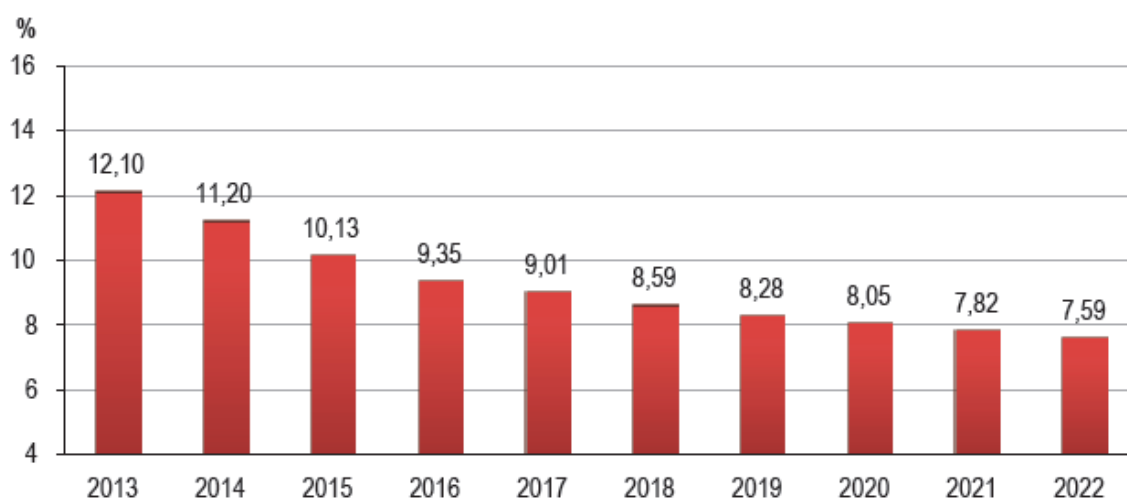
Para el periodo de planificación 2013 - 2022, las metas propuestas toman en cuenta el comportamiento en la gestión de las empresas; así mismo al finalizar cada año y en función de las inversiones realizadas, la incorporación de las nuevas cargas, el control en la gestión y los resultados alcanzados, estas metas pueden ser evaluadas y reajustadas de ser el caso, considerando como objetivo alcanzar un nivel de pérdidas de 7,6% al final el periodo en el 2022, como producto de un ajuste a las metas establecidas este plan.

METAS PARA PÉRDIDAS DE ENERGÍA POR DISTRIBUIDORA A DICIEMBRE DE 2013



Fuente: Plan Maestro de Electrificación 2013-2022

METAS DE PÉRDIDAS DE ENERGÍA, PERIODO 2013 - 2022



Fuente: Plan Maestro de Electrificación 2013-2022

3. DESCRIPCIÓN DEL PROGRAMA Y COSTOS DE INVERSIÓN

Conforme a la legislación vigente para el Sector Eléctrico del Ecuador, el CONELEC actualiza y publica anualmente el denominado “Plan Maestro de Electrificación (PME)”. En la actualidad está vigente el correspondiente al período 2013-2022 el cual contiene el Plan de Expansión de la Distribución ⁵ compuesto por las siguientes componentes:

- *Plan de Mejoramiento de los Sistemas de Distribución, PMD*
- *Plan de Reducción de Pérdidas, PLANREP*
- *Programa FERUM*
- *Migración de la cocción de gas licuado de petróleo a electricidad debido al cambio de la matriz energética*
- *Plan Nacional de Soterramiento de Redes*

El PME forma parte de la Planificación Nacional y por lo tanto se sustenta en las políticas y objetivos del Plan Nacional de Desarrollo y en la Agenda Sectorial. En este sentido, el principal lineamiento político constituye el impulso al desarrollo eficiente, enfatizando la planificación en el corto, mediano y largo plazo, sobre la base de los criterios de soberanía y eficiencia energética establecidos en la Constitución y en el Plan Nacional para el Buen Vivir 2009 - 2013.

El Plan de Expansión de la Distribución es elaborado por las Empresas Distribuidoras y coordinado y supervisado por el MEER y CONELEC con el fin de proporcionar: i) aumento de la cobertura eléctrica; ii) mejoramiento de la infraestructura eléctrica; iii) reducción de pérdidas de energía; e, iv) incremento de los niveles de calidad del servicio eléctrico; lo anterior, cumpliendo con las exigencias establecidas en las regulaciones vigentes, permitiendo la incorporación al sistema de los nuevos proyectos de subtransmisión y distribución definidos y garantizando el suministro de energía eléctrica a los centros de demanda.

Por consiguiente, se considera que se han cumplido todos los requisitos procedimentales y regulatorios necesarios para la selección de los proyectos evaluados que conforman la muestra del Programa de Reforzamiento del Sistema Nacional de Distribución Eléctrica del Ecuador / EC-L1136 cuya evaluación financiera y económica se presenta en este informe. Dentro de ellos están su justificación técnica y la de mínimo costo que suponen, el primero, análisis técnicos y, el segundo, análisis comparativos de costos totales de las alternativas de cada proyecto. Puede por lo tanto concluirse que, de acuerdo a las disposiciones institucionales y regulatorias ecuatorianas, los proyectos objeto del presente estudio pertenecen a la ruta de menor costo total para la expansión de la distribución, necesaria para suplir el servicio en condiciones de calidad y confiabilidad aceptables.

La inversión total estimada para la totalidad del Programa (Componentes I, II y III) es de US\$ 247.4 millones como se indica en el siguiente cuadro.

⁵ CONELEC: “Plan Maestro de Electrificación 2013 – 2022”, Sección 4.9.

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

Costos de Inversión (US\$K)

COMPONENTES	FINANCIAMIENTO			TOTAL
	BID		CONTRA PARTE	
	CO	FCC		
Componente I. Reforzamiento del Sistema Nacional de Distribución.	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	0,0	10.430	97.346
Servicios de fiscalización de las obras financiadas	5.046	0,0	605	5.651
Campaña Social de acompañamiento a las obras	1.500	0,0	180	1.680
Componente II. Diseño para implementación de la estrategia para la migración de GLP a electricidad en el sector residencial.	1.000	0,0	120	1.120
Componente III. Fortalecimiento Institucional	7.500	0,0	900	8.400
Programa de capacitación a las EED	1.500	0,0	180	1.680
Apoyo a la ejecución del Programa (Consultorías, equipos de medición, transporte & mantenimiento, informáticos y sus respectivos programas computacionales (software))	6.000	0,0	720	6.720
Administración del Programa	0.0	0,0	1.000	1.000
Monitoreo y Seguimiento del Programa	0.0	0,0	150	150
Unidad de Gestión del Programa (UGP)	0.0	0,0	600	600
Evaluación Intermedia y Final del Programa	0.0	0,0	100	100
Auditorías Externas	0.0	0,0	150	150
TOTAL	170.000	50.000	27.400	247.400

Fuente: BID

Para propósitos de la evaluación se identificó y seleccionó una muestra de proyectos de inversión en reforzamiento de las redes de Subtransmisión y Distribución, los cuales tienen diseños disponibles o en curso y presupuestos de inversión. Esos fueron evaluados técnica y financieramente por las Empresas Distribuidoras del Ecuador que forman parte del Sistema Nacional Interconectado, tarea que fue coordinada y recogida por el

Ministerio de Electricidad y Energía Renovable del Ecuador (MEER). El monto de inversión total en estas obras suma US\$ 85 millones, y como tal constituye una muestra representativa del 36% de las obras a ser financiadas mediante la Componente I del Programa EC-L1136.

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

PROGRAMA EC-L1136 - MUESTRA DE SUBPROGRAMAS EVALUADOS

EMPRESA	SUBTOTAL US\$K	USUARIOS
CNEL Bolivar	14,035	45,746
CNEL El Oro	1,382	14,000
CNEL Esmeraldas	7,126	95,111
CNEL GLR	1,740	20,000
CNEL UN Los Rios	6,523	42,000
CNEL UN Manabí	7,104	37,500
CNEL UN Milagro	1,553	21,118
CNEL UN Santa Elena	3,752	33,878
CNEL UN Sto. Domingo	2,487	25,021
CNEL UN Sucumbíos	2,060	13,075
EEP Guayaquil	3,414	33,365
EE Ambato	5,894	34,496
EE Azogues	428	1,800
EE Centro Sur	5,788	45,000
EE Cotopaxi	1,070	12,213
EE Quito	12,754	114,800
EE Riobamba	955	10,872
EE Sur	4,540	31,161
EE Sur	2,399	19,650
TOTAL	85,004	650,806

4. METODOLOGIA PARA LA EVALUACIÓN FINANCIERA Y ECONÓMICA

4.1 ENFOQUE DE LA EVALUACIÓN

Para realizar la evaluación financiera y económica del Programa, sus obras componentes se agruparon en 19 Subprogramas y se realizó una evaluación del retorno financiero y económico de cada uno de ellos. Con el agregado de todos los Subprogramas, se realizó la evaluación del Programa total. Se identificaron las características básicas de cada Subprograma y la evaluación se enfocó en los siguientes aspectos:

Estimación de egresos o costos: Los egresos o costos estimados para realizar la evaluación financiera y económica corresponden a los costos de inversión y operación - mantenimiento (O&M). En la evaluación financiera y en la evaluación económica a precios de mercado, se originan egresos o costos de generación y transmisión asociados a la energía eléctrica que debe suministrarse para atender la demanda, sin embargo estos ya están descontados al estimarse los ingresos con el Valor Agregado de la Distribución (VAD) de distribución (y no con la tarifa completa) y los beneficios con el excedente del consumidor (sin el pago de la energía). Sin embargo, en el caso de la evaluación económica a precios de eficiencia resulta preciso descontar el incremento de costo de generación y de transmisión que asume el Estado al encargarse de realizar las inversiones en Generación y Transmisión (incurriendo en costos que no están reflejados en las tarifas al consumidor final).

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

Ingreso o Beneficio por aumento de consumo de electricidad: Para la evaluación financiera los ingresos de las Empresas se determinan aplicando el VAD al aumento de las ventas de electricidad y para la evaluación económica los beneficios para los usuarios se determinan como el excedente del consumidor.

Ingreso o Beneficio por reducción de pérdidas de electricidad: Tanto para la evaluación financiera como para la evaluación económica, estos se estiman a partir de la reducción de las pérdidas técnicas de electricidad, valorizándolas a los precios de Generación + Transmisión.

Ingreso o Beneficio por mejoras en calidad: Para la evaluación financiera los mayores ingresos para las Empresas por mejoras en la calidad se estiman a partir de la reducción de los racionamientos esperados de energía y aplicándoles el Valor Agregado de Distribución y para la evaluación económica los beneficios para los usuarios se estiman con el Costo Económico de Racionamiento (descontado el costo de la energía).

Estimación de beneficios adicionales: Se evaluó un escenario en el cual los Subprogramas permiten el suministro de la demanda adicional correspondiente al plan de introducción de las cocinas de inducción y los beneficios económicos se evaluaron considerando los ahorros de costos por consumo sustituido de GLP (valorado a sus

precios económicos) menos el costo económico de la electricidad consumida en la actividad de cocción de alimentos.

4.2 PROYECCIONES DE DEMANDA

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

Se consideró inicialmente el suministro del crecimiento vegetativo de la demanda a nivel anual durante el período inicial de 20 años, manteniéndola constante durante el resto de la vida útil de los Subprogramas, estimada en 35 años.

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

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

4.3 ESTIMACIÓN DE EGRESOS E INGRESOS (COSTOS Y BENEFICIOS)

La evaluación del retorno financiero y económico a la inversión se realizó tanto a precios de mercado como a precios de eficiencia utilizando Relaciones de Precios Cuenta (RPC) actualizados para este estudio.

Se partió de la base de que las obras que conforman cada Subprograma están contenidas en la expansión de costo mínimo de los sistemas de subtransmisión y distribución del Ecuador y se realizó un análisis marginal para estimar los egresos e ingresos y los beneficios y costos asociados a cada Subprograma individual, el cual consistió en comparar las situaciones "con" y "sin" cada proyecto. Estos se estimaron en dólares constantes de marzo de 2014.

4.3.1 EGRESOS (COSTOS)

Los conceptos de egreso o costo estimados para realizar la evaluación económica corresponden a los costos de inversión y operación - mantenimiento asociados a los

proyectos y los costos de la electricidad a nivel mayorista en el mercado eléctrico del Ecuador.

a. Egresos o Costos de Inversión

Los 19 Subprogramas de la muestra evaluados, tienen un costo total de inversión de US\$ 85 millones (excluyendo impuestos de IVA). El itinerario previsto para los desembolsos de inversión se presenta a continuación, para cada Subprograma y para el total.

CRONOGRAMA DE INVERSIONES (US\$ MILES)

EMPRESA	INVERSIÓN AÑO1 US\$K	INVERSIÓN AÑO 2 US\$K	TOTAL US\$K
CNEL Bolivar	10,271	3,764	14,035
CNEL El Oro	968	415	1,382
CNEL Esmeraldas	5,185	1,941	7,126
CNEL GLR	1,305	435	1,740
CNEL UN Los Rios	4,566	1,957	6,523
CNEL UN Manabí	5,060	2,044	7,104
CNEL UN Milagro	1,094	459	1,553
CNEL UN Santa Elena	2,800	952	3,752
CNEL UN Sto. Domingo	1,814	673	2,487
CNEL UN Sucumbíos	1,484	576	2,060
EEP Guayaquil	2,417	997	3,414
EE Ambato	4,126	1,768	5,894
EE Azogues	321	107	428
EE Centro Sur	4,203	1,586	5,788
EE Cotopaxi	784	286	1,070
EE Quito	9,232	3,521	12,754
EE Riobamba	675	280	955
EE Sur	3,405	1,135	4,540
EE Sur	1,699	700	2,399
TOTAL	61,408	23,596	85,004

Fuente: Procesamiento del consultor

Los desembolsos de costos de inversión fueron expresados en dólares de marzo de 2014, y bajo el concepto de precios de mercado.

b. Egresos o Costos de Operación y Mantenimiento

Los egresos o costos de operación y mantenimiento (O&M) asociados a cada uno de los Subprogramas fueron calculados anualmente como un 6.0% de la inversión, valor típico usual para proyectos de subtransmisión y redes de distribución.

c. Egresos o Costos de la generación eléctrica

Varios de los Subprogramas proporcionan beneficios asociados a incrementos de la demanda, reducción de pérdidas de electricidad y/o mejoras en confiabilidad con costos (o beneficios) cuya valoración requiere disponer del costo unitario de la electricidad en el Ecuador. Para evaluar estos costos a precios de mercado se aplicó la Resolución 008/2013 de CONELEC, la cual regula para 2013 un valor de US\$ 40.98/MWh para el Costo Medio de Generación, US\$ 3.67/MWh para el Costo Medio de Transmisión y US\$ 35.18/MWh para el Costo Medio de Distribución. A precios de eficiencia se tomó valor de US\$ 76.2/MWh para el Costo Medio de Generación, US\$ 10.5/MWh para el Costo Medio de Transmisión y US\$ 52.1/MWh para el Costo Medio de Distribución. Estos parámetros son de importancia para la evaluación económica, dado el esquema del mercado eléctrico del Ecuador⁷, y en el presente estudio se consideró que la diferencia entre los dos niveles de costo constituyen los costos directamente asumidos por el Estado al realizar directamente las inversiones en la expansión del sistema eléctrico del Ecuador.

4.3.2 INGRESOS (BENEFICIOS)

Los conceptos que fue preciso evaluar para los Subprogramas correspondieron a ingresos o beneficios por aumento de consumo, por reducción de pérdidas técnicas y por incremento en la calidad del suministro de electricidad.

a. Ingresos y Beneficios por aumento en el consumo de electricidad

Los Subprogramas proveerán un suministro de electricidad confiable en su área de influencia, lo cual permitirá a los usuarios realizar (o normalizar en algunos casos) el consumo de electricidad pues en ausencia del proyecto no se dispondría de capacidad de subtransmisión y/o redes suficientes para atender la demanda de manera confiable.

Se partió de las proyecciones de demanda y se calculó el beneficio básico producido por la energía incremental recibida, valorando el ingreso neto para las empresas a la tarifa media de distribución (VAD), aplicable al conjunto del mercado residencial más el no residencial. Los beneficios netos por consumo de electricidad del sector Residencial se

⁷ En 2008 la Asamblea Nacional Constituyente puso en vigencia el Mandato Constituyente No. 15, que eliminó el concepto de costos marginales en el cálculo de los costos del componente de generación y estableció la no consideración del componente de inversión en las tarifas de generación, transmisión y distribución, la cual está a cargo del Estado. Con estas disposiciones se configuró un nuevo esquema de mercado eléctrico en el cual las tarifas no reflejan el costo total del servicio eléctrico puesto que no reflejan los costos de inversión.

estimaron por la disposición a pagar de los consumidores de la energía atribuible al proyecto. Para su cálculo se aplicó la tarifa media residencial y una elasticidad precio de -0.6⁸ y se asumió que: i) sin el programa no se podría atender el 100% de la demanda asociada al mismo, y ii) la curva demanda vs precio es lineal.

b. Beneficios por reducción de pérdidas de electricidad

Conforme a la situación actual de pérdidas de electricidad en los sistemas de subtransmisión y distribución y considerando las metas establecidas para cada Empresa y el Subprograma a su cargo, se determinó la reducción de pérdidas atribuible a este. Para determinar los beneficios correspondientes a precios de mercado, estas se valorizaron con el Costo Medio de Generación más Transmisión de la energía eléctrica (US\$ 44.65/MWh).

c. Beneficios por mejoras en confiabilidad

Los beneficios por mejoras en la calidad se estimaron considerando las metas de reducción de cortes en cada Empresa y la contribución estimada de cada Subprograma. Con base en ello se estimó la reducción de racionamientos de energía en las áreas atendidas por estas empresas. Para estimar el ingreso neto financiero correspondiente a las empresas a precios de mercado, esta energía se valoró al Costo Medio de Distribución (US\$ 35.18/MWh) y para estimar el beneficio económico para los usuarios se valoró al Costo Económico de Racionamiento determinado por CONELEC de US\$ 1,533/MWh⁹ (menos el costo de la energía suministrada de US\$ 44.65/MWh).

⁸ La elasticidad precio de la demanda de energía eléctrica es un indicador que explica como varía porcentualmente la demanda de electricidad frente a variaciones en el precio, lo cual ha sido comprobado empíricamente en situaciones de largas crisis como la sucedida en Brasil. Para Ecuador, sin embargo, no se cuenta con resultados cuantificados de análisis específicos sobre el tema. Por ello, para el estudio se acudió a la experiencia de otros análisis realizados principalmente en países Latinoamericanos. Para Chile, estudios recientes indican como la elasticidad precio de la demanda residencial llega a -0.27 en un período anual y a -0.39 a más largo plazo. En California se ha estimado en -0.39 y en España en -0.51 (Villadangos, Universitat de Barcelona). Westley la estimó en -0.56 para Paraguay (1984) y en -0.45 para Costa Rica (1989) y Berndt & Samaniego en -0.47 para México (1984). En resumen, los estudios disponibles indican que la elasticidad precio de la demanda residencial a largo plazo es del orden de -0.4 a -0.5. Para el estudio se adoptó una elasticidad precio de la demanda residencial de -0.6, valor conservador.

⁹ El costo de racionamiento de energía, también llamado "costo de falla", es el costo por kilovatio pagado (o beneficio económico perdido), en promedio, por los usuarios cuando la energía no está disponible y tiene que ser generada con unidades de emergencia o no se consume, lo que representa costos económicos para los usuarios finales. Para la reducción de los consumos de electricidad una definición alternativa es el precio al que los usuarios estarían dispuestos a pagar por la energía no disponible. Los valores de referencia de dicho costo varían mucho en América Latina, debido principalmente al mercado y a las diferencias metodológicas y normativas. Su cálculo varía según la región si está asociado al suministro de un determinado nivel de demanda. Por tal razón, algunos países tienen diferentes costos de racionamiento para cada segmento de la demanda (residencias, comercial, industrial), y otros en función del porcentaje de la demanda afectada por la escasez (por ejemplo, 5%, 10%, por encima del 20%), otros países utilizan los valores individuales (como Brasil, calculado utilizando los costes de generación de una unidad de emergencia hidráulica y la valoración del agua en los embalses). Este estudio utiliza US\$ 1533/MWh como costo de falla regulado por CONELEC, el cual se compara con el rango medio evaluado y aplicado en varios países de América Latina. Por ejemplo, en Chile el costo de falla es de aproximadamente US\$ 552/MWh para racionamientos de más del 20% de la demanda, mientras que para el mismo porcentaje de la demanda, Uruguay utiliza US\$ 2000/MWh; Colombia

d. Beneficios por consumo de electricidad en cocción de alimentos

Los beneficios por consumo de electricidad en cocción de alimentos se estimaron a nivel económico y a precios de eficiencia partiendo de la estadística histórica de consumo mensual de 1.2 Cilindros de 15 kg de GLP por vivienda. Se consideró una eficiencia térmica de 40% en la cocción con GLP y del 85% en la cocina de inducción, el precio económico del GLP utilizado en cocción de alimentos se tomó en US\$ 22.27/Cilindro de 15kg¹⁰ y los precios reales de la electricidad se estimaron en US\$ 137.9/MWh (US\$ 76.2/MWh para generación más US\$ 10.5/MWh para transmisión y mas US\$ 51.2/MWh para distribución, valores que incluyen el costo de las pérdidas de transmisión y distribución). Los cálculos correspondientes se presentan en el ANEXO 1¹¹, ellos incluyen una estimación de beneficios económicos por ahorro de emisiones de CO2 valorados a US\$ 10/ton. El beneficio neto unitario que corresponde a la electricidad dedicada a la actividad de cocción se estimó en US\$ 36.3/MWh.

4.4 ACTUALIZACIÓN DE PRECIOS DE EFICIENCIA

Las Razones de Precios de Cuenta (RPC) son números por los que hay que multiplicar cada uno de los costos y beneficios de los proyectos para convertirlos de un numerario a otro. Las RPC que se utilizan en este estudio se estiman para convertir costos y beneficios expresados a precios de mercado en costos y beneficios expresados a precios de frontera¹² (o de eficiencia).

Actualmente las entidades públicas del orden nacional relacionadas con el sector eléctrico (Ministerio de Electricidad y Energías Renovables, Transelectric, CONELEC y el CENACE), no están utilizando explícitamente métodos de corrección de precios de mercado a precios de eficiencia económica para la selección y priorización de sus proyectos. En consecuencia, y tomando en consideración la existencia de algunas divergencias apreciables entre varios precios de mercado y sus correspondientes de eficiencia, como puede ser el caso del precio de la electricidad, se actualizaron las estimaciones disponibles sobre los Factores de Conversión (FC) necesarios para

utiliza US\$ 455/MWh para el segmento residencial y hasta US\$ 1877/MWh para el segmento industrial y comercial mediano. Perú utiliza US\$ 746/MWh, República Dominicana utiliza US\$ 167.8/MWh y Brasil US\$ 270/MWh. Sin embargo, los últimos dos valores están básicamente relacionados con el costo de las fuentes de energía de respaldo temporal de alta capacidad, situación que no sería el caso en la zona del Proyecto.

¹⁰ Valor informado por Petroecuador al MEER (véase: “Programa Emblemático de Cocción Eficiente”, MEER, Feb. 2014). Para estimar su valor económico se aplicó una RPC de 0.92 (que considera un 5% de participación de mano de obra en la cadena de costos de GLP)

¹¹ Las estimaciones se realizaron a nivel económico para el país y no financiero para el Estado, sus empresas o los usuarios, en forma tal que la estimación se abstraigo del análisis de los subsidios actuales al GLP (y a la electricidad) puesto que estos constituyen transferencias entre el Estado y los consumidores nacionales sin originar costos o beneficios para el país. Asimismo se trabajó con la hipótesis de que la actividad de cocción con cocinas de inducción resultará viable para el Ecuador, sin entrar a investigar la forma como se deberán superar sus múltiples barreras de orden técnico, financiero (mantenimiento y desmonte de subsidios), cultural y gastronómico que se prevén.

¹² Metodología Squyre van der Tak

observar el impacto económico de los proyectos calculado a precios de eficiencia¹³. Las aproximaciones obtenidas se presentan en los siguientes numerales.

4.4.1 PRECIO DE CUENTA DE LA DIVISA

En Ecuador la moneda de circulación libre y legal es el dólar norteamericano. Por lo tanto la tasa de cambio es igual a la unidad y, por definición, no existe subvaluación ni sobrevaluación de la moneda circulante respecto al dólar norteamericano. Sin embargo, existe una tasa sombra de la divisa que, a manera de simplificación, puede estimarse como aquella que conduciría a un equilibrio de la balanza de pagos del país. El Precio de Cuenta de la Divisa (*PCD*) se estima, de manera aproximada, así:

$$PCD = TCE \frac{M + Tm + X - Tx}{M + X}$$

Donde: *TCE*, que en Ecuador es igual a la unidad, representa la relación entre la Tasa de Cambio de Equilibrio y la Tasa de Cambio Vigente; *M* el valor de las importaciones totales; *X* el valor de las exportaciones totales; y, *Tm* y *Tx* el valor de los impuestos, libres de subsidios, a las importaciones y a las exportaciones.

El Ministerio de Finanzas proyecta en el Presupuesto General del Estado aranceles de 1,244 millones de US\$ para 2013. La balanza comercial proyectada para 2013 estima 25,082 MUS\$ de exportaciones (10,181 MUS\$ no petroleras) y 25,828 MUS\$ de importaciones (13,148 MUS\$ no petroleras ni bienes de capital)¹⁴. Para estimar un orden de magnitud del *PCD* este análisis considera los valores de exportaciones e importaciones, no petroleros ni bienes de capital, previstos para 2013, en la forma siguiente¹⁵.

$$PCD = TCE \left[\frac{X + M + T_x - T_m}{X + M} \right] = 1.053$$

4.4.2 PRECIO DE CUENTA DE LA MANO DE OBRA NO CALIFICADA

Las estimaciones de factores de cuenta para la Mano de Obra no Calificada (MONC) efectuados para países en vías de desarrollo con índices de desempleo y subempleo de dos dígitos muestran resultados en el rango de 0.4 a 0.5. Se actualizó un valor del FC para la MONC en Ecuador bajo el supuesto de que los trabajadores no calificados que participan en los proyectos de transmisión percibirán el salario legal con todas sus prestaciones legales y que, al mismo tiempo, provendrán de un universo que, en el mejor

¹³ El consultor tuvo a su disposición las estimaciones de RPC's realizadas por el Dr. Ignacio Coral en 2010 para el estudio del primer programa de Transelectric y partiendo de ellas obtuvo, con la debida autorización, las aproximaciones utilizadas en este estudio.

¹⁴ DIRECTRICES PARA PROFORMA DEL PRESUPUESTO GENERAL DEL ESTADO 2012 Y LA PROGRAMACION PRESUPUESTARIA CUATRIANUAL 2012, 2015. Ministerio de Finanzas.

¹⁵ También se realizó una estimación de la *PCD* considerando el valor total de las exportaciones e importaciones y arrojó un valor de 1.024, el cual resulta similar para efectos de su aplicación en la evaluación.

de los casos, percibe únicamente una parte del salario legal, sin ninguna otra contraprestación social. El cálculo de FC para la MONC basado en este supuesto aparece en el cuadro siguiente para el caso en que se cancela un 60% del salario mínimo legal vigente.

Estimación del Factor de Cuenta para la MONC		
Valores expresados en US\$ de octubre de 2013		
Detalle	Participantes en los Proyectos	Reemplazos de los Participantes 1/
Salario mínimo legal anual	3,816	2,290
Prestación: décimo tercer mes	318	
Prestación: décimo cuarto mes	318	
Fondos de reserva (desde 2o año)	318	
Vacaciones	159	
Suman =	4,929	2,290
FC aplicable a la MONC =	0.465	
1/ Estimado como el 60% del salario mínimo legal		

4.4.3 PRECIO DE CUENTA DE LA ELECTRICIDAD (G, T & D)

La tabla siguiente muestra los resultados del Costo Medio de Generación (CMG) para el escenario de hidrológico promedio (50% de probabilidad de excedencia) estimado por CONELEC para 2013¹⁶.

COSTO MEDIO DE LA ENERGÍA GENERADA (2013)

		PROMEDIO	
		US\$/kWh	MM USD
ENERGÍA	Hidráulica	0.178	36.4
	Térmica	1.604	328.5
	No Convencional	0.077	15.9
	Interconexión	0.132	27.0
	Privados	0.126	25.8
ANUALIDAD	AO&M Públicos	1.311	268.5
	Des. Territorial	0.015	3.0
	Gestión de Calidad	0.275	56.3
	Privados	0.144	29.5
IVA COMB.		0.112	23.0
ADICIONALES	PRPD	0.040	8.2
	Otros	0.084	17.3
Costo Medio de Generación		4.098	839.30

¹⁶ ANÁLISIS DEL COSTO Y PLIEGO TARIFARIO DEL SERVICIO ELÉCTRICO, PERIODO: ENERO – DICIEMBRE 2013, CONELEC

El “Estudio Tarifario” que cuantifica el CMG trasladable a tarifas en 2013 selecciona el valor anterior para el período enero – diciembre 2013, o sea 4,098 US\$/kWh¹⁷.

Para estimar el RPC de la energía generada se realizaron los siguientes ajustes a las componentes del CMG estimado por CONELEC.

- Se estimó el costo promedio de la energía térmica con base en precios internacionales del Diesel y el Fuel Oil.
- Se supuso que la inclusión de los costos de inversión en la generación que asume el Estado representa un incremento del 10% en los costos fijos promedio.
- Se excluyó el impuesto IVA a los combustibles.

El primer ajuste se realizó con la utilización de combustibles en el SNI proyectada para 2013 en el Plan Maestro de Electricidad 2013-2022 y con los precios de combustibles internos y externos que se presentan a continuación.

PRECIOS DE LOS COMBUSTIBLES (US\$/gal)

	PRECIO INTERNO		PRECIO INTERNACIONAL	
DIESEL	0.82	1/	3.19	2/
FUEL OIL 6	0.63	1/	2.28	3/
NAFTA	0.67	1/	2.44	3/
GAS NATURAL	2.8	1/ 4/	2.8	1/ 4/

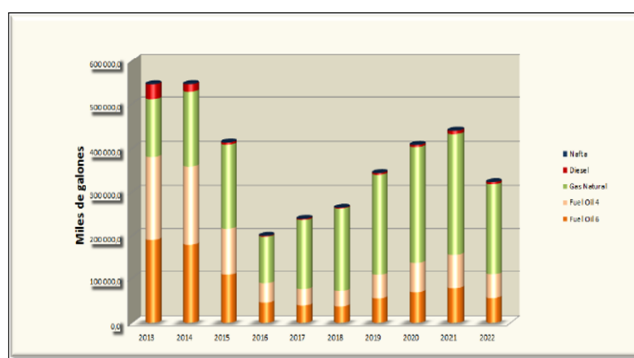
1/ Fuente: base de datos SDDP

2/ Precio medio de importación en 2013

3/ Precio medio de exportación en 2013

4/ Precio por kpc (1 Bpc=0.127 gal)

USO DE COMBUSTIBLES EN EL SNI



El resultado del procesamiento de los costos de combustible se resume a continuación.

COMPONENTE DEL COSTO MEDIO EN GENERACIÓN TÉRMICA

AÑO	2013	
DIESEL	40,000	gal
FUEL OIL 4 y 6	370,000	gal
NAFTA	1,000	gal
GAS NATURAL	120,000	gal
Vr. Interno	269,216	US\$K
Vr. Internacional	976,286	US\$K
Generación	20,481	GWh
Costo O&M var.	3	US\$/MWh
Costo nacional	16.1	US\$/MWh
Costo internacional	50.7	US\$/MWh

¹⁷ Resolución 008/2013, CONELEC.

El cuadro siguiente muestra la estimación de la RPC para el Costo Medio de Generación (CMG), el cual se obtuvo a partir del CMG regulado por CONELEC para 2013 (4,098 US\$/kWh equivalente a US\$ 40.98/MWh) y afectando cada una de sus componentes para obtenerlas en términos de precios de eficiencia.

COSTO MEDIO DE GENERACIÓN (US\$/MWh)

Componente	Precios de Mercado	Precios de Eficiencia
-		
Energía asociada a generación térmica	16.04	50.7
Energía asociada a otra generación	5.13	5.13
Anualidad	17.45	19.20
IVA Combustible	1.12	0
PRPD y Otros	1.24	1.24
TOTAL	40.98	76.2
RPC de la Generación =		1.86

Finalmente, con las proyecciones de inversiones en transmisión y distribución contenidas en el Plan Maestro de Electrificación 2013-2022, el consultor estimó en 2.86 la RPC de la Transmisión y en 1.45 la RPC de la Distribución.

4.4.4 RPC PARA LOS COSTOS DE OPERACIÓN Y MANTENIMIENTO

La estimación de la RPC de operación y mantenimiento de la subtransmisión y distribución se estima, de acuerdo a prácticas acostumbradas, suponiendo que sus costos están compuestos en un 60% por bienes comercializables, 20% por mano de obra calificada, 5% de mano de obra no calificada y 15% de impuestos y transferencias. Esta estructura del costo produce una RPC de 0.812

4.4.5 RPCs DE LOS COSTOS DE INVERSIÓN DE LOS PROYECTOS

El siguiente cuadro presenta los Factores de Cuenta calculados en este capítulo y su cambio de base del numerario de consumo al de divisas libres en manos del Estado (frontera). En el primero, la unidad de cuenta es el consumo razón por la cual éste se valora por 1. En el numerario de frontera la unidad de cuenta es la divisa, razón por la cual ésta se valora por 1 y, los demás Factores de Cuenta se obtienen, a partir de los calculados en numerario de consumo, dividiendo sus valores por el PCD.

FC en los Numerarios de Consumo y de Frontera

FC	Numerario	
	Consumo	Frontera
PCD = Precio de Cuenta de la Divisa	1.053	1.000
MOC = Mano de Obra Calificada	1.000	0.950
MONC = Mano de Obra No Calificada	0.465	0.442
FC del Consumo	1.000	0.950
FC de Impuestos y Transferencias	0.000	0.000

El cuadro siguiente presenta las RPC estimadas para los proyectos de subtransmisión y para las redes de distribución.

DISTRIBUCION DE COSTOS DE INVERSIÓN (SIN IVA) Y RPC's

TIPO	MATERIALES	MANO OBRA Y TRANSPORTES	INDIRECTOS	TOTAL	RPC INVERSIÓN
DISTRIBUCIÓN	66%	26%	8%	100%	0.851
SUBTRANSMISIÓN	80%	6%	14%	100%	0.960

5. RESULTADOS OBTENIDOS

En esta sección se incluyen los resultados obtenidos en la evaluación financiera y económica y en los análisis de sensibilidad.

5.1 EVALUACIÓN FINANCIERA

Se adoptó un período de análisis de 35 años (hasta 2051) igual a la vida útil estimada para los Subprogramas. Con el pronóstico de egresos e ingresos evaluado para cada uno de ellos se estimó su retorno financiero (TIRF) resultando del 21.6% para el Programa total (muestra del 36%). Del mismo modo, los ingresos y egresos identificados se utilizaron para calcular el valor presente neto financiero de los Subprogramas individuales y del total (VPNF), utilizando una tasa de descuento de referencia del 12%. El resultado para el Programa arrojó un valor de US\$ 87.3 millones..

Los resultados obtenidos se resumen a continuación.

EVALUACION FINANCIERA										
	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2025	2030	2051
INVERSIONES (US\$K)	(61,408)	(23,596)								
COSTOS O&M (US\$K)			(5,100)	(5,100)	(5,100)	(5,100)	(5,100)	(5,100)	(5,100)	(5,100)
INGRESOS DISTRIBUCIÓN (USK)			19,304	20,076	20,879	21,714	22,582	27,475	33,428	42,297
AHORRO PERDIDAS (US\$K)			2,242	2,332	2,425	2,522	2,623	3,191	3,883	4,913
INGRESOS CALIDAD (USK)			129	134	139	145	151	183	223	282
INGRESOS NETOS	(61,408)	(23,596)	16,574	17,441	18,343	19,281	20,256	25,749	32,433	42,391
TIRF	21.6%									
VPNF (12%)	\$87,348									

INDICADORES FINANCIEROS

	TIRF	VPNF (USK)
BOLIVAR	8.4%	(3,962)
EL ORO	29.8%	2,775
ESMERALD.	31.7%	16,141
GLR	35.5%	4,870
LOS RIOS	21.1%	6,315
MANABI	17.7%	4,158
MILAGRO	41.1%	5,464
STA ELENA	25.7%	5,696
STO DOM	28.0%	4,482
SUCUMBIOS	18.1%	1,307
GUAYAQUIL	31.7%	7,708
AMBATO	23.0%	7,000
AZOGUES	12.5%	21
CEN. SUR	19.0%	4,236
COTOPAXI	27.1%	1,805
QUITO	22.1%	13,892
RIOBAMBA	29.9%	1,931
SUR	17.7%	2,670
NORTE	21.6%	2,448
TOTAL	21.6%	87,348

5.2 EVALUACIÓN ECONÓMICA

En esta sección se resumen los costos y beneficios estimados para el Programa (muestra del 36%) y para cada uno de los Subprogramas, y los resultados de retorno económico y valor presente neto, tanto a precios de mercado como a precios de eficiencia. Adicionalmente se realizó la evaluación y se presentan los resultados obtenidos para el escenario con introducción de las cocinas de inducción.

5.2.1 PRECIOS DE MERCADO

A precios de mercado el retorno económico resulta del 37.7% y su valor presente neto de US\$ 257.2 millones.

EVALUACIÓN ECONÓMICA A PRECIOS DE MERCADO

	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2025	2030	2051
INVERSIONES (US\$K)	(61,408)	(23,596)								
COSTOS O&M (US\$K)			(5,100)	(5,100)	(5,100)	(5,100)	(5,100)	(5,100)	(5,100)	(5,100)
EXCEDENTE DEL CONSUMIDOR (USK)			32,589	33,892	35,248	36,658	38,124	46,384	56,433	71,406
BENEFICIOS PERDIDAS (US\$K)			4,503	2,332	2,425	2,522	2,623	3,191	3,883	4,913
BENEFICIOS CALIDAD (USK)			5,609	5,834	6,067	6,310	6,562	7,984	9,714	12,291
BENEFICIOS NETOS	(61,408)	(23,596)	37,601	36,958	38,640	40,390	42,209	52,459	64,929	83,509
TIREm		37.7%								
VPNEm (12%)		\$257,179								

INDICADORES ECONÓMICOS A PRECIOS DE MERCADO

	TIREm	VPNEm
BOLIVAR	16.8%	\$6,203
EL ORO	52.4%	\$7,142
ESMERALD.	57.6%	\$43,170
GLR	71.5%	\$14,879
LOS RIOS	35.9%	\$18,242
MANABI	37.4%	\$21,452
MILAGRO	71.4%	\$12,950
STA ELENA	40.8%	\$13,237
STO DOM	50.6%	\$12,334
SUCUMBIOS	39.2%	\$6,755
GUAYAQUIL	44.2%	\$13,536
AMBATO	36.2%	\$16,786
AZOGUES	19.9%	\$356
CEN. SUR	30.3%	\$12,097
COTOPAXI	48.4%	\$4,958
QUITO	33.6%	\$32,032
RIOBAMBA	52.8%	\$5,014
SUR	30.0%	\$9,408
NORTE	35.5%	\$6,627
TOTAL	37.7%	\$257,179

5.2.2 PRECIOS DE EFICIENCIA

A precios de eficiencia el retorno económico resulta del 15.5% y su valor presente neto de US\$ 25.7 millones.

EVALUACIÓN ECONÓMICA A PRECIOS DE EFICIENCIA

	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2025	2030	2051
INVERSIONES (US\$K)	(53,924)	(20,770)								
COSTOS O&M (US\$K)			(4,141)	(4,141)	(4,141)	(4,141)	(4,141)	(4,141)	(4,141)	(4,141)
COSTOS ENERGIA DEL ESTADO (US\$)			(27,591)	(28,695)	(29,842)	(31,036)	(32,277)	(39,270)	(47,779)	(60,455)
EXCEDENTE DEL CONSUMIDOR (USK)			30,948	32,186	33,474	34,813	36,205	44,049	53,593	67,812
BENEFICIOS PERDIDAS (US\$K)			4,324	4,497	4,677	4,864	5,059	6,155	7,488	9,475
BENEFICIOS CALIDAD (USK)			5,421	5,638	5,864	6,098	6,342	7,716	9,388	11,879
BENEFICIOS NETOS	(53,924)	(20,770)	8,962	9,486	10,031	10,598	11,187	14,508	18,549	24,569
TIREe	15.5%									
VPNEe (12%)	\$25,707									

INDICADORES ECONÓMICOS A PRECIOS DE EFICIENCIA

	TIRE	VPNE
BOLIVAR	na	(10831)
EL ORO	29.0%	2517
ESMERALD.	19.5%	5024
GLR	56.1%	8694
LOS RIOS	20.5%	4957
MANABI	26.5%	9728
MILAGRO	50.3%	6424
STA ELENA	18.3%	2105
STO DOM	30.0%	4345
SUCUMBIOS	22.0%	2005
GUAYAQUIL	26.5%	4664
AMBATO	5.6%	(2871)
AZOGUES	8.5%	(112)
CEN. SUR	3.5%	(3230)
COTOPAXI	18.8%	668
QUITO	1.9%	(8000)
RIOBAMBA	25.2%	1292
SUR	7.9%	(1495)
NORTE	11.2%	(176)
TOTAL	15.5%	25707

5.2.3 EVALUACIÓN ECONÓMICA A PRECIOS DE EFICIENCIA Y CON COCINAS DE INDUCCIÓN

Se acometió la evaluación del Programa y sus Subprogramas 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 Tasa Interna de Retorno Económico (TIREe) se aumenta al 31.5% y el Valor Presente Neto (VPNEe) a \$ 126.8 millones.

	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2025	2030	2051
INVERSIONES (US\$K)	(53,924)	(20,770)								
COSTOS O&M (US\$K)			(4,141)	(4,141)	(4,141)	(4,141)	(4,141)	(4,141)	(4,141)	(4,141)
COSTOS ENERGIA DEL ESTADO (US\$)			(27,591)	(28,695)	(29,842)	(29,842)	(29,842)	(29,842)	(29,842)	(29,842)
EXCEDENTE DEL CONSUMIDOR (USK)			26,483	27,543	28,644	28,644	28,644	28,644	28,644	28,644
BENEFICIOS PERDIDAS (US\$K)			4,324	4,497	4,677	4,677	4,677	4,677	4,677	4,677
BENEFICIOS CALIDAD (USK)			5,421	5,638	5,864	5,864	5,864	5,864	5,864	5,864
BENEFICIOS COCCIÓN (USK)			22,675	23,582	24,525	24,525	24,525	24,525	24,525	24,525
BENEFICIOS NETOS	(53,924)	(20,770)	27,171	28,424	29,727	29,727	29,727	29,727	29,727	29,727
TIREe	31.5%									
VPNEe (12%)	\$126,792									

INDICADORES ECONÓMICOS A PRECIOS DE EFICIENCIA

	TIRE	VPNE
BOLIVAR	9.8%	(1,964)
EL ORO	46.4%	4,305
ESMERALD.	47.5%	21,810
GLR	76.2%	10,671
LOS RIOS	34.6%	11,039
MANABI	37.7%	13,995
MILAGRO	73.3%	8,752
STA ELENA	38.3%	7,773
STO DOM	49.0%	7,571
SUCUMBIOS	32.2%	3,330
GUAYAQUIL	46.1%	9,333
AMBATO	18.0%	2,591
AZOGUES	18.2%	180
CEN. SUR	24.0%	4,897
COTOPAXI	41.3%	2,581
QUITO	24.5%	11,252
RIOBAMBA	45.6%	2,850
SUR	22.4%	3,617
NORTE	27.7%	3,007
TOTAL	31.6%	127,590

5.3 ANÁLISIS DE SENSIBILIDAD

El siguiente cuadro indica la sensibilidad de los resultados a variaciones de + y - 15% en los principales parámetros utilizados en la evaluación, a saber: a) Costos de Inversión, b) Costos de O&M, c) Costo de la energía eléctrica, d) Tarifa media al consumidor final, e) Elasticidad precio de la demanda, f) Beneficios por mejoras en confiabilidad, y g) Beneficios por ahorro de pérdidas de electricidad. Se consideró el escenario con las cocinas de inducción.

	BASE		INVERSION + 15%		INVERSION -15%		O&M + 15%		O&M - 15%		C. ENERGIA + 15%		C. ENERGIA - 15%		TARIFA +15%		TARIFA -15%	
	TIRE	VPNE	TIRE	VPNE	TIRE	VPNE	TIRE	VPNE	TIRE	VPNE	TIRE	VPNE	TIRE	VPNE	TIRE	VPNE	TIRE	VPNE
BOLIVAR	9.8%	(\$2,021)	8.4%	(\$3,646)	11.5%	(\$395)	9.0%	(\$2,690)	10.5%	(\$1,351)	0.6%	(\$8,361)	16.4%	\$4,320	12.2%	\$154	7.1%	(\$4,195)
EL ORO	46.3%	\$4,288	41.4%	\$4,116	52.6%	\$4,460	45.9%	\$4,222	46.8%	\$4,354	32.4%	\$2,348	58.7%	\$6,228	50.0%	\$4,844	42.5%	\$3,732
ESMERALD.	47.3%	\$21,694	42.4%	\$20,861	53.7%	\$22,527	46.9%	\$21,354	47.8%	\$22,034	27.6%	\$8,512	64.1%	\$34,875	52.9%	\$25,840	41.5%	\$17,547
GLR	76.1%	\$10,646	68.7%	\$10,453	85.5%	\$10,839	75.7%	\$10,563	76.5%	\$10,729	62.7%	\$7,874	88.3%	\$13,418	80.3%	\$11,569	71.8%	\$9,723
LOS RIOS	34.5%	\$10,988	30.7%	\$10,269	39.4%	\$11,707	33.9%	\$10,677	35.1%	\$11,299	23.4%	\$5,167	44.5%	\$16,809	37.8%	\$12,828	31.1%	\$9,148
MANABI	37.6%	\$13,949	33.6%	\$13,164	42.9%	\$14,733	37.1%	\$13,609	38.2%	\$14,288	29.0%	\$8,751	45.6%	\$19,146	40.3%	\$15,679	34.8%	\$12,218
MILAGRO	73.1%	\$8,727	65.9%	\$8,555	82.3%	\$8,898	72.7%	\$8,652	73.6%	\$8,801	56.2%	\$5,800	88.3%	\$11,653	77.7%	\$9,578	68.4%	\$7,875
STA ELENA	38.2%	\$7,732	34.1%	\$7,312	43.5%	\$8,151	37.7%	\$7,553	38.7%	\$7,911	23.4%	\$3,036	51.1%	\$12,427	42.5%	\$9,216	33.8%	\$6,247
STO DOM	48.9%	\$7,541	43.8%	\$7,266	55.4%	\$7,816	48.4%	\$7,422	49.4%	\$7,659	33.7%	\$4,073	62.2%	\$11,008	52.8%	\$8,520	44.8%	\$6,561
SUCUMBIO	32.1%	\$3,314	28.6%	\$3,069	36.7%	\$3,559	31.6%	\$3,216	32.7%	\$3,413	21.8%	\$1,502	41.4%	\$5,126	34.5%	\$3,765	29.7%	\$2,863
GUAYAQUIL	45.9%	\$9,292	41.1%	\$8,915	52.1%	\$9,669	45.4%	\$9,129	46.4%	\$9,455	30.6%	\$4,668	59.3%	\$13,916	50.0%	\$10,638	41.7%	\$7,947
AMBATO	17.9%	\$2,549	15.8%	\$1,838	20.7%	\$3,259	17.3%	\$2,267	18.6%	\$2,830	5.9%	(\$2,232)	27.8%	\$7,330	22.8%	\$4,820	12.7%	\$277
AZOGUES	18.1%	\$178	16.0%	\$130	20.9%	\$225	17.5%	\$157	18.8%	\$198	9.3%	(\$72)	25.9%	\$427	20.6%	\$255	15.6%	\$100
CEN. SUR	23.9%	\$4,842	21.2%	\$4,202	27.4%	\$5,482	23.2%	\$4,566	24.5%	\$5,118	7.9%	(\$1,395)	36.9%	\$11,079	27.9%	\$6,656	19.7%	\$3,027
COTOPAXI	41.2%	\$2,566	36.8%	\$2,442	46.8%	\$2,689	40.7%	\$2,515	41.7%	\$2,617	23.2%	\$873	56.5%	\$4,258	45.7%	\$3,041	36.4%	\$2,090
QUITO	24.3%	\$11,111	21.6%	\$9,701	27.9%	\$12,521	23.7%	\$10,502	25.0%	\$11,720	5.3%	(\$4,799)	39.3%	\$27,022	28.5%	\$15,304	19.9%	\$6,918
RIOBAMBA	45.5%	\$2,837	40.7%	\$2,720	51.6%	\$2,954	45.0%	\$2,791	45.9%	\$2,882	29.3%	\$1,330	59.6%	\$4,343	49.7%	\$3,266	41.1%	\$2,408
SUR	22.3%	\$3,578	19.7%	\$3,029	25.6%	\$4,128	21.7%	\$3,362	22.9%	\$3,795	9.6%	(\$740)	33.1%	\$7,897	25.5%	\$4,791	19.0%	\$2,366
NORTE	27.6%	\$2,983	24.5%	\$2,690	31.7%	\$3,276	27.1%	\$2,868	28.2%	\$3,097	13.5%	\$259	39.7%	\$5,706	31.2%	\$3,752	23.9%	\$2,213
TOTAL	31.5%	\$126,792	28.0%	\$117,086	36.0%	\$136,497	30.9%	\$122,735	32.1%	\$130,849	18.2%	\$36,594	43.1%	\$216,989	35.2%	\$154,517	27.6%	\$99,066

	BASE		ELASTICIDAD -0.7		ELASTICIDAD - 0.5		B. PERDIDAS +15%		B. PERDIDAS -15%		B. CALIDAD + 15%		B. CALIDAD - 15%	
	TIRE	VPNE	TIRE	VPNE	TIRE	VPNE	TIRE	VPNE	TIRE	VPNE	TIRE	VPNE	TIRE	VPNE
BOLIVAR	16.7%	\$5,904	7.3%	(\$4,091)	12.9%	\$878	9.8%	(\$2,010)	9.7%	(\$2,031)	9.9%	(\$1,928)	9.6%	(\$2,113)
EL ORO	56.8%	\$7,741	42.7%	\$3,758	51.2%	\$5,029	47.6%	\$4,486	45.0%	\$4,090	47.8%	\$4,514	44.8%	\$4,062
ESMERALD.	61.0%	\$42,383	41.8%	\$17,744	54.6%	\$27,222	47.5%	\$21,816	47.2%	\$21,571	48.8%	\$22,745	45.9%	\$20,642
GLR	84.2%	\$16,241	72.0%	\$9,767	81.6%	\$11,877	77.9%	\$11,052	74.2%	\$10,240	79.3%	\$11,342	72.8%	\$9,950
LOS RIOS	44.2%	\$21,888	31.3%	\$9,235	38.8%	\$13,442	36.0%	\$11,813	33.0%	\$10,163	35.3%	\$11,447	33.7%	\$10,529
MANABI	45.1%	\$24,724	35.0%	\$12,301	41.2%	\$16,256	38.8%	\$14,682	36.4%	\$13,215	39.4%	\$15,084	35.8%	\$12,814
MILAGRO	85.4%	\$14,461	68.6%	\$7,915	79.2%	\$9,862	75.5%	\$9,159	70.8%	\$8,294	75.5%	\$9,165	70.7%	\$8,288
STA ELENA	48.0%	\$14,778	34.0%	\$6,318	43.8%	\$9,711	39.3%	\$8,120	37.1%	\$7,343	38.6%	\$7,862	37.8%	\$7,602
STO DOM	58.8%	\$13,221	45.0%	\$6,607	54.1%	\$8,847	49.9%	\$7,793	47.8%	\$7,288	50.5%	\$7,957	47.2%	\$7,124
SUCUMBIO	42.8%	\$7,107	29.8%	\$2,884	35.3%	\$3,916	32.7%	\$3,420	31.6%	\$3,209	34.3%	\$3,717	29.9%	\$2,912
GUAYAQUIL	56.1%	\$16,715	41.9%	\$8,011	51.3%	\$11,086	48.3%	\$10,071	43.5%	\$8,514	45.9%	\$9,292	45.9%	\$9,292
AMBATO	37.4%	\$16,372	12.9%	\$385	24.3%	\$5,577	17.9%	\$2,549	17.9%	\$2,549	18.1%	\$2,641	17.7%	\$2,457
AZOGUES	24.4%	\$495	15.7%	\$104	21.4%	\$281	18.9%	\$200	17.4%	\$155	18.1%	\$178	18.1%	\$178
CEN. SUR	33.5%	\$12,298	19.9%	\$3,114	29.2%	\$7,261	23.9%	\$4,842	23.9%	\$4,842	23.9%	\$4,842	23.9%	\$4,842
COTOPAXI	51.6%	\$4,842	36.7%	\$2,113	47.1%	\$3,200	41.2%	\$2,566	41.2%	\$2,566	42.4%	\$2,692	39.9%	\$2,440
QUITO	37.0%	\$32,203	20.2%	\$7,118	29.9%	\$16,702	24.3%	\$11,111	24.3%	\$11,111	24.3%	\$11,111	24.3%	\$11,111
RIOBAMBA	55.9%	\$5,149	41.3%	\$2,428	51.0%	\$3,409	46.2%	\$2,908	44.8%	\$2,765	46.9%	\$2,978	44.0%	\$2,695
SUR	31.8%	\$9,660	19.2%	\$2,424	26.5%	\$5,195	22.5%	\$3,664	22.1%	\$3,492	22.8%	\$3,749	21.8%	\$3,407
NORTE	37.7%	\$6,858	24.1%	\$2,250	32.4%	\$4,009	28.1%	\$3,076	27.2%	\$2,890	28.1%	\$3,080	27.2%	\$2,886
TOTAL	42.0%	\$273,040	27.8%	\$100,386	36.4%	\$163,759	32.1%	\$131,319	30.9%	\$122,265	32.3%	\$132,467	30.7%	\$121,116

El resultado obtenido muestra que, bajo variaciones desfavorables del orden del 15% en los principales parámetros que intervienen en la evaluación, la TIRE del Programa y a precios de eficiencia resulta siempre superior al 12%.

5.4 CONCLUSIONES

El análisis económico y financiero se llevó a cabo considerando un período de análisis de 35 años (hasta 2051) igual a la vida útil estimada para los proyectos que conforman el 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 1555%, con un VPNE de US\$25,7 millones. Para el análisis financiero y con el pronóstico de egresos e ingresos evaluado para cada uno de los proyectos del Programa, se calculó su retorno financiero (TIRF) en 21.6%. Del mismo modo, 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.

Tomando en cuenta que el fortalecimiento del SND facilitará además, 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 la evaluación de los proyectos del Programa, 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 31.5% y el VPNE a \$ 126.8 millones.

El análisis de sensibilidad se llevó a cabo considerando variaciones de +/- 15% % en los principales parámetros, a saber: (i) costos de inversión; (ii) costos de Operación y Mantenimiento (O&M); (iii) costo de la energía eléctrica, en la tarifa media al consumidor final; (iv) en la elasticidad – precio de la demanda; (v) en los beneficios por mejoras en confiabilidad; y (vi) 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%.

ANEXO 1

ESTIMACION DE BENEFICIOS DE LA ELECTRICIDAD PARA COCCIÓN

PARAMETROS GENERALES		
Tasa de descuento	%	12%
Cocina inducción	USD/Unidad	319.0
Utencillos	USD/Unidad	30.0
Acometida y medidor	USD/Unidad	90.0
Adecuación red domiciliaria	USD	32.0
Inversión por vivienda	USD	471.0
Vida Util	Años	25
Costo anual equivalente	USD/año	60.1
Cocina GLP	USD/Unidad	60.0
Vida Util	Años	20
Costo anual equivalente	USD/año	8.0
Eficiencia cocina GLP	%	40%
Eficiencia cocina de inducción	%	85%
Consumo GLP	Cilindro 15kg/mes	1.2
Poder Calorífico del GLP	BTU/kg	47,490
Consumo GLP	BTU/mes	854,821
Consumo cocina inducción	BTU/mes	402,269
Consumo cocina inducción	kWh/mes	118
Emisiones del GLP	KgCo2/mBTU	62.3
Emisiones de la Electricidad	kgCo2/kWh	0.21
Emisiones cocción con GLP	TonCO2/año/vivienda	0.64
Emisiones cocción con Electricidad	TonCO2/año/vivienda	0.30
Costo del GLP	USD/cilindro de 15kg	22.27
Precio Cuenta GLP		0.92
Costo Económico del GLP	USD/cilindro de 15kg	20.49
Costo económico de la Electricidad (G+T+D)	USD/MWh	137.9
Costo económico referencial de emisiones	USD/tonCO2	10.0

COMPARACIÓN COSTO ECONÓMICO ANUAL		
Cocción con electricidad		
Costo anual equivalente cocina y demás	USD	60.1
Costo anual electricidad	USD	195.1
Costo anual emisiones CO2	USD	3.0
Costo anual total	USD	258.1
Cocción con GLP		
Costo anual equivalente cocina	USD	8.0
Costo GLP	USD	295.0
Costo anual emisiones CO2	USD	6.4
Costo anual total	USD	309.5
Beneficio Neto	USD	51.3
Beneficio Neto Unitario	USD/MWh	36.3

ANEXO 2

ESTIMACIÓN DEL COSTO UNITARIO DE TRANSMISIÓN: GWH, INVERSIONES, COSTOS COMB. Y O&M

		FUENTE	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022-44
TRANSMISIÓN BASE	GWH	PME Fig. 6.6 menos 3%	20046	21087	23464	26646	29886	30924	32088	33164	34309	35492
TRANSMISIÓN PLUS	GWH	PME Fig. 6.28 menos 3%	20046	21087	23938	28594	35430	36819	38315	39746	41042	42363
TRANSM. INCREMENTAL	GWH		0	0	473	1948	5545	5896	6227	6581	6733	6871
ACTIVO TRANS. BASE	US\$M	PME Fig. 6.8	1075	1269	1332	1402	1472	1537	1584	1631	1680	1730
ACTIVO TRANS. PLUS	US\$M	PME Fig. 6.30	942	1192	1326	1395	1465	1530	1576	1624	1672	1723
INVERSIONES BASE	US\$M		0	194	63	70	70	65	47	47	49	50
INVERSIONES PLUS	US\$M		0	250	134	69	70	65	46	48	48	51
INV. INCREMENTAL	US\$M		0	56	71	-1	0	0	-1	1	-1	1
AOM BASE	US\$M	PME Fig. 6.9	77	78	70	56	59	62	64	65	67	69
AOM PLUS	US\$M	PME Fig. 6.31	74	85	91	95	99	103	106	109	112	116
COSTO INCREMENTAL	US\$M		-3	7	21	39	40	41	42	44	45	47

ESTIMACION COSTO DE TRANSMISIÓN (EN NODOS SALIDA RED)

	TASA DE DESCUENTO	8%	10%	12%
A	Vr. Pres. INV. INCREMENTAL (US\$M)	\$104	\$99	\$94
B	Vr. Pres. AOM (US\$M)	\$416	\$332	\$270
C	Vr. Pres. GEN. INCREMENTAL (GWH)	55,499	43,462	34,734
D=A/C	C.U. INVERSIÓN (US\$/MWH)	1.9	2.3	2.7
E=B/C	C.U. AOM (US\$/MWH)	7.5	7.6	7.8
D+E	C.U. TOTAL (US\$/MWH)	9.4	9.9	10.5

ANEXO 3

ESTIMACIÓN DEL COSTO UNITARIO DE DISTRIBUCIÓN: GWH, INVERSIONES, COSTOS COMB. Y O&M

			2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022-44
VENTAS BASE	GWH	PME Fig. 6.16	18084	19226	20232	21279	22319	23350	24572	25458	26569	27420
VENTAS PLUS	GWH	PME Fig. 6.37	18084	19226	20665	23013	26657	28003	29470	30769	32030	33005
DISTRIB. INCREMENTAL	GWH		0	0	433	1734	4338	4653	4898	5311	5461	5585
ACTIVO DISTR. BASE	US\$M	PME Fig. 6.14	3050	3530	4128	4640	4921	5188	5461	5741	6037	6350
ACTIVO DISTR.. PLUS	US\$M	PME Fig. 6.36	3158	3748	4463	5068	5399	5757	6148	6529	6943	7401
INVERSIONES BASE	US\$M		0	480	598	512	281	267	273	280	296	313
INVERSIONES PLUS	US\$M		0	590	715	605	331	358	391	381	414	458
INV. INCREMENTAL	US\$M		0	110	117	93	50	91	118	101	118	145

ESTIMACION COSTO DE DISTRIBUCIÓN (EN NODOS SALIDA RED)

	TASA DE DESCUENTO	8%	10%	12%
A	Vr. Pres. INV. INCREMENTAL (US\$M)	\$597	\$538	\$488
B	Vr. Pres. GEN. INCREMENTAL (GWH)	44,938	35,177	28,104
C=A/B	C.U. INVERSIÓN (US\$/MWH)	13.3	15.3	17.4
CONELEC	C.U. AOM (US\$/MWH)	33.8	33.8	33.8
	C.U. TOTAL (US\$/MWH)	47.1	49.1	51.2