

**“CONSULTORÍA PARA ANALIZAR EL IMPACTO  
MACROECONÓMICO DE LA TRANSFORMACIÓN DE LA  
MATRIZ ENERGÉTICA ECUATORIANA”**

Informe Final que contiene el análisis del impacto que tendrá en la economía del país, el cambio de la matriz energética, en lo particular relacionado a la reducción del uso de combustibles fósiles líquidos para la generación eléctrica, y en la migración del uso de GLP por electricidad durante el periodo 2014 - 2023

[Septiembre de 2014]

**BANCO INTERAMERICANO DE DESARROLLO – BID**

**Elaborado por**  
*División Técnica de Investigación*  
**ECONÓMICA CIC–**  
*Centro de Investigación Cuantitativa para*  
*el Desarrollo Económico y Social*  
[www.economica.com.ec](http://www.economica.com.ec)  
[info@economica.com.ec](mailto:info@economica.com.ec)

## Contenido

I.	Introducción.....	7
II.	Antecedentes .....	8
III.	Sección metodológica .....	9
IV.	Subsidio a los combustibles y al Gas Licuado de Petróleo (periodo 2007-2013).....	67
V.	Proyecciones de oferta y demanda de energía eléctrica y demanda de Gas licuado de Petróleo (GLP) .....	76
	V.1. Escenarios de oferta de energía eléctrica .....	76
	V.2. Proyección de demanda de energía eléctrica .....	82
	V.3. Proyección de la demanda de Gas Licuado de Petróleo (GLP).....	83
VI.	Impacto macroeconómico de la transformación de la matriz energética ecuatoriana.....	84
	VI.1 Impacto fiscal 2014-2023 .....	84
	VI.1.1 Subsidio eléctrico a cocinas de inducción y reducción de déficit tarifario estimado .....	84
	VI.1.2 Subsidio a los combustibles utilizados en la generación eléctrica 2014-2023 .....	88
	VI.1.3 Subsidio al Gas Licuado de Petróleo (GLP) 2014-2023.....	100
	VI.1.4 Inversiones en distribución, transmisión y generación eléctrica.....	106
	VI.1.4 Impacto Fiscal Total .....	108
	VI.2 Impacto en balanza de pagos periodo 2014-2023 .....	113
	VI.2.1 Oferta-utilización por tipo de combustible .....	113
	VI.2.2 Estimación importaciones de CKD.....	119
	VI.2.3 Incremento neto en la balanza de pagos estimado .....	120
VII.	Conclusiones.....	123
VIII.	Bibliografía .....	125

## Índice de Tablas

Tabla 1: Equivalencias.....	11
Tabla 2 Proporción de la energía de los Proyectos de generación planificados, efectivamente incorporada a la oferta de generación por tipo de tecnología.....	14
Tabla 3 Incremento Oferta anual bruta por tipo de tecnología .....	14
Tabla 4 Escenario 1: Generación por tipo de tecnología (GWh).....	16
Tabla 5 Escenario 1: Incremento Oferta (GWh).....	17
Tabla 6 Escenario 2: Generación por tipo de tecnología (GWh).....	17
Tabla 7 Escenario 3: Generación por tipo de tecnología (GWh).....	18
Tabla 8 Escenario 3: Incremento Oferta (GWh).....	19
Tabla 9 Escenario Contrafactual: Sin eliminación del subsidio al GLP y sin programa de cocinas de inducción .....	21
Tabla 10 Escenario: Eliminación del subsidio al GLP en el año 2016 y cronograma de penetración de cocinas de inducción al mercado .....	22
Tabla 11 Escenario Contrafactual: Sin eliminación del subsidio al GLP y sin programa de cocinas de inducción .....	23
Tabla 12 Escenario: Eliminación del subsidio al GLP en el año 2016 y cronograma de penetración de cocinas de inducción al mercado .....	24
Tabla 13 Escenario: Focalización del subsidio al GLP en hogares pobres desde el año 2016 y cronograma de penetración de cocinas de inducción al mercado.....	25
Tabla 14 Escenario: Focalización del subsidio al GLP en hogares pobres desde el año 2016 y cronograma de penetración de cocinas de inducción al mercado.....	26
Tabla 15 Estimación del volumen de GLP destinado a contrabando y mal uso (2011 – 2013).....	27
Tabla 16 Escenario Contrafactual: Sin eliminación del subsidio al GLP y sin programa de cocinas de inducción .....	27
Tabla 17 Escenario: Eliminación del subsidio al GLP en el año 2016 y cronograma de penetración de cocinas de inducción al mercado .....	28
Tabla 18 Estimación del volumen de GLP demandado por sectores no residenciales y de beneficencia (2007 – 2013) .....	29
Tabla 19 Escenario Contrafactual: Sin eliminación del subsidio al GLP y sin programa de cocinas de inducción .....	30
Tabla 20 Escenario: Eliminación del subsidio al GLP en el año 2016 y cronograma de penetración de cocinas de inducción al mercado .....	31
Tabla 21 Precios de terminal para generación (US\$/galón y US\$/1000p <sup>3</sup> ).....	32
Tabla 22 Precios de terminal para generación .....	33
Tabla 23 Diesel y Nafta (precio relativo frente al crudo WTI).....	34
Tabla 24 Costos anuales de producción o importación de combustibles para generación eléctrica.....	35
Tabla 25 Escenario 1: Consumo estimado de combustibles para generación termoeléctrica 2014 – 2023 (BEP).....	38
Tabla 26 Escenario 2: Consumo estimado de combustibles para generación termoeléctrica 2014 – 2023 (BEP).....	39
Tabla 27 Escenario 3: Consumo estimado de combustibles para generación termoeléctrica 2014 – 2023 (BEP).....	41

Tabla 28 Proyección de la diferencia entre el costo de producción nacional (o precio de importación) y el precio de terminal para generación).....	42
Tabla 29 Proyección de costos de producción nacional del GLP (incluye costo de comercialización interna) 2014 – 2023 .....	43
Tabla 30 Proyección de precios de importación del GLP (incluye costo de comercialización interna) 2014 – 2023 .....	44
Tabla 31 Escenario Contrafactual: Sin eliminación del subsidio al GLP y sin programa de cocinas de inducción .....	45
Tabla 32 Escenario Contrafactual: Sin eliminación del subsidio al GLP y sin programa de cocinas de inducción .....	46
Tabla 33 Escenario: Eliminación del subsidio al GLP en el año 2016 y cronograma de penetración de cocinas de inducción al mercado .....	48
Tabla 34 Escenario: Eliminación del subsidio al GLP en el año 2016 y cronograma de penetración de cocinas de inducción al mercado .....	49
Tabla 35 Escenario: Focalización del subsidio al GLP en hogares pobres desde el año 2016 y cronograma de penetración de cocinas de inducción al mercado .....	50
Tabla 36 Escenario: Focalización del subsidio al GLP en hogares pobres desde el año 2016 y cronograma de penetración de cocinas de inducción al mercado .....	52
Tabla 37 Oferta y Utilización histórica de Combustibles.....	54
Tabla 38 Escenario 1: Oferta y Utilización proyectada de Combustibles .....	58
Tabla 39 Escenario 2: Oferta y Utilización proyectada de Combustibles .....	59
Tabla 40 Escenario 3: Oferta y Utilización proyectada de Combustibles .....	60
Tabla 41 Precios históricos .....	62
Tabla 42 Precios proyectados .....	62
Tabla 43 Escenario 1: Cronograma de expansión de la generación se cumple y se elimina el subsidio al GLP en el 2016.....	63
Tabla 44 Escenario 2: No se cumple el Cronograma de expansión de la generación y no se elimina el subsidio al GLP en el 2016 .....	64
Tabla 45 Incremento Neto en la Balanza Comercial comparando el Escenario 1 y Escenario 2 .....	65
Tabla 46 Escenario 3: Se cumple el Cronograma de expansión en generación en proyectos que actualmente presentan un 50% o más de avance y se elimina el subsidio al GLP en el 2016.....	66
Tabla 47 Incremento neto en la Balanza Comercial en el Escenario 3 en relación al Escenario 2 .....	67
Tabla 48 GLP: Producción, Importaciones y Oferta.....	68
Tabla 49 GLP: Costos de Producción, Precio de Importación y Subsidios .....	70
Tabla 50 COMBUSTIBLES: Oferta total y Consumo en Generación Termoeléctrica .....	71
Tabla 51 FUEL OIL 6: Producción, Consumo para Generación Termoeléctrica y Subsidio .....	72
Tabla 52 DIESEL 2: Producción, Importaciones y Consumo para Generación Termoeléctrica .....	73
Tabla 53 DIESEL 2: Costo de Producción, Precio de Importación y Subsidios .....	74
Tabla 54 NAFTA: Consumo para Generación Termoeléctrica, Precios y Subsidio .....	75
Tabla 55 Compendio Subsidios históricos al GLP y Combustibles para Generación Termoeléctrica .....	76
Tabla 56 Escenario 1: Incremento de Oferta GWh .....	79

Tabla 57 Escenario 1: Generación por tipo de tecnología GWh .....	79
Tabla 58 Escenario 2: Generación por tipo de tecnología GWh .....	80
Tabla 59 Escenario 3: Incremento de Oferta GWh .....	81
Tabla 60 Escenario 3: Generación por tipo de tecnología GWh .....	81
Tabla 61 Escenario Contrafactual: Sin eliminación del Subsidio al GLP y sin programa de cocinas de inducción .....	83
Tabla 62 Escenario: Eliminación del Subsidio al GLP en el año 2016 y programa de cocinas de inducción .....	84
Tabla 63 Estimación del Subsidio eléctrico a las cocinas de inducción.....	86
Tabla 64 DÉFICIT: Reducción estimada por Diferencial Tarifario .....	88
Tabla 65 Infraestructura existente por tipo de tecnología.....	90
Tabla 66 Consumo estimado de Combustibles .....	91
Tabla 67 Coeficientes Insumo–Producto estimados.....	92
Tabla 68 Proyecciones de demanda eléctrica (2014 – 2023) .....	92
Tabla 69 Proyección de la diferencia entre el Costo de Producción nacional (o precio de importación) y el precio de terminal para generación.....	93
Tabla 70 Escenario 1: Generación por tipo de tecnología (Gwh) y demanda de energía eléctrica.....	94
Tabla 71 Escenario 1: Volumen de Combustibles requeridos para Generación Termoeléctrica .....	95
Tabla 72 Escenario 1: Proyección del Subsidio a los Combustibles utilizados en Generación Termoeléctrica.....	95
Tabla 73 Escenario 2: Generación por tipo de tecnología (Gwh) y demanda de energía eléctrica.....	96
Tabla 74 Escenario 2: Volumen de Combustibles requeridos para Generación Termoeléctrica .....	97
Tabla 75 Escenario 2: Proyección del Subsidio a los Combustibles utilizados en Generación Termoeléctrica.....	97
Tabla 76 Escenario 3: Generación por tipo de tecnología (Gwh) y demanda de energía eléctrica.....	98
Tabla 77 Escenario 3: Volumen de Combustibles requeridos para Generación Termoeléctrica .....	99
Tabla 78 Escenario 3: Proyección del Subsidio a los Combustibles utilizados en Generación Termoeléctrica.....	99
Tabla 79 Escenario Contrafactual: Sin eliminación del subsidio al GLP y sin programa de cocinas de inducción .....	100
Tabla 80 Escenario Contrafactual: Sin eliminación del subsidio al GLP y sin programa de cocinas de inducción .....	101
Tabla 81 Escenario: Eliminación del Subsidio al GLP en 2016 y programa de cocinas de inducción.....	102
Tabla 82 Escenario: Eliminación del Subsidio al GLP en 2016 y programa de cocinas de inducción.....	103
Tabla 83 Escenario: Focalización del subsidio al GLP en hogares pobres desde 2016 y programa de cocinas de inducción .....	104
Tabla 84 Escenario: Focalización del subsidio al GLP en 2016 y programa de cocinas de inducción.....	105
Tabla 85 Inversión en Generación.....	106

Tabla 86 Inversión en Transmisión.....	107
Tabla 87 Inversión en Transmisión.....	108
Tabla 88 Escenario: Inversiones en hidroeléctricas y termoeléctricas a base de gas natural y eliminación del subsidio al GLP en 2016.....	110
Tabla 89 Escenario: Sin inversiones en hidroeléctricas y termoeléctricas a base de gas natural y sin eliminación del subsidio al GLP en 2016 .....	111
Tabla 90 Gasto promedio anual bajo distintos escenarios de expansión de generación eléctrica y subsidio al GLP 2014-2023 .....	112
Tabla 91 Gasto fiscal acumulado 2014-2023 bajo distintos escenarios de expansión de generación eléctrica y subsidio al GLP .....	112
Tabla 92 Escenario 1: Balanza comercial y consumo interno por combustible 2014-2023 .....	118
Tabla 93 Escenario 2: Balanza comercial y consumo interno por combustible 2014-2023 .....	118
Tabla 94 Escenario 3: Balanza comercial y consumo interno por combustible 2014-2023 .....	119
Tabla 95 Estimación importaciones de CKD.....	119

## I. Introducción

La economía ecuatoriana se mantiene altamente dependiente de los hidrocarburos, que representaron el 57% de las exportaciones entre 2007 y 2013 y, aportaron con el 32% de los ingresos fiscales en ese periodo. (BCE, 2014)

Los lineamientos generales que orientan la planificación energética del país y dentro de ella, la del sector eléctrico, están contenidos en: La Constitución de la República, vigente desde el 2008; y en el Plan Nacional Para El Buen Vivir, principios a partir de los cuales se formularon la Agenda Sectorial, el Plan Estratégico y el Plan Maestro de Electrificación, instrumentos que desde la perspectiva de planificación, permiten implantar los cimientos para el desarrollo de proyectos y programas necesarios para reorientar al sistema energético nacional hacia un sistema eficaz, eficiente y amigable con el ambiente.

En el Plan Nacional para el Buen Vivir (PNBV 2009 – 2013), se identificó la situación de la Matriz Energética del Ecuador: “... *La matriz energética del Ecuador no hace sino reafirmar la característica de nuestro país como exportador de bienes primarios de bajo valor agregado e importador de bienes industrializados...*”. Sobre esa base ha establecido la necesidad de “... *aprovechar al máximo nuestro potencial hídrico, sin descartar otras fuentes de energía como la solar, eólica geotérmica o biocombustibles, procurando reducir al mínimo los impactos negativos en el medio ambiente, con tecnologías limpias y adecuadas...*”. (SENPLADES, 2009)

Por su parte, en el Plan Nacional del Buen Vivir 2013 – 2017 se definen objetivos entre los cuales la participación de las energías renovables debe incrementarse en la producción nacional en concordancia con los objetivos de mejora de la matriz productiva. Para el cumplimiento de este objetivo, se ha puesto en marcha la ejecución de diversos proyectos hidroeléctricos presentados en el Plan Maestro de Electrificación – PME 2013 – 2022.

En este contexto y con el objetivo de modificar la matriz energética del país, el Gobierno Nacional ha invertido entre 2007 y 2013 más de US\$21.000 millones, de los cuales US\$12.600 corresponden al sector de hidrocarburos y, US\$4.900 al sector eléctrico. Se busca hacer cambios significativos, por ejemplo la meta es pasar de 46% de generación hidroeléctrica en 2006, a generar 93% para finales de 2016; aprovechando adecuadamente los recursos hídricos que tiene el país. (Ministerio Coordinador de Sectores Estratégicos, 2013). Adicionalmente, se prevé destinar US\$9.173 millones, para la implementación de proyectos hidroeléctricos, termoeléctricos a base de gas natural y eólicos en el periodo 2013-2022.

En este informe, se presenta en una primera parte, un análisis sobre la situación histórica de los subsidios a los combustibles y al GLP entre 2007 y 2013. En segunda instancia, se realizan proyecciones de oferta y demanda de GLP y energía eléctrica para cuantificar el ahorro fiscal que representa el cambio de la matriz energética en el área de sustitución de uso de GLP por cocinas de inducción, con la correspondiente eliminación gradual del subsidio al gas licuado de petróleo. Adicionalmente, se presenta el impacto que dicho cambio en la matriz energética generaría sobre la balanza de pagos, debido a la menor dependencia esperada del país de importaciones de productos industrializados de petróleo y de GLP.



## II. Antecedentes

El gobierno del Ecuador está implementando un ambicioso plan de reformas en el sector energético, evidenciado por una serie de inversiones públicas en generación, transmisión y distribución eléctrica. Está previsto que en los próximos años entren a funcionar 29 centrales hidroeléctricas de tamaños muy variados, de entre las que destacan: Coda Codo Sinclair en 2016 (1.500MW), Sopladora en 2015 (487MW), Minas – San Francisco en 2016 (275MW) y Toachi Pilatón en 2015 (253MW).

Adicionalmente el plan de expansión de la generación del Gobierno, contempla la construcción de plantas de generación a base de gas natural, con combustible producido directamente en el Golfo de Guayaquil. Se espera que a medida que entre en funcionamiento la nueva capacidad de generación, la dependencia de los combustibles fósiles líquidos, en su mayoría importados, disminuya sustancialmente, así como los costos de generación asociados. Sin embargo, habrá que considerar que la capacidad de generación hidroeléctrica que se instale requerirá de un respaldo termoeléctrico por lo que se podría mantener en operación aquellas centrales con mayor eficiencia y basadas en combustibles fósiles líquidos.

Las inversiones en generación eléctrica apuntalan otras acciones que forman parte de la iniciativa nacional para el Cambio de la Matriz Energética del País, descrita como compromiso de Gobierno en el Plan Nacional del Buen Vivir. Dentro de estas acciones se encuentra: *(i)* la migración en el uso de Gas Licuado de Petróleo (GLP) por electricidad en el sector residencial; *(ii)* el Metro de la ciudad de Quito; *(iii)* el Tranvía de la ciudad de Cuenca; *(iv)* la construcción de la Refinería del Pacífico; entre otras.

Estas acciones contribuirán directamente a reducir la vulnerabilidad energética del país; a modernizar la infraestructura eléctrica y mejorar la eficiencia operativa del sector; además de contribuir a reducir los subsidios asociados a la generación eléctrica y al abastecimiento de GLP para cocción y calentamiento de agua.

Si bien, la implementación de las acciones asociadas al cambio de la matriz energética implica inversiones considerables por parte del Gobierno, éstas están fuertemente asociadas al desarrollo de infraestructura que son la base de las acciones para facilitar la reducción de subsidios en el sector eléctrico; premisa propuesta por el Gobierno. Ello permitirá que el déficit global del Sector Público No Financiero (SPNF) del Ecuador disminuya gradualmente.

En el mediano plazo, se contempla que las acciones antes mencionadas tengan igualmente un impacto sobre la balanza comercial del país, al reducir el monto de los combustibles que se importan para abastecer el mercado doméstico de GLP y para alimentar las centrales térmicas de generación. En el largo plazo, algunas de estas acciones podrían contribuir a posicionar al Ecuador como un exportador de derivados de petróleo en el mercado regional; que es lo que espera alcanzar el Gobierno, si se consolida la construcción de la Refinería del Pacífico.



### III. Sección metodológica

Para el desarrollo del presente Informe, se presenta a continuación el esquema metodológico empleado para obtener las distintas Tablas, Ilustraciones y Cuadros de la presente Consultoría:

#### **Subsidio a los Combustibles y Gas Licuado de Petróleo: 2007 – 2013:**

##### **a) Subsidio al GLP**

1. El volumen de producción y de importación del GLP para cada año, corresponde a las estadísticas publicadas en la Información Estadística Mensual del Banco Central del Ecuador al mes de junio 2014. A la oferta total (producción más importaciones), se le resta el 18,7% que se asumió corresponde al contrabando y mal uso<sup>1</sup>. De la oferta restante, se calculó la oferta disponible que se destina a uso doméstico (90,3%) y beneficencia (0,01%), y, sector agroindustrial y vehicular (2,2%), respectivamente, pues ambas categorías tienen un subsidio diferente. Mientras tanto, el porcentaje destinado al sector industrial y comercial respectivamente, (7,5%)<sup>2</sup> no tiene subsidio por lo que no se le toma en cuenta dentro de las estimaciones con el objetivo de tener datos más apegados a la realidad.
2. El costo de producción nacional por BEP del GLP producido en el Ecuador, para el periodo 2007-2010 se obtuvo del estudio “Los subsidios energéticos en el Ecuador” del MCPEC. Para estimar el costo de producción nacional en el período 2011-2013, se tomó el promedio de las tasas de crecimiento anual de los datos del periodo 2007-2010 (MCPEC, 2010). Dicho costo de producción nacional incluye el costo de comercialización interna.
3. Para el precio de venta interna: Se diferencia por tipo de consumo: el 90,3% del GLP se destina a uso doméstico y beneficencia, de acuerdo a datos de la Agencia de Regulación y Control Hidrocarburífero (ARCH, 2012); se toma el precio oficial de gas de uso doméstico igual a US\$1,60 por cilindro de 15Kg. Para el sector Agroindustrial y Vehicular, el precio oficial subsidiado es de US\$5,1 por cilindro de 15Kg. A ambos se aplica la conversión a US\$/BEP, de acuerdo a la siguiente equivalencia: 1 Kg de GLP = 0,0088097 BEP.
4. El precio promedio de importación por BEP de GLP, para el periodo 2007-2013, corresponde a los precios publicados en la Información Estadística Mensual del Banco Central del Ecuador de junio 2014. Para los años 2007-2010, a este precio de importación se le adiciona el costo de comercialización interna según datos del estudio

<sup>1</sup> Supuesto tomado del estudio “Los Subsidios energéticos en el Ecuador”. MCPEC. 2010.

<sup>2</sup> Las proporciones de GLP destinadas a cada sector, se obtuvieron del PME 2013-2022, volumen II, que detalla en base a estadísticas de la Agencia de Control y Regulación Hidrocarburífero (ARCH), el porcentaje de GLP utilizado por cada sector. Del documento “Comercialización del GLP en el Ecuador” de la ARCH, se desprende que el sector industrial paga un precio no subsidiado por el GLP que consume, y en el caso del sector comercial, al no detallarse en dicho documento, cual es el precio pagado por dicho sector, se adoptó el supuesto de que al igual que el sector industrial, este sector no recibe un subsidio en su consumo de GLP.

“Los subsidios energéticos en el Ecuador” del MCPEC. Para el periodo 2011– 2013, se toma la mediana de las tasas de crecimiento anual del costo de comercialización de 2007 a 2010, para estimar el costo de comercialización interna de dicho periodo.

5. El subsidio total al GLP se calculó de dos maneras:

*a) A precio de importación (costo de oportunidad):* Se toma la diferencia entre el precio de importación y el precio de venta interna, tanto para el sector doméstico y beneficencia, como para el sector agroindustrial y vehicular respectivamente. Estas diferencias de precio se multiplicaron por el consumo de cada categoría. En el caso del volumen destinado a contrabando se lo valora con la diferencia entre el precio de importación y el precio de venta interna del GLP para uso doméstico.

*b) Diferenciado nacional e importado:* corresponde a la sumatoria de los subsidios al GLP doméstico y beneficencia, agroindustrial y vehicular, y, al GLP destinado al contrabando respectivamente. Para calcular el subsidio, se multiplicó el volumen consumido por cada sector, por la proporción que representa la producción nacional en la oferta total de GLP; el resultado obtenido de dicha multiplicación a su vez se multiplicó por el subsidio a la producción nacional por BEP (costo de producción nacional menos precio de venta interna por BEP al sector correspondiente). Posteriormente, se multiplicó el volumen consumido por cada sector, por la proporción que representan las importaciones en la oferta total de GLP; y, a este resultado a su vez se multiplicó por el subsidio a las importaciones por BEP (precio de importación menos precio de venta interna por BEP al sector correspondiente). La suma de ambos valores permitió obtener el subsidio total bajo esta metodología de cálculo del subsidio.

## **b) Subsidio a los Combustibles utilizados para Generación Termoeléctrica**

### **1. Equivalencias:**

Las estadísticas del CENACE con respecto al consumo de combustibles para generación termoeléctrica se presentan en galones (fuel oil 4 + residuos, nafta, diesel) y, pies cúbicos (gas natural); por ese motivo, se utiliza el concepto de BEP (Barriles Equivalentes de Petróleo), que permite un mejor entendimiento de la cantidad de combustible utilizado en los procesos de generación termoeléctrica.

Para las conversiones, se empleó la tabla de equivalencias presentada en el informe “*Estadística del Sector Eléctrico Ecuatoriano 2011*” del CONELEC (CONELEC, 2012); y en vista de que estas equivalencias están en TEP (Toneladas Equivalentes de Petróleo); se empleó la conversión de 1 TEP = 6,842 BEP para tener las equivalencias en BEP para cada combustible fósil líquido. En el caso del Gas Natural, la relación empelada fue de 1 BEP = 5.800 pies cúbicos.

**Tabla 1: Equivalencias**

Combustible	TEP	BEP
1 galón de Fuel Oil	0.003405	0.0232952
1 galón de Diesel 2	0.003302	0.0225944
1 galón de Nafta	0.002907	0.0198905
1 pie cúbico de Gas Natural	nd	0.0001724

**Fuente:** CONELEC

**Elaboración:** ECONOMICA -CIC- División Técnica de Investigación

#### ***Fuel Oil 4***

2. Las estadísticas de producción de ***Fuel Oil 4*** se obtuvieron en la Información Estadística Mensual del BCE. En cambio, los datos de consumo para generación termoeléctrica corresponden a Fuel Oil 4 (incluido Residuos), debido a que los datos del CENACE están agrupados y no permiten desagregar el volumen consumido en generación termoeléctrica, exclusivamente de Fuel Oil 4.
3. El costo de producción nacional del Fuel Oil 4 para el periodo 2007-2010 se obtuvo del estudio “Los subsidios energéticos en el Ecuador”, MCPEC, 2010, que incluye costo de comercialización. Para estimar el costo del período 2011-2013, se utilizó el promedio de la tasa de crecimiento anual del costo de producción (2007–2010).

#### ***Fuel Oil 6***

4. La producción nacional y consumo para generación del ***Fuel Oil 6*** corresponde a la información estadística de Petroecuador. El costo de producción nacional del Fuel Oil 6 para el periodo 2007-2010 se obtuvo del estudio del MCPEC, que incluye costo de comercialización. Para estimar el costo del período 2011-2013, se tomó el promedio de la tasa de crecimiento anual del costo de producción (2007–2010).
5. El precio de terminal para generación del Fuel Oil 6, fue proporcionado por el Ing. Raúl Ramírez de la Dirección de Comercialización de Petroecuador, quien indicó que el Fuel Oil 6, si tiene subsidio para generación eléctrica para empresas públicas, a las cuales se destina el 90% del combustible (mientras que a empresas privadas se cobra el precio internacional). Este precio de terminal (incluye margen de comercialización de Petroecuador) asciende a US\$0.6324 por galón y se ha mantenido fijo desde 2007.

#### ***Diesel 2***

6. Para el ***Diesel 2***, el volumen de producción e importación para el periodo 2007-2013 se obtuvieron de la Información Estadística Mensual del Banco Central del Ecuador al mes de junio 2014<sup>3</sup>.

<sup>3</sup> Cabe resaltar que estas cifras de producción de diesel 2 publicadas en la Información Estadística Mensual del Banco Central del Ecuador, coinciden con las cifras contenidas en los Informes estadísticos anuales de Petroecuador disponibles en <http://www.eppetroecuador.ec/BibliotecaVirtual/index.htm>.

7. El costo de producción nacional del Diesel 2 para el periodo 2007-2010 se obtuvo del estudio “Los subsidios energéticos en el Ecuador”, MCPEC, 2010, que incluye costo de comercialización. Para estimar dichos costos para el periodo 2011-2013, se utilizó el promedio de la tasa de crecimiento anual del costo de producción (2007-2010). El precio promedio de terminal para generación, en el periodo 2007-2013, se obtuvo de los Informes Anuales del CENACE.
8. Para el Diesel 2, el precio de importación para el periodo 2007-2013 se obtuvo de la Información Estadística Mensual del Banco Central del Ecuador al mes de junio 2014. A este precio de importación se le adicionó el costo de comercialización interna según datos del estudio “Los subsidios energéticos en el Ecuador” del MCPEC (periodo 2007-2010). Para estimar el costo de comercialización interna para el periodo 2011-2013, se utilizó el promedio de las tasas de crecimiento anual del costo de comercialización de 2007 a 2010.

#### ***Nafta de Alto Octano***

9. Para la ***Nafta de Alto Octano***, el volumen de importación para el periodo 2007-2013 se obtuvo de la Información Estadística Mensual del Banco Central del Ecuador al mes de junio 2014.
10. El precio promedio de importación de la Nafta se obtuvo de la Información Estadística Mensual del Banco Central del Ecuador al mes de junio 2014. No se incluyó el costo de comercialización interna de este combustible en las estimaciones del subsidio, por falta de datos. El precio promedio de terminal para generación, en el periodo 2007-2013, se obtuvo de los Informes Anuales del CENACE.
11. Para la estimación del subsidio a los combustibles destinados a la generación termoeléctrica, se realizaron cálculos diferentes dependiendo de si se trata de combustibles de producción nacional, importados, o ambos. En la sección Subsidio a los combustibles y al Gas licuado de Petróleo (GLP) 2007-2013, se detalla para cada combustible utilizado en la generación termoeléctrica, cómo se realizaron los cálculos. De manera general, para combustibles de producción nacional que también se importan, como el Diesel 2, se calcularon 3 tipos de subsidios:
  - a) ***Subsidio diferenciado:*** Se multiplicó el volumen de cada combustible destinado a la generación termoeléctrica que se asume proviene de producción nacional, por la diferencia entre el costo de producción nacional del combustible y el precio de terminal para generación. Se asumió que el volumen de cada combustible producido nacionalmente y destinado a generación termoeléctrica, es igual a la proporción de la producción nacional con respecto a la oferta total del combustible. El volumen restante se multiplica por la diferencia entre el precio de importación y el precio de generación para terminal.
  - b) ***Subsidio a precio de importación:*** Se multiplicó el volumen de combustible destinado a la generación termoeléctrica, por la diferencia entre el precio de importación del combustible y el precio de terminal para generación.

- c) ***Subsidio de la proporción importada de consumo:*** la proporción importada de consumo de Diesel 2 para generación termoeléctrica, se multiplicó por el diferencial entre el precio de importación y el precio de terminal para generación.

## **Proyecciones de oferta de energía eléctrica:**

### **Cronograma de expansión de generación eléctrica**

#### **Proporción de incremento neto de energía**

1. El Cronograma de expansión de generación <sup>4</sup> publicado en el Plan Maestro de Electrificación 2013-2022, contiene la fecha de inicio de operaciones de cada Proyecto o Central (mes y año) en las distintas tecnologías disponibles, esto es Hidroeléctrica; Termoeléctrica; y Energía renovable no convencional ERNC; y contiene además la energía media anual en GWh brutos que se espera que cada Proyecto aporte a la oferta total.
2. El Plan además presenta un cuadro resumen de Composición de la generación por tipo de tecnología<sup>5</sup>, expresado en GWh netos, para el mismo período.
3. Habiéndose observado que en la información contenida en el cuadro resumen de Composición de la generación por tipo de tecnología del PME 2013-2022, el PME no incorporó toda la energía media anual en GWh que se espera que cada Proyecto referido en el numeral 1 de esta sección aporte a la oferta total, sino solo un porcentaje de dicho valor, se consideró necesario realizar una comparación entre la generación que cada proyecto aportaría en términos brutos, y el porcentaje que efectivamente el PME asume que el proyecto aportará. El porcentaje de la oferta potencial de cada proyecto que el PME efectivamente incorpora a la oferta de energía anual del país, se denominó porcentaje/proporción de incremento neto de energía.

Esta proporción de incremento neto de energía por tipo de tecnología, se calculó como el aporte anual del universo de Proyectos, expresados en GWh netos que efectivamente el PME coloca como parte de la oferta de energía anual (Tabla 6.4. Composición de la generación por tipo de tecnología 2013-2022 del PME (Volumen I Resumen Ejecutivo)), dividido para la oferta potencial o teórica del universo de Proyectos expresada en GWh brutos (Tabla 3.3. Plan de expansión de la generación 2013 – 2022 del PME (Volumen I Resumen Ejecutivo)) por tipo de tecnología. A continuación se presentan las proporciones estimadas para cada tipo de tecnología:

<sup>4</sup> PME Volumen I. Tabla 3.3. Plan de expansión de la generación 2013 – 2022.

<sup>5</sup> PME Volumen I. Tabla 6.4. Composición de la generación por tipo de tecnología 2013-2022.

**Tabla 2 Proporción de la energía de los Proyectos de generación planificados, efectivamente incorporada a la oferta de generación por tipo de tecnología**

Oferta anual Neta en GWh					Oferta anual Bruta en GWh				Factor de Proporción		
Año	H	T	ERNC	Total	H	T	ERNC	Total	H	T	ERNC
2014	12,418	8,858	362	<b>21,638</b>	12,856	9,104	403	<b>22,363</b>	97%	97%	90%
2015	16,531	7,488	553	<b>24,572</b>	16,616	10,841	595	<b>28,052</b>	99%	69%	93%
2016	24,999	3,761	553	<b>29,313</b>	28,578	11,364	595	<b>40,537</b>	87%	33%	93%
2017	30,528	4,489	553	<b>35,570</b>	30,650	12,247	595	<b>43,492</b>	100%	37%	93%
2018	31,244	5,185	553	<b>36,982</b>	30,999	13,992	595	<b>45,586</b>	101%	37%	93%
2019	31,008	6,972	553	<b>38,533</b>	31,067	13,992	595	<b>45,654</b>	100%	50%	93%
2020	31,020	8,436	553	<b>40,009</b>	31,067	13,992	595	<b>45,654</b>	100%	60%	93%
2021	31,742	9,044	553	<b>41,339</b>	31,793	13,992	595	<b>46,380</b>	100%	65%	93%
2022	35,729	6,420	553	<b>42,702</b>	36,189	13,992	595	<b>50,776</b>	99%	46%	93%
<b>Promedio</b>									<b>98%</b>	<b>50%</b>	<b>93%</b>

*H – Hidroeléctrica*

*T – Termoeléctrica*

*ERNC – Energía Renovable no convencional*

**Fuente:** Plan Maestro de Electrificación 2013-2022 (Tabla 6.4. Composición de la generación por tipo de tecnología 2013-2022 (Volumen I Resumen Ejecutivo); Tabla 3.3. Plan de expansión de la generación 2013 – 2022 (Volumen I Resumen Ejecutivo))

**Elaboración:** ECONOMICA -CIC- División Técnica de Investigación

- El incremento anual por tipo de tecnología, a la Oferta anual bruta en GWh, de los Proyectos de generación contemplados en el PME para el período 2014-2023, que incorpora anualmente la generación de energía que proporcionarán los Proyectos en función de sus correspondientes fechas de inicio de operaciones, se desglosa en el cuadro siguiente:

**Tabla 3 Incremento Oferta anual bruta por tipo de tecnología**

Incremento Oferta anual Bruta en GWh					Oferta anual Bruta en GWh			
Año	H	T	ERNC	Total	H	T	ERNC	Total
2013					12,332	8,161	141	<b>20,634</b>
2014	524	943	262	<b>1,729</b>	12,856	9,104	403	<b>22,363</b>
2015	4,284	2,680	454	<b>7,418</b>	16,616	10,841	595	<b>28,052</b>
2016	16,246	3,203	454	<b>19,903</b>	28,578	11,364	595	<b>40,537</b>
2017	18,318	4,086	454	<b>22,858</b>	30,650	12,247	595	<b>43,492</b>
2018	18,667	5,831	454	<b>24,952</b>	30,999	13,992	595	<b>45,586</b>
2019	18,735	5,831	454	<b>25,020</b>	31,067	13,992	595	<b>45,654</b>
2020	18,735	5,831	454	<b>25,020</b>	31,067	13,992	595	<b>45,654</b>
2021	19,461	5,831	454	<b>25,746</b>	31,793	13,992	595	<b>46,380</b>
2022	23,857	5,831	454	<b>30,142</b>	36,189	13,992	595	<b>50,776</b>

*H – Hidroeléctrica*

*T – Termoeléctrica*

*ERNC – Energía Renovable no convencional*

**Fuente:** Plan Maestro de Electrificación 2013-2022 (Tabla 6.4. Composición de la generación por tipo de tecnología 2013-2022; Tabla 3.3. Plan de expansión de la generación 2013 – 2022)

**Elaboración:** ECONOMICA -CIC- División Técnica de Investigación



5. La proporción de la oferta de energía de los Proyectos por tipo de tecnología, que efectivamente el PME asume que se incorpora a la oferta de energía anual del país, se utilizó posteriormente en los Escenarios 1 y 3 (descritos más adelante), para estimar, en base al Cronograma de expansión de energía proporcionado por el CONELEC, y que constituye una actualización del cronograma de expansión del PME 2013-2022, la cantidad de energía que efectivamente se incorporaría en cada escenario a la oferta de energía disponible, por tipo de tecnología. Específicamente, se tomó el promedio del periodo 2014-2022 para cada tipo de tecnología (98% para la generación hidroeléctrica, 50% para la generación térmica, y 93% las energías renovables no convencionales), como las correspondientes proporciones de la oferta de los proyectos contemplados en el Cronograma del CONELEC, que efectivamente se incorporarán a la oferta de generación eléctrica en los Escenarios 1 y 3.

Así por ejemplo, en el Escenario 1 descrito más abajo, de acuerdo al Cronograma de expansión de energía proporcionado por el CONELEC para el año 2014 existiría un incremento potencial de oferta de energía de 84 GWh, sin embargo, al multiplicar dicha oferta bruta por las proporciones correspondientes a cada tipo de tecnología, la oferta neta que se incorpora dicho año es de 46 GWh.

Una vez obtenidos las proporciones de incremento de energía por tipo de tecnología, se calcularon 3 escenarios de oferta de energía eléctrica. La diferencia entre estos escenarios, es el supuesto respecto a que parte (si alguna) del Cronograma de expansión de generación eléctrica 2014-2023 entregado por CONELEC, se cumple. Los escenarios son:

**Escenario 1:** asume que se cumple el 100% del Cronograma de expansión de generación eléctrica 2014-2023

**Escenario 2:** asume que se cumple 0% del Cronograma de expansión de generación eléctrica 2014-2023

**Escenario 3:** asume que se cumplen aquellos proyectos del Cronograma de expansión de generación eléctrica 2014-2023 que a la fecha tienen un porcentaje de avance de 50% o más, y aquellos cuya fecha de inicio de operaciones de acuerdo al Cronograma del CONELEC, es el año 2014.

A continuación se describe en mayor detalle el cálculo de oferta de energía eléctrica en cada escenario:

#### a) Escenario 1

6. El Cronograma de expansión de generación eléctrica 2014-2023, proporcionado por el CONELEC<sup>6</sup> contiene la fecha (año) de inicio de operaciones de cada Proyecto o Central en las distintas tecnologías disponibles, y contiene además la energía media anual en GWh brutos que se espera que cada Proyecto aporte a la oferta total. Dado que la información del Cronograma contenía únicamente el año de inicio de operaciones de cada Proyecto, y

<sup>6</sup> Se debe aclarar que los funcionarios del CONELEC que facilitaron este Cronograma, nos indicaron que el mismo no ha sido aún aprobado por el Ministerio de Electricidad y energía renovable.



con el objeto de homologar el cálculo de producción anual, se asumió que cada proyecto entra en operación el primero de diciembre del año correspondiente.

La fecha de inicio de operaciones y la energía media anual expresada en GWh/año de cada Proyecto, permitió aplicar una fórmula matemática para obtener el proporcional anual que incorporará cada Proyecto a lo largo del período analizado, esto es 2014-2023.

Por ejemplo, el Proyecto Guangopolo II que de acuerdo al Cronograma del Conelec entraría a operar el año 2014, proporcionará en términos brutos, 330 GWh/año una vez que entre en completo funcionamiento. Dado que se ha adoptado el supuesto de que el inicio de operaciones es el 1 de diciembre del 2014, el total de GWh que se asume que este proyecto aportará en el año 2014, es igual a 28 GWh/año (proporción que representan los 30 días del mes de diciembre en un año (360 días)), multiplicado por 330 GWh/año). En los años subsiguientes, se asume que el proyecto incorpora a la oferta de energía del país, el 100% de su capacidad, es decir de 330 GWh/año.

7. La oferta anual expresada en GWh brutos por proyecto, se sumó por tipo de tecnología (hidroeléctrica, térmica, o ERNC). A cada uno de estos totales, se aplicaron las proporciones correspondientes de incremento anual neto a la oferta total por tipo de tecnología; es decir, 98%, 50% y 93%, dependiendo del tipo de tecnología. De esta manera, se obtuvo la generación de energía expresada en GWh netos por tipo de tecnología para dicho período, con lo cual quedó determinada la oferta anual de generación de energía para el Escenario 1, como se aprecia en las siguientes Tablas.

**Tabla 4 Escenario 1: Generación por tipo de tecnología (GWh)**

Año	Hidroeléctrica	Termoeléctrica	ERNC	Total Oferta
2013	12,332	8,161	141	20,634
2014	12,340	8,199	141	20,679
2015	12,514	8,706	145	21,366
2016	14,855	9,779	187	24,821
2017	29,754	10,177	187	40,118
2018	30,457	10,177	187	40,821
2019	31,760	10,177	187	42,124
2020	36,047	10,177	187	46,412
2021	36,418	10,177	187	46,783
2022	36,631	10,177	187	46,995
2023	39,397	10,177	200	49,774

**Fuente:** Plan Maestro de Electrificación 2013-2022 / Cronograma de expansión CONELEC 2014-2023

**Elaboración:** ECONOMICA -CIC- División Técnica de Investigación

**Tabla 5 Escenario 1: Incremento Oferta (GWh)**

Año	Anual Bruta				Anual Neta			
	H	T	ERNC	Total	98% H	50% T	93% ERNC	Total
2014	8	76	-	84	8	38	-	46
2015	186	1,100	4	1,290	182	545	4	732
2016	2,569	3,264	50	5,883	2,523	1,618	46	4,187
2017	17,741	4,067	50	21,858	17,422	2,016	46	19,484
2018	18,458	4,067	50	22,575	18,125	2,016	46	20,187
2019	19,784	4,067	50	23,901	19,428	2,016	46	21,490
2020	24,151	4,067	50	28,268	23,715	2,016	46	25,778
2021	24,528	4,067	50	28,645	24,086	2,016	46	26,149
2022	24,745	4,067	50	28,862	24,299	2,016	46	26,361
2023	27,562	4,067	63	31,692	27,065	2,016	59	29,140

*H – Hidroeléctrica*

*T – Termoeléctrica*

*ERNC – Energía Renovable no convencional*

**Fuente:** Plan Maestro de Electrificación 2013-2022 / Cronograma de expansión 2014-2023

**Elaboración:** ECONOMICA -CIC- División Técnica de Investigación

## b) Escenario 2

- Este escenario no considera el crecimiento de Proyectos Hidroeléctricos y Térmicos de gas natural, por tanto se asume la situación de oferta de Generación por tipo de tecnología en GWh netos del año 2013, de acuerdo al PME 2013-2022, como constante para los subsiguientes años 2014-2023.

**Tabla 6 Escenario 2: Generación por tipo de tecnología (GWh)**

Año	Hidroeléctrica	Termoeléctrica	ERNC	Total Oferta
2013	12,332	8,161	141	20,634
2014	12,332	8,161	141	20,634
2015	12,332	8,161	141	20,634
2016	12,332	8,161	141	20,634
2017	12,332	8,161	141	20,634
2018	12,332	8,161	141	20,634
2019	12,332	8,161	141	20,634
2020	12,332	8,161	141	20,634
2021	12,332	8,161	141	20,634
2022	12,332	8,161	141	20,634
2023	12,332	8,161	141	20,634

**Fuente:** Plan Maestro de Electrificación 2013-2022 / Cronograma de expansión CONELEC 2014-2023

**Elaboración:** ECONOMICA -CIC- División Técnica de Investigación

**c) Escenario 3**

9. El Cronograma de expansión de generación eléctrica 2014-2023, proporcionado por el CONELEC (que constituye una actualización del cronograma contenido en el PME 2013-2022) contiene la fecha de inicio de operaciones de cada Proyecto o Central (año) en las distintas tecnologías disponibles, y contiene además la energía media anual en GWh que se espera que cada Proyecto aporte a la oferta total. Del total de Proyectos se seleccionaron únicamente aquellos cuyo porcentaje de avance sea superior al 50%, y aquellos cuya fecha de inicio de operaciones de acuerdo al Cronograma del CONELEC, es el año 2014. Dado que la información del Cronograma contenía únicamente el año de inicio de operaciones de cada Proyecto, y con el objeto de homologar el cálculo de producción anual, se asumió que cada proyecto entra en operación el primero de diciembre del año correspondiente.

La metodología de cálculo para obtener el proporcional anual que incorporará cada Proyecto a lo largo del período analizado, esto es 2014-2023, se detalla en el Escenario 1 anterior.

Se debe aclarar además que los funcionarios del CONELEC que facilitaron este Cronograma, nos indicaron que esta versión aún no ha sido aprobada por el Ministerio de Electricidad y energía renovable.

10. La oferta anual expresada en GWh brutos por proyecto, se sumó por tipo de tecnología (hidroeléctrica, térmica, o ERNC). A cada uno de estos totales, se aplicaron las proporciones correspondientes de incremento anual neto a la oferta total por tipo de tecnología; es decir, 98%, 50% y 93%, dependiendo del tipo de tecnología. De esta manera, se obtuvo la generación de energía expresada en GWh netos por tipo de tecnología para dicho período, con lo cual quedó determinada la oferta anual de generación de energía para el Escenario 3, como se aprecia en las siguientes Tablas.

**Tabla 7 Escenario 3: Generación por tipo de tecnología (GWh)**

Año	Hidroeléctrica	Termoeléctrica	ERNC	Total Oferta
2013	12,332	8,161	141	20,634
2014	12,340	8,199	141	20,679
2015	12,463	8,612	141	21,216
2016	14,156	8,612	141	22,909
2017	28,085	8,612	141	36,838
2018	28,085	8,612	141	36,838
2019	28,085	8,612	141	36,838
2020	28,085	8,612	141	36,838
2021	28,085	8,612	141	36,838
2022	28,085	8,612	141	36,838
2023	28,085	8,612	141	36,838

**Fuente:** Plan Maestro de Electrificación 2013-2022 / Cronograma de expansión CONELEC 2014-2023

**Elaboración:** ECONOMICA -CIC- División Técnica de Investigación

ECONÓMICA -Centro de Investigaciones Cuantitativas para el Desarrollo Económico y Social-  
Italia N30-36 y Av. Eloy Alfaro  
Teléfono: (593) 2 2233811 / 3237802  
Web site [www.economica.com.ec](http://www.economica.com.ec)  
Email: [info@economica.com.ec](mailto:info@economica.com.ec)

**Tabla 8 Escenario 3: Incremento Oferta (GWh)**

Año	Anual Bruta				Anual Neta			
	H	T	ERNC	Total	98%	50%	93%	Total
2014	8	76	-	84	8	38	-	46
2015	134	910	-	1,044	131	451	-	582
2016	1,858	910	-	2,768	1,824	451	-	2,275
2017	16,042	910	-	16,952	15,753	451	-	16,204
2018	16,042	910	-	16,952	15,753	451	-	16,204
2019	16,042	910	-	16,952	15,753	451	-	16,204
2020	16,042	910	-	16,952	15,753	451	-	16,204
2021	16,042	910	-	16,952	15,753	451	-	16,204
2022	16,042	910	-	16,952	15,753	451	-	16,204
2023	16,042	910	-	16,952	15,753	451	-	16,204

*H – Hidroeléctrica*

*T – Termoeléctrica*

*ERNC – Energía Renovable no convencional*

**Fuente:** Plan Maestro de Electrificación 2013-2022 / Cronograma de expansión 2014-2023

**Elaboración:** ECONOMICA -CIC- División Técnica de Investigación

### **Proyecciones de demanda de energía eléctrica:**

Se tomó la proyección de demanda de energía eléctrica del PME 2013-2022.

#### **a) Escenario base de demanda de electricidad:**

El PME 2013-2022 presenta una estimación de crecimiento medio de la demanda de electricidad, tanto del sector residencial como del sector productivo (industria, comercio, servicios), que depende del crecimiento de la economía.

#### **b) Componentes adicionales de la demanda de electricidad:**

Los restantes componentes de la demanda de electricidad total se obtuvieron igualmente del PME 2013-2022; estos son cargas singulares, vehículos eléctricos, transporte público, ahorro por sustitución de refrigeradores sustitución de lámparas de alumbrado público y ahorros industriales. Adicionalmente se suma el consumo proyectado de las cocinas de inducción, calentamiento eléctrico de agua y consumo de operación de la Refinería del Pacífico.

### **Proyección de la demanda de Gas Licuado de Petróleo (GLP) 2014-2023:**

Se realizó una proyección de la demanda de gas licuado de petróleo (GLP), para el periodo 2014-2023, con la finalidad de estimar el subsidio fiscal al GLP en dicho periodo, en 3 escenarios distintos: 1) si no se elimina dicho subsidio y no se introducen cocinas de inducción

al mercado ecuatoriano; 2) si el subsidio se elimina a partir del año 2016 y se introducen cocinas de inducción al mercado. 3) si se focaliza el subsidio a los hogares pobres a partir del 2016. También se requería proyectar la demanda de GLP para cuantificar el impacto sobre la balanza de pagos de las políticas de eliminación del subsidio, y la introducción de cocinas de inducción. A continuación se describe la metodología seguida para realizar dicha proyección de la demanda.

### **Población y hogares**

Antes de proyectar la demanda de GLP, fue necesario realizar proyecciones de población y número de hogares para el periodo 2014-2023, las cuales se utilizan más adelante para proyectar el consumo de GLP en dicho periodo.

Para las proyecciones de población se utilizaron las estimaciones oficiales del INEC hasta 2020.

Para proyectar los 3 años siguientes se utilizó el promedio de crecimiento de 2019 - 2020 ( $\bar{\delta}$ ).

$$Pob_t = Pob_{t-1} \times (1 + \bar{\delta})$$

El número de hogares fue proyectado basándose en la proyección de población, asumiendo que el número promedio de personas por hogar en 2014<sup>7</sup> se mantendrá constante hasta 2023: 3,79 personas por hogar.

#### **a) Proyección de la demanda residencial (de hogares):**

##### ***1) Escenario contrafactual: Sin eliminación del subsidio al GLP y sin programa de cocinas de inducción:***

##### **Demanda de GLP por parte de hogares (sector residencial) para cocinar:**

En base a la proyección del número de hogares realizada por ECONOMICA CIC para el periodo 2011-2023, se calculó el número de hogares que utilizarían GLP para cocinar, en el mismo periodo. Este número de hogares se calculó como equivalente al 90.8% del total de número de hogares proyectado por ECONOMICA CIC para cada año (basado en el hecho de que en el año 2010 el 90.8% de hogares habrían utilizado GLP para cocinar, según el Plan Maestro de Electrificación (PME) 2013-2022; y, se asumió constante dicha proporción para la proyección del periodo 2014-2023).

Se calculó el número de toneladas de GLP que sería demandado por cada hogar para cocinar, en base a una estimación del consumo de GLP por hogar, para el año 2011. Dicha estimación se basó en el supuesto que realiza el PME, de que en el año 2011, el 80% del consumo de GLP por parte de los hogares en dicho año, fue de GLP demandado para cocinar. Esta proporción, combinada con el hecho de que en dicho año, el GLP consumido por los hogares ecuatorianos (según el PME) habría alcanzado 929,505 toneladas, permitió obtener un estimado de que 743,604 toneladas de GLP en ese año fueron demandados por los hogares para cocinar. Dividiendo esa última cifra (convertida a Kg), para el número de hogares existentes en dicho año (de acuerdo a la estimación de ECONOMICA-CIC), se obtuvo una cifra de demanda de volumen de GLP por hogar al año, con fines de cocción (igual a 203.57 Kg de GLP por hogar por año). Este volumen demandado de GLP por hogar, se mantuvo constante para la proyección

<sup>7</sup> ENEMDU 2014, junio.

del periodo 2014-2023, y por lo tanto, 203.57 Kg por hogar por año, multiplicado por el número de hogares que se había proyectado consumirían GLP para cocinar en cada año, permitió obtener un volumen demandado de GLP para cocinar para cada año para el periodo 2014-2023. Esta proyección corresponde a la demanda de GLP para cocinar, *ceteris paribus*, es decir, si se continuara la tendencia actual, sin eliminación del subsidio al GLP de uso doméstico, y sin migración desde la cocción a gas de los hogares ecuatorianos, a cocción a través de cocinas de inducción.

En la siguiente tabla se presentan las proyecciones realizadas para este escenario, del número de hogares que utilizarían GLP para cocinar, y del volumen de GLP que demandarían dichos hogares para fines de cocción, en el periodo 2014-2023.

**Tabla 9 Escenario Contrafactual: Sin eliminación del subsidio al GLP y sin programa de cocinas de inducción**

**Proyección demanda residencial de GLP para fines de cocción**

Año	Población (a)	Número promedio de personas por hogar (b)	Estimación del número de hogares (c)=(a)/(b)	Estimación del número de hogares que utilizarían GLP para cocinar (Escenario contrafactual) (d)=(c)*0.908	Estimación de la demanda de GLP de hogares para cocinar (Escenario contractual) (Kgs) (e)=(d)*203.57	Estimación de la demanda de GLP de hogares para cocinar (Escenario contrafactual) (BEP) (f)=(e)*0.0088097
2010	15,012,228	3.79	3,955,844	3,591,906		
2011	15,266,431	3.79	4,022,828	3,652,728	743,604,000.0	6,550,928.2
2012	15,520,973	3.79	4,089,902	3,713,631	756,002,366.2	6,660,154.0
2013	15,774,749	3.79	4,156,774	3,774,351	768,363,393.5	6,769,051.0
2014	16,027,466	3.79	4,223,367	3,834,817	780,672,848.7	6,877,493.6
2015	16,278,844	3.79	4,289,607	3,894,963	792,917,053.3	6,985,361.4
2016	16,528,730	3.79	4,355,454	3,954,752	805,088,613.3	7,092,589.2
2017	16,776,977	3.79	4,420,869	4,014,149	817,180,319.9	7,199,113.5
2018	17,023,408	3.79	4,485,806	4,073,112	829,183,670.0	7,304,859.4
2019	17,267,986	3.79	4,550,254	4,131,631	841,096,630.4	7,409,809.0
2020	17,510,643	3.79	4,614,196	4,189,690	852,916,058.6	7,513,934.6
2021	17,760,590	3.79	4,680,059	4,249,494	865,090,576.2	7,621,188.4
2022	18,009,856	3.79	4,745,743	4,309,135	877,232,006.4	7,728,150.8
2023	18,259,122	3.79	4,811,427	4,368,776	889,373,436.5	7,835,113.2

**Fuente:** INEC, PME 2013-2022, proyecciones de población y número de hogares de ECONOMICA CIC

**Elaboración:** ECONOMICA -CIC- División Técnica de Investigación

**2) Escenario: Eliminación del subsidio al GLP en el año 2016 y cronograma de penetración de cocinas de inducción al mercado del PME 2013-2022**

**Demanda de GLP por parte de hogares (sector residencial) para cocinar:**

Para estimar el volumen demandado de GLP por los hogares ecuatorianos (con fines de cocción), en el caso de que se elimine el subsidio al GLP de uso doméstico en el año 2016, y se introduzcan las cocinas de inducción al mercado, se restó del total de hogares proyectados que

utilizarían GLP con fines de cocción antes estimado, el número de cocinas de inducción que el PME 2013-2022 proyecta se lograrían introducir al mercado cada año. De esta manera, se obtuvo un estimado del número de hogares que seguirían utilizando GLP para cocinar cada año, tomando en cuenta los hogares que sustituirían el GLP por cocinas de inducción. Posteriormente, el volumen de GLP demandado por los hogares que continuarían utilizando GLP para cocinar, se estimó con la misma metodología utilizada en el escenario contrafactual ya descrito. Las estimaciones se presentan en la siguiente tabla.

**Tabla 10 Escenario: Eliminación del subsidio al GLP en el año 2016 y cronograma de penetración de cocinas de inducción al mercado**  
**Proyección demanda residencial de GLP para fines de cocción**

Año	Estimación del número de hogares que utilizarían GLP para cocinar (Escenario contrafactual) (a)	Número de cocinas de inducción introducidas al mercado por año (b) (1)	Estimación del número de hogares que seguirían utilizando GLP para cocinar con la eliminación del subsidio (c)=(a)-(b)	Estimación de la demanda de GLP de hogares para cocinar con la eliminación del subsidio (Kgs) (d)=(c)*203,57	Estimación de la demanda de GLP de hogares para cocinar con la eliminación del subsidio (BEP) (e)=(d)*0,0088097
2010	3,591,906		3,591,906		
2011	3,652,728		3,652,728	743,604,000.0	6,550,928.2
2012	3,713,631		3,713,631	756,002,366.2	6,660,154.0
2013	3,774,351		3,774,351	768,363,393.5	6,769,051.0
2014	3,834,817		3,834,817	780,672,848.7	6,877,493.6
2015	3,894,963	351,600	3,543,363	721,340,089.7	6,354,789.8
2016	3,954,752	1,404,600	2,550,152	519,147,194.0	4,573,531.0
2017	4,014,149	3,508,000	506,149	103,039,284.0	907,745.2
2018	4,073,112	3,762,120	310,992	63,310,159.8	557,743.5
2019	4,131,631	4,026,403	105,228	21,421,713.3	188,718.9
2020	4,189,690	4,300,956			
2021	4,249,494	4,429,956			
2022	4,309,135	4,457,936			
2023	4,368,776				

(1) El número de cocinas de inducción introducidas al mercado por año, corresponde a la proyección del PME 2013-2022

**Fuente:** PME 2013-2022; Proyección de número de hogares de ECONOMICA CIC

**Elaboración:** ECONOMICA -CIC- División Técnica de Investigación

### ***3) Escenario contrafactual: Sin eliminación del subsidio al GLP y sin programa de cocinas de inducción:***

#### **Demanda de GLP por parte de hogares (sector residencial) para otros usos:**

Posteriormente, se proyectó la demanda de GLP por parte de los hogares, para fines distintos a la cocción de alimentos. Para ello, en primer lugar se calculó un volumen demandado de GLP por hogar para fines distintos de cocción, utilizando el supuesto antes referido que realiza el PME, de que en el año 2011, el 80% del GLP utilizado por los hogares se destinó a la cocción. Bajo ese supuesto, el 20% restante (46.2 kg de GLP por hogar por año), se destina a otros usos



domésticos. Para proyectar el volumen total de GLP demandado por los hogares para usos distintos de cocción de alimentos, para el periodo 2014-2023, se asumió constante el volumen de GLP demandado por hogar por año para fines distintos de la cocción, y se multiplicó ese volumen por el número de hogares proyectado por ECONOMICA CIC para cada año. Las cifras obtenidas se utilizaron como el estimado de demanda de GLP de los hogares, para fines distintos de la cocción de alimentos, en el escenario en el que no se elimina el subsidio al GLP.

**Tabla 11 Escenario Contrafactual: Sin eliminación del subsidio al GLP y sin programa de cocinas de inducción**

**Proyección demanda residencial de GLP para fines distintos de la cocción de alimentos**

Año	Estimación del número de hogares (a)	Estimación de la demanda residencial de GLP para fines distintos de la cocción de alimentos (Escenario contrafactual) (Kg) (b)=(a)*46.2	Estimación de la demanda residencial de GLP para fines distintos de la cocción de alimentos (Escenario contrafactual) (BEP) (c)=(b)*0.0088097
2010	3,955,844		
2011	4,022,828	185,901,000.0	1,637,732.0
2012	4,089,902	189,000,591.5	1,665,038.5
2013	4,156,774	192,090,848.4	1,692,262.7
2014	4,223,367	195,168,212.2	1,719,373.4
2015	4,289,607	198,229,263.3	1,746,340.3
2016	4,355,454	201,272,153.3	1,773,147.3
2017	4,420,869	204,295,080.0	1,799,778.4
2018	4,485,806	207,295,917.5	1,826,214.8
2019	4,550,254	210,274,157.6	1,852,452.2
2020	4,614,196	213,229,014.7	1,878,483.7
2021	4,680,059	216,272,644.1	1,905,297.1
2022	4,745,743	219,308,001.6	1,932,037.7
2023	4,811,427	222,343,359.1	1,958,778.3

**Fuente:** PME 2013-2022; Proyección de número de hogares de ECONOMICA CIC

**Elaboración:** ECONOMICA -CIC- División Técnica de Investigación

#### ***4) Escenario: Eliminación del subsidio al GLP en el año 2016 y cronograma de penetración de cocinas de inducción al mercado del PME 2013-2022***

##### **Demanda de GLP por parte de hogares (sector residencial) para otros usos:**

Para estimar el volumen demandado de GLP por los hogares ecuatorianos, para fines distintos a la cocción de alimentos, en el caso de que se elimine el subsidio al GLP de uso doméstico en el año 2016, se asumió que la demanda de GLP doméstico para estos fines, decae gradualmente. Específicamente, el volumen de GLP demandado para fines distintos de la cocción de alimentos, en el escenario contrafactual, es multiplicado por una proporción cada vez menor: igual a 90% en el año 2016, y que disminuye en 10 puntos porcentuales cada año hasta llegar a 40% en el año 2021. La cifra del volumen demandado de GLP para el año 2021, se mantiene constante para los años 2022 y 2023 respectivamente, porque se adoptó el supuesto de que se mantendrá alguna demanda residual de GLP para fines distintos de la

cocción de alimentos, incluso en el panorama de eliminación del subsidio al GLP de uso doméstico.

**Tabla 12 Escenario: Eliminación del subsidio al GLP en el año 2016 y cronograma de penetración de cocinas de inducción al mercado**  
**Proyección demanda residencial de GLP para fines distintos de la cocción de alimentos**

Año	Estimación de la demanda residencial de GLP para fines distintos de la cocción de alimentos (Escenario contrafactual) (BEP)	Estimación de la demanda residencial de GLP para fines distintos de la cocción de alimentos con la eliminación del subsidio (BEP) (1)
2011	1,637,732.0	1,637,732.0
2012	1,665,038.5	1,665,038.5
2013	1,692,262.7	1,692,262.7
2014	1,719,373.4	1,719,373.4
2015	1,746,340.3	1,746,340.3
2016	1,773,147.3	1,595,832.6
2017	1,799,778.4	1,439,822.7
2018	1,826,214.8	1,278,350.4
2019	1,852,452.2	1,111,471.3
2020	1,878,483.7	939,241.8
2021	1,905,297.1	762,118.8
2022	1,932,037.7	762,118.8
2023	1,958,778.3	762,118.8

(1) Período 2016-2021: corresponde a una proporción cada vez menor de la demanda residencial de GLP para fines distintos de la cocción de alimentos, del escenario contrafactual; a partir del año 2022 se asume que la demanda se estabiliza.

**Fuente:** PME 2013-2022, proyección de número de hogares de ECONOMICA CIC

**Elaboración:** ECONOMICA -CIC- División Técnica de Investigación

##### **5) Escenario focalización del subsidio a los hogares pobres a partir del año 2016:**

Este escenario, utiliza como base los cálculos ya realizados en los escenarios anteriores. Específicamente; el 25.55% del total de hogares previamente estimados que utilizan GLP para cocinar, fue tomado como la estimación del número de hogares pobres que usan GLP con este propósito. Dicha proporción se basa en el porcentaje de personas pobres existentes en el Ecuador a diciembre de 2013, de acuerdo a la ENEMDU. Posteriormente, se estimó la demanda de GLP por parte de estos hogares pobres, tal como se hizo en el escenario contrafactual para el total de hogares que usan GLP para cocinar, debido a que se asume que estos hogares pobres, al focalizarse el subsidio en los mismos, mantendrían su demanda por GLP sin migrar hacia cocinas de inducción. En el caso de los hogares no pobres que usan GLP para cocinar, se estimó su demanda de GLP para esta finalidad bajo los mismos supuestos y metodología utilizada para estimar la demanda de los hogares para cocinar, en el escenario de

eliminación del subsidio al GLP en 2016; en este caso, porque se asume que estos hogares no pobres, se comportarían como se comportan los hogares en el escenario de eliminación total del subsidio en dicho año. Las estimaciones de demanda de GLP con fines de cocción de alimentos, se presentan a continuación:

**Tabla 13 Escenario: Focalización del subsidio al GLP en hogares pobres desde el año 2016 y cronograma de penetración de cocinas de inducción al mercado**  
**Proyección demanda residencial de GLP para cocción de alimentos**

Año	Número de hogares que utilizarían GLP para cocinar (Escenario contrafactual) (a)	Hogares pobres que usan GLP para cocinar (b)=(a)*0.255	Demanda de hogares pobres para cocinar BEP (c)=(b)*203.57*0.0088097	Hogares no pobres que usan GLP para cocinar (Escenario contrafactual) (d)=(a)-(b)	Hogares no pobres que usan GLP para cocinar (Escenario focalización del subsidio en hogares pobres) (e)=(d)-cocinas de inducción introducidas cada año	Demanda de GLP de hogares no pobres para cocinar (Escenario focalización del subsidio en hogares pobres) (BEP) (f)=(e)*203.57*0.0088097
2014	3,834,817	977,878.4	1,753,760.9	2,856,939	2,856,938.8	5,123,732.7
2015	3,894,963	993,215.6	1,781,267.1	2,901,748	2,550,147.6	4,573,522.6
2016	3,954,752	1,008,461.8	1,808,610.2	2,946,290	1,541,690.4	2,764,920.8
2017	4,014,149	1,023,608.0	1,835,773.9	2,990,541	-	-
2018	4,073,112	1,038,643.5	1,862,739.1	3,034,468	-	-
2019	4,131,631	1,053,565.8	1,889,501.3	3,078,065	-	-
2020	4,189,690	1,068,370.9	1,916,053.3	3,121,319	-	-
2021	4,249,494	1,083,620.9	1,943,403.1	3,165,873	-	-
2022	4,309,135	1,098,829.3	1,970,678.5	3,210,305	-	-
2023	4,368,776	1,114,037.8	1,997,953.9	3,254,738	-	-

**Fuente:** PME 2013-2022, proyecciones realizadas por ECONOMICA CIC

**Elaboración:** ECONOMICA -CIC- División Técnica de Investigación

En el caso de la demanda de GLP por parte de los hogares para fines distintos de la cocción de alimentos, primero, se estimó el total de hogares pobres del país a partir de la estimación de ECONOMICA CIC del total de hogares del país (se adoptó el supuesto de que el 25.5% de los hogares del país son pobres). Para los hogares pobres, se calculó su demanda de GLP para fines distintos de la cocción de alimentos, tal como en el Escenario contrafactual; es decir, bajo el supuesto de que estos hogares pobres se comportarán tal como lo harían los hogares en dicho Escenario contrafactual, debido a que seguirán beneficiándose del subsidio gubernamental al GLP.

En el caso de los hogares no pobres, en cambio, se estima su demanda de GLP para fines distintos a la cocción de alimentos, tal como se estimó la demanda de GLP para dichos fines, en el Escenario de Eliminación del Subsidio al GLP en el 2016. Una vez más, el supuesto es que dichos hogares no pobres, al no contar más con el subsidio gubernamental, se comportarán tal como se asumió se comportaría la totalidad de hogares en el Escenario de Eliminación del

Subsidio al GLP en el 2016. La demanda de GLP para fines distintos de la cocción de alimentos, de hogares pobres y hogares no pobres respectivamente, estimada bajo la metodología descrita, se presenta en la siguiente Tabla.

**Tabla 14 Escenario: Focalización del subsidio al GLP en hogares pobres desde el año 2016 y cronograma de penetración de cocinas de inducción al mercado**  
**Proyección demanda residencial de GLP para fines distintos de la cocción de alimentos**

Año	Hogares pobres total nacional (a)	Demanda hogares pobres de GLP para fines distintos de la cocción (Escenario subsidio focalizado en hogares pobres) (BEP) (b)=(a)*46.2*0.0088097	Estimación de hogares no pobres total nacional (c)	Demanda hogares no pobres de GLP para fines distintos de la cocción (Escenario contrafactual) (BEP) (d)=(c)*46.2*0.0088097	Demanda hogares no pobres de GLP para fines distintos de la cocción de alimentos (Escenario subsidio focalizado en pobres) (BEP) (e) (1)
2010	1,008,740				
2011	1,025,821	417,588.5	2,997,006.9	1,220,110.4	1,220,110.4
2012	1,042,925	424,551.1	3,046,977.0	1,240,453.7	1,240,453.7
2013	1,059,977	431,492.7	3,096,796.6	1,260,735.7	1,260,735.7
2014	1,076,959	438,405.4	3,146,408.4	1,280,933.2	1,280,933.2
2015	1,093,850	445,281.4	3,195,757.2	1,301,023.6	1,301,023.6
2016	1,110,641	452,116.6	3,244,813.2	1,320,994.7	1,188,895.3
2017	1,127,322	458,907.0	3,293,547.4	1,340,834.9	1,072,667.9
2018	1,143,881	465,647.8	3,341,925.5	1,360,530.1	952,371.0
2019	1,160,315	472,337.8	3,389,939.2	1,380,076.9	828,046.2
2020	1,176,620	478,975.3	3,437,576.0	1,399,470.3	699,735.2
2021	1,193,415	485,812.2	3,486,644.0	1,419,446.3	567,778.5
2022	1,210,164	492,630.5	3,535,578.5	1,439,368.1	567,778.5
2023	1,226,914	499,448.8	3,584,513.1	1,459,289.8	567,778.5

(1) En el caso de los hogares no pobres, se estima que su demanda de GLP para fines distintos a la cocción de alimentos, en este Escenario de Focalización del subsidio a hogares pobres, será una proporción cada vez menor de la demanda por GLP que dichos hogares habrían tenido en el Escenario contrafactual; y, que la demanda se estabiliza a partir del año 2021. Dicha metodología es similar a la aplicada a todos los hogares, en el caso del Escenario de eliminación total del subsidio en 2016, descrito anteriormente.

**Fuente:** PME 2013-2022, proyecciones realizadas por ECONOMICA CIC

**Elaboración:** ECONOMICA -CIC- División Técnica de Investigación

## **b) Proyección de uso de GLP para cubrir contrabando y mal uso:**

### **1) Escenario contrafactual: Sin eliminación del subsidio al GLP y sin programa de cocinas de inducción:**

Es bien conocido que una parte de la oferta de GLP (producción nacional más importaciones), es destinada al contrabando transfronterizo y otras malas utilizaciones que no se pretendía incentivar cuando se creó el subsidio al GLP de uso doméstico (como por ejemplo, la utilización de cilindros de gas de uso doméstico, en restaurantes y otros negocios). De acuerdo al estudio “Los subsidios energéticos en el Ecuador” del MCPEC (2010) el 18.7% del total de GLP consumido en el país se desvía a uso industrial y contrabando; se utilizó esta proporción

para estimar para los años 2011 hasta 2013, el total de barriles equivalentes de petróleo de GLP que se habrían destinado al contrabando o mal uso, como dicha proporción (18.7%) multiplicada por la oferta de GLP para dichos años. Habiéndose observado una tendencia a la estabilización del volumen de GLP destinado al contrabando o al mal uso durante el periodo 2011-2013, se asumió que en el periodo 2014-2023, el volumen anual de GLP destinado a dichos usos se mantiene igual al promedio de barriles equivalentes de petróleo que se estima se destinó a aquellos usos durante el periodo 2011-2013 (2,251,494.16 BEP por año).

**Tabla 15 Estimación del volumen de GLP destinado a contrabando y mal uso (2011 – 2013)**

Año	Oferta GLP (producción nacional más importaciones en BEP (a))	Proporción que se estima se destinó al contrabando y mal uso en BEP (b)=(a)*0,187
2011	12,265,156.4	2,293,584.2
2012	11,685,619.3	2,185,210.8
2013	12,169,451.4	2,275,687.4
<b>Promedio del periodo 2011-2013</b>		<b>2,251,494.2</b>

Fuente: BCE – Información Estadística Mensual (Junio 2014)

Elaboración: ECONOMICA -CIC- División Técnica de Investigación

**Tabla 16 Escenario Contrafactual: Sin eliminación del subsidio al GLP y sin programa de cocinas de inducción**

**Proyección del volumen de GLP destinado a contrabando y mal uso (2014 – 2023)**

Año	Volumen de GLP destinado a contrabando o mal uso (escenario contrafactual)
2014	2,251,494.2
2015	2,251,494.2
2016	2,251,494.2
2017	2,251,494.2
2018	2,251,494.2
2019	2,251,494.2
2020	2,251,494.2
2021	2,251,494.2
2022	2,251,494.2
2023	2,251,494.2

Fuente y Elaboración: ECONOMICA -CIC- División Técnica de Investigación

**2) Escenario: Eliminación del subsidio al GLP en el año 2016 y cronograma de penetración de cocinas de inducción al mercado del PME 2013-2022**

En este escenario, al desaparecer el subsidio al GLP en el año 2016, se asume que desaparece automáticamente el contrabando a partir del año 2016. De esta manera, habría un volumen de

GLP destinado al contrabando y mal uso, únicamente en los años 2014 y 2015, calculado en base a la misma metodología descrita para el escenario contrafactual.

**Tabla 17 Escenario: Eliminación del subsidio al GLP en el año 2016 y cronograma de penetración de cocinas de inducción al mercado**  
**Proyección del volumen de GLP destinado a contrabando y mal uso (2014 – 2023)**

Año	Volumen de GLP destinado a contrabando o mal uso (escenario eliminación del subsidio GLP en 2016)
2014	2,251,494.2
2015	2,251,494.2

Fuente y Elaboración: ECONOMICA -CIC- División Técnica de Investigación

### ***3) Escenario focalización del subsidio a los hogares pobres a partir del año 2016:***

En este Escenario, ya que se focaliza el subsidio únicamente en hogares pobres, la demanda proyectada de GLP con fines de contrabando y mal uso, coincide con la estimación realizada para el Escenario anterior (Escenario de eliminación del subsidio en 2016).

### **c) Proyección de uso de GLP para cubrir la demanda de sectores no residenciales y beneficencia:**

#### ***1) Escenario contrafactual: Sin eliminación del subsidio al GLP y sin programa de cocinas de inducción***

De acuerdo a datos del PME, volumen 2, si bien el 90,3% del volumen de GLP es utilizado por el sector residencial o doméstico, el resto del GLP contabilizado en estadísticas oficiales es utilizado por los sectores: industrial, comercial, agroindustrial, vehicular y beneficencia respectivamente.

Cabe señalar que el PME presenta estadísticas de utilización del GLP por sector, para el año 2011, siendo el total de toneladas utilizadas por todos los sectores (doméstico o residencial, industrial, comercial, agroindustrial, vehicular y beneficencia) igual a 1,029,385. Para contrastar este total de demanda de GLP con la oferta (producción más importaciones) de GLP (conocida a través de la información oficial publicada por el BCE), se transformó dicha cifra de demanda de GLP a BEP, encontrándose que ésta demanda oficialmente registrada (9,068.573 BEP) es inferior en 3,196,583.38 BEP a la oferta de dicho año (12,265,156.41 BEP según la información publicada por el Banco Central del Ecuador en la Información estadística mensual (IEM)). La estimación de contrabando para dicho año, según se detalló previamente alcanza los 2,293,584.3 BEP. Por lo tanto, ECONOMICA CIC adoptó el supuesto de que las cifras de consumo de todos los sectores mencionados, no incluyen el contrabando y mal uso del GLP, al ser la oferta superior a la demanda oficialmente contabilizada por los organismos del Estado, e incluso superior a la cifra estimada de contrabando para dicho año. Por lo tanto, se

proyectó la demanda de GLP por parte de los sectores productivos referidos (industrial, comercial, agroindustrial y vehicular) más el sector de beneficencia, para obtener una cifra más precisa, de la demanda de GLP en los próximos años; que incluya, no solo la demanda del sector residencial o doméstico y la demanda para contrabando y mal uso del GLP, antes calculadas, pero también la demanda de GLP por parte de estos sectores adicionales.

Para proyectar la demanda de estos sectores adicionales, se utilizaron los datos del PME, que detalla cómo se ha mencionado, la proporción del volumen de GLP que fue utilizado por cada sector en el año 2011. La proporción de la demanda correspondiente a todos estos sectores adicionales (industrial, comercial, agroindustrial, vehicular y beneficencia) es igual a 9.7% en dicho año. Dicha proporción se utilizó para calcular la parte de la oferta de GLP que en el periodo 2007-2013 habría correspondido a dichos sectores. Para ello, se restó de la oferta de GLP publicada por el Banco Central del Ecuador para cada año en dicho periodo, la proporción de 18.7% que se asumió se destinó a contrabando y mal uso; de la oferta restante, se estimó el 9.7% que se asumió corresponde a la demanda de los sectores adicionales mencionados (industrial, comercial, agroindustrial, vehicular y beneficencia). Posteriormente, en base a la serie histórica estimada de demanda de dichos sectores para el periodo 2007-2013, se proyectó la demanda de dichos sectores para el periodo 2014-2023, en base a MCO, en función del PIB real. Los resultados se presentan a continuación:

**Tabla 18 Estimación del volumen de GLP demandado por sectores no residenciales y de beneficencia (2007 – 2013)**

<b>Año</b>	<b>Oferta GLP (producción nacional más importaciones en BEP (a))</b>	<b>Volumen de GLP demandado por sectores no residenciales y beneficencia en BEP (b)={a}*(1-0.187)}*0.097</b>
2007	11,100,946.1	875,431.7
2008	11,359,578.5	895,827.7
2009	11,286,699.9	890,080.4
2010	11,398,333.2	898,884.0
2011	12,265,156.4	967,242.5
2012	11,685,619.3	921,539.6
2013	12,169,451.4	959,695.1

**Fuente:** BCE – Información Estadística Mensual (Junio 2014)

**Elaboración:** ECONOMICA -CIC- División Técnica de Investigación



**Tabla 19 Escenario Contrafactual: Sin eliminación del subsidio al GLP y sin programa de cocinas de inducción**

**Proyección del volumen de GLP demandado por sectores no residenciales y beneficencia (2014 – 2023)**

Año	Volumen de GLP demandado por sectores no residenciales y de beneficencia (BEP) (escenario contrafactual)
2014	975,447.1
2015	990,765.5
2016	1,010,148.0
2017	1,027,530.0
2018	1,045,668.0
2019	1,064,596.0
2020	1,084,347.0
2021	1,104,958.0
2022	1,126,466.0
2023	1,148,910.0

**Fuente y Elaboración:** ECONOMICA -CIC- División Técnica de Investigación

**2) Escenario: Eliminación del subsidio al GLP en el año 2016 y cronograma de penetración de cocinas de inducción al mercado del PME 2013-2022**

Para proyectar la demanda de GLP por parte de sectores no residenciales y beneficencia en este escenario, se adoptaron los siguientes supuestos. En primer lugar, se asumió que el sector industrial mantiene la demanda proyectada en el escenario contrafactual, debido a que dicho sector paga actualmente un precio igual al costo de producción nacional del GLP<sup>8</sup> y la eliminación del subsidio no le afectaría en ese sentido. Igual supuesto se adopta en el caso del sector comercial<sup>9</sup>. Por su parte, se asume que los demás sectores no residenciales (agroindustrial, vehicular y beneficencia), una vez que se elimina el subsidio al GLP en el año 2016, reducen su demanda de GLP de manera gradual. Específicamente, se asume que en 2016, solo se demandaría el 90% de lo proyectado en el escenario contrafactual, y que dicha proporción se reduce gradualmente en 10 puntos porcentuales por año. Los resultados se muestran a continuación.

<sup>8</sup> De acuerdo al documento “Comercialización del GLP en el Ecuador” de la ARCH.

<sup>9</sup> En el caso del sector comercial, no se conoce el precio cobrado a dicho sector, por lo que se adopta el supuesto referido.

**Tabla 20 Escenario: Eliminación del subsidio al GLP en el año 2016 y cronograma de penetración de cocinas de inducción al mercado**  
**Proyección del volumen de GLP demandado por sectores no residenciales y beneficencia (2014 – 2023)**

Año	Volumen de GLP demandado por sectores no residenciales y de beneficencia (BEP) (escenario contrafactual)	Volumen de GLP demandado por sectores no residenciales y de beneficencia (BEP) (escenario de eliminación del subsidio al GLP)
2014	975,447.1	975,447.10
2015	990,765.5	990,765.50
2016	1,010,148.0	987,133.29
2017	1,027,530.0	980,708.53
2018	1,045,668.0	974,196.05
2019	1,064,596.0	967,575.09
2020	1,084,347.0	960,820.87
2021	1,104,958.0	953,909.10
2022	1,126,466.0	946,812.09
2023	1,148,910.0	939,500.42

**Fuente y Elaboración:** ECONOMICA -CIC- División Técnica de Investigación

Cabe resaltar que no se observa una disminución significativa de la demanda de GLP por parte de sectores no residenciales y de beneficencia en este escenario (en relación al escenario contrafactual), debido a que la mayor parte de la demanda de estos sectores está constituida por la demanda del sector industrial y comercial respectivamente, los que se asume como se ha explicado, que no pagan un subsidio al consumo de GLP en la actualidad.

### ***3) Escenario focalización del subsidio a los hogares pobres a partir del año 2016***

En este Escenario, ya que se focaliza el subsidio únicamente en hogares pobres; la demanda proyectada de GLP con fines de cubrir la demanda de sectores no residenciales y beneficencia, coincide con la estimación realizada para el Escenario anterior (Escenario de eliminación del subsidio en 2016).

## **Cálculo de subsidios fiscales proyectados periodo 2014-2023**

### **a) Cálculo del Subsidio eléctrico por el ingreso de las cocinas de inducción 2014-2023**

1. Se tomó el número de cocinas de inducción que se introducirían al mercado y el correspondiente consumo eléctrico de estas cocinas en Kwh a partir del PME para el período 2013-2022.

2. Conforme lo anunciado por funcionarios de los Ministerios de Electricidad e Industrias, 80 kilovatios hora (Kwh) al mes destinados a la cocción con cocinas de

inducción serán entregados gratuitamente a los usuarios que apliquen al plan; y a partir del 2018, los usuarios pagarán US\$ 0,04 por Kwh.

3. El Costo medio proyectado del servicio eléctrico para cada año, fue tomado del Capítulo de evolución de costos del servicio eléctrico del PME.

4. Se calcula el diferencial entre el costo medio menos la tarifa a ser facturada en US\$/Kwh y se multiplica por el total de Kwh que consumirán estas cocinas, con lo cual se obtiene el subsidio por este concepto.

**b) Ingresos fiscales adicionales (reducción de diferencial tarifario electricidad) 2014-2023**

1. De acuerdo al pliego tarifario 2014 publicado por el CONELEC, para el sector residencial, los cargos tarifarios oscilan entre 9.01 US\$/Kwh y 68.12 US\$/Kwh de acuerdo al rango de consumo, por lo que se utiliza la mediana de las tarifas por rango para tener una tarifa promedio.

2. En el caso de las empresas (sector comercial e industrial), los cargos varían de acuerdo a la tensión requerida y el horario de la demanda; se utiliza la mediana de las tarifas establecidas de acuerdo a tensión y horario en el pliego tarifario. (CONELEC, 2014)

**c) Cálculo del Subsidio a los combustibles utilizados en la generación termoeléctrica 2014-2023**

Proyección de Precios de terminal para generación, costos de producción nacional, y costos de importación

1. Para la proyección de precios de terminal para generación 2014-2023, se asumió que se mantienen los precios 2012 vigentes, contenidos en los Informe anual 2012 del CENACE:

**Tabla 21 Precios de terminal para generación (US\$/galón y US\$/1000p<sup>3</sup>)**

Año	Diesel US\$/galón	Fuel Oil 4 US\$/galón	Fuel Oil 6 US\$/galón	Nafta US\$/galón	Gas natural US\$/1000 p <sup>3</sup>
2007	0.92	0.71	0.63	0.75	4.11
2008	0.92	0.54	0.63	0.75	4.10
2009	0.92	0.54	0.63	0.75	4.16
2010	0.92	0.54	0.63	0.75	4.11
2011	0.92	0.54	0.63	0.75	4.27
2012	0.92	0.54	0.63	0.75	3.13
2013	0.92	0.54	0.63	0.75	3.13

**Fuente:** CENACE Informes anuales / Petroecuador (Fuel Oil 6)

**Elaboración:** ECONOMICA -CIC- División Técnica de Investigación

A continuación se presentan dichos precios de terminal para generación, pero transformados a US\$ por BEP de cada combustible.

**Tabla 22 Precios de terminal para generación**

<b>Año</b>	<b>Diesel</b> <b>US\$ / BEP</b>	<b>Fuel Oil 4</b> <b>US\$ / BEP</b>	<b>Fuel Oil 6</b> <b>US\$ / BEP</b>	<b>Nafta</b> <b>US\$ / BEP</b>	<b>Gas natural</b> <b>US\$ / BEP</b>
2007	40.66	30.40	27.15	37.60	23.85
2008	40.66	23.08	27.15	37.60	23.81
2009	40.66	23.08	27.15	37.60	24.10
2010	40.66	23.08	27.15	37.60	23.83
2011	40.66	23.08	27.15	37.60	24.78
2012	40.66	23.08	27.15	37.60	18.14
2013	40.66	23.08	27.15	37.60	18.14
2014	40.66	23.08	27.15	37.60	18.14
2015	40.66	23.08	27.15	37.60	18.14
2016	40.66	23.08	27.15	37.60	18.14
2017	40.66	23.08	27.15	37.60	18.14
2018	40.66	23.08	27.15	37.60	18.14
2019	40.66	23.08	27.15	37.60	18.14
2020	40.66	23.08	27.15	37.60	18.14
2021	40.66	23.08	27.15	37.60	18.14
2022	40.66	23.08	27.15	37.60	18.14
2023	40.66	23.08	27.15	37.60	18.14

**Fuente:** CENACE Informes anuales / Petroecuador (Fuel Oil 6)

**Elaboración:** ECONOMICA -CIC- División Técnica de Investigación

2. La proyección de costos de producción nacional por BEP para el Diesel 2 nacional, Fuel Oil 4, y Fuel Oil 6 fueron calculados en base a los costos del año 2013 a los cuales se aplicó la inflación anual mediana del período 2005-2013.

El costo de producción nacional de estos combustibles para el periodo 2007-2010 se obtuvo del Informe final del estudio: Los Subsidios Energéticos en el Ecuador, elaborado por el Ministerio Coordinador de la Producción, Empleo y Competitividad MCPEC, que incluye costos de comercialización. Para el período 2011-2013, se tomó el promedio de la tasa de crecimiento anual del costo de producción (2007-2010) determinado por el MCPEC.

3. La proyección de costos de importación por BEP del Diesel 2 importado y la nafta, se calculó en base a la relación entre el precio de cada combustible y el precio del crudo WTI en el año 2013; dicha relación, para el Diesel 2 y la nafta respectivamente, se asumió constante para el periodo 2014-2023, por lo que para obtener los costos de importación proyectados para cada combustible, se multiplicó esa relación (precio relativo entre el precio de importación del combustible y el precio del crudo WTI) por los precios proyectados por la U.S. Energy Information Administration EIA<sup>10</sup> para el crudo WTI para el período 2014-2023.

<sup>10</sup> <http://www.eia.gov/oiaf/aeo/tablebrowser/#release=AEO2014ER&subject=0-AEO2014ER&table=12-AEO2014ER&region=0-0&cases=full2013-d102312a.ref2014er-d102413a>

El precio de importación del Diesel 2 para el periodo 2007-2013 se obtuvo de la Información Estadística Mensual del Banco Central del Ecuador al mes de junio 2014. A este precio de importación se le adiciona el costo de comercialización interna según datos del estudio “Los subsidios energéticos en el Ecuador” del MCPEC. Para el periodo 2011–2013, se toma el promedio de las tasas de crecimiento anual del costo de comercialización de 2007 a 2010.

En el caso de la Nafta, el precio promedio de importación se obtuvo de la Información Estadística Mensual del Banco Central del Ecuador al mes de junio 2014; y no incluye costo de comercialización interna por falta de datos.

Se presenta a continuación el precio relativo del Diesel 2 y la Nafta, en relación al precio del crudo WTI; dicho precio relativo, como se ha explicado, se asume constante a partir del año 2014 e igual a lo observado en el año 2013.

**Tabla 23 Diesel y Nafta (precio relativo frente al crudo WTI)**

Año	Precio importación Diesel	Precio importación Crudo WTI	Precio relativo	Precio importación Nafta	Precio importación Crudo WTI	Precio relativo
2011	132.31	94.85	1.39	131.88	94.85	1.39
2012	137.62	94.10	1.46	143.91	94.10	1.53
2013	133.22	98.59	1.35	131.68	98.59	1.34
2014	126.85	93.87	1.35	125.38	93.87	1.34
2015	126.39	93.53	1.35	124.93	93.53	1.34
2016	129.80	96.05	1.35	128.29	96.05	1.34
2017	133.51	98.80	1.35	131.96	98.80	1.34
2018	139.01	102.87	1.35	137.40	102.87	1.34
2019	144.74	107.11	1.35	143.06	107.11	1.34
2020	150.98	111.73	1.35	149.23	111.73	1.34
2021	157.49	116.54	1.35	155.66	116.54	1.34
2022	164.42	121.67	1.35	162.51	121.67	1.34
2023	171.31	126.77	1.35	169.32	126.77	1.34

**Fuentes:** BCE – Información Estadística Mensual Junio 2014 / MCPEC - Subsidios energéticos Ecuador 2010 / EIA

**Elaboración:** ECONOMICA -CIC- División Técnica de Investigación

4. Se asume como costo de producción del gas natural, el precio oficial de venta a terminales según el Informe anual 2012 del CENACE.

Los costos anuales de producción o importación respectivamente, para cada combustible, proyectados en base a la metodología descrita, se presentan a continuación en la siguiente Tabla:

**Tabla 24 Costos anuales de producción o importación de combustibles para generación eléctrica**

Año	Diesel nacional US\$ / BEP	Diesel importado US\$ / BEP	Fuel Oil 4 US\$ / BEP	Fuel Oil 6 US\$ / BEP	Nafta US\$ / BEP	Gas natural US\$ / BEP
2007	22.90	93.48	22.70	36.12	92.19	23.85
2008	24.21	130.82	12.73	39.36	108.78	23.81
2009	18.71	80.27	20.45	33.58	80.36	24.10
2010	19.00	97.88	20.10	34.61	98.32	23.83
2011	18.02	132.31	21.11	34.30	131.88	24.78
2012	17.09	137.62	22.16	34.00	143.91	18.14
2013	16.21	133.22	23.27	33.70	131.68	18.14
2014	16.75	126.85	24.05	34.82	125.38	18.14
2015	17.31	126.39	24.85	35.98	124.93	18.14
2016	17.89	129.80	25.67	37.18	128.29	18.14
2017	18.48	133.51	26.53	38.42	131.96	18.14
2018	19.10	139.01	27.41	39.70	137.40	18.14
2019	19.73	144.74	28.32	41.02	143.06	18.14
2020	20.39	150.98	29.26	42.38	149.23	18.14
2021	21.07	157.49	30.24	43.79	155.66	18.14
2022	21.77	164.42	31.24	45.25	162.51	18.14
2023	22.49	171.31	32.28	46.76	169.32	18.14

**Fuentes:** BCE – Información Estadística Mensual Junio 2014 / MCPEC - Subsidios energéticos Ecuador 2010 / EIA

**Elaboración:** ECONOMICA -CIC- División Técnica de Investigación

#### Equivalencias de combustibles

5. Con el objeto de obtener las unidades de oferta y demanda de GWh expresado en BEP para la proyección 2014-2023, se tomó la equivalencia de 1GWH= 588.2353 BEP.
6. Con el objeto de obtener el gas natural expresado en BEP para la proyección 2014-2023, se tomó la equivalencia de 1 Galón gas natural = 134.13 pies cúbicos; y seguidamente 1 pie cúbico de gas natural = 0.0001724 BEP.

#### Coeficiente insumo-producto de combustibles requeridos para generación termoeléctrica, y estimación de consumo de combustibles en los distintos Escenarios

7. Con el objeto de establecer la relación insumo-producto de combustibles requeridos para obtener una unidad de generación termoeléctrica, se tomó la proyección del PME 2013-2022 del volumen total de combustibles (expresados en BEP) que serían utilizados para la generación termoeléctrica, en el periodo 2013-2022, y se los dividió para la generación termoeléctrica que el mismo PME proyecta se generará (expresada en BEP) en el mismo periodo, bajo un escenario hidrológico medio.

8. Estos coeficientes fueron calculados con el objeto de estimar los combustibles requeridos desde el 2014 al 2023 para los escenarios 1, 2, y 3 de oferta de energía eléctrica antes descritos (ver subsección “Proyecciones de oferta de energía eléctrica” en esta Sección Metodológica). Este coeficiente insumo-producto para la producción termoeléctrica es igual a la relación entre el total de combustibles requeridos (expresados en BEP) y el total de la producción de energía eléctrica (expresada en BEP), tomando como base las proyecciones de oferta de generación térmica y de consumo de combustibles requeridos para satisfacer dicha producción, contenidas en el PME 2013-2022. Dicha relación entre el insumo (combustibles) y el volumen de producción (energía eléctrica) del PME en cada año, de acuerdo a la información del PME 2013-2022, se mantuvo constante en los escenarios 1 a 3 de oferta de energía eléctrica, y permitió calcular el volumen de combustibles requerido para la generación termoeléctrica en cada escenario. Debido a que el PME contiene información proyectada solo hasta el año 2022, se asumió para el año 2023, el mismo coeficiente insumo-producto del año 2022, y por tanto la misma estructura de consumo de combustibles del año 2012.

Los coeficientes insumo-producto así obtenidos para cada año del periodo 2013-2022, fueron utilizados posteriormente para estimar la cantidad de combustibles necesarios para generar determinada cantidad de energía termoeléctrica en los diferentes escenarios 1 a 3.

#### Volumen de combustibles requeridos en cada Escenario de oferta de energía eléctrica:

9. Para obtener el volumen de combustibles requeridos para generar la oferta termoeléctrica de cada Escenario, se mantuvo constante el coeficiente insumo-producto de generación termoeléctrica por año, calculado en base al PME 2013-2022. De esta manera, el volumen de combustibles requerido para producir dicha oferta de energía, se calculó multiplicando el coeficiente insumo-producto de generación termoeléctrica calculado para cada año, por el volumen de energía eléctrica que se generaría a través de fuentes termoeléctricas en dicho año (expresado en BEP).
10. Por otra parte, se adoptó el supuesto de que cualquier exceso de demanda sería cubierto a través de generación termoeléctrica, por lo que se utiliza el coeficiente insumo-producto de producción termoeléctrica de cada año, para calcular los combustibles adicionales requeridos en BEP para satisfacer cualquier exceso de demanda. Sumando los 2 volúmenes de combustibles referidos, se obtiene el volumen total de combustibles requeridos para el periodo 2014-2023 en cada Escenario.

#### Escenario 1

11. A partir de la oferta anual de generación de energía 2014-2023 expresada en GWh para el Escenario 1 (ver la subsección de “Proyecciones de oferta de energía eléctrica” dentro de esta Sección Metodológica), se calculó el volumen de combustibles requeridos para generar la oferta termoeléctrica prevista en este escenario: para ello se multiplicó el coeficiente insumo-producto de cada año antes estimados, por la oferta de energía termoeléctrica prevista en este Escenario.



- 12.** Posteriormente, a partir de la oferta anual de energía 2014-2023 expresada en GWh para el Escenario 1, se estableció la diferencia frente a la demanda de energía conforme la Proyección estimada de demanda bajo un escenario de crecimiento medio, tomada del PME para el mismo periodo. De esta manera, se obtuvo el exceso demanda de energía eléctrica en cada año, igual a la oferta de energía menos la demanda de energía, expresada en GWh y que seguidamente se convirtió a BEP.
- 13.** Dado que el supuesto es que cualquier exceso de demanda de energía será cubierto con generación termoeléctrica, los años en los que existe exceso de demanda en este escenario (años 2014-2016) se multiplicó el volumen de generación termoeléctrica requerido para cubrir dicho exceso de demanda (expresado en BEP) por el coeficiente insumo-producto antes calculado para el año correspondiente. Así se obtuvo el volumen de combustibles requeridos para cubrir dicho exceso de demanda.
- 14.** Se sumó el volumen de combustibles requeridos para generar la oferta termoeléctrica originalmente prevista para este escenario, con el volumen de combustibles requeridos para cubrir cualquier exceso de demanda (a través de una mayor oferta termoeléctrica de la que el escenario inicialmente prevé). Se obtuvo así el volumen total de combustibles requeridos en este escenario.
- 15.** Se distribuyó la cantidad total de combustibles requeridos entre los distintos tipos de combustibles que forman parte de la estructura de consumo por parte de las generadoras termoeléctricas, en función de la proporción que originalmente estos tenían en el Plan Maestro de Electrificación 2013-2022 en cada año.
- El consumo del año 2013 de todos los combustibles excepto el Fuel Oil 6 corresponde a datos reales conforme información proporcionada por el CONELEC. El consumo real 2013 de Fuel Oil 6 fue obtenido de Petroecuador.
- 16.** Para la proyección 2014-2023 se asume una distribución del consumo de diesel 2 entre nacional e importado, en base a la participación de la producción nacional en la oferta total de diesel 2 del año 2013.
- 17.** Debido a que el PME contiene información proyectada solo hasta el año 2022, se asumió para el año 2023, el mismo coeficiente insumo-producto del año 2022, y por tanto la misma estructura de consumo de combustibles del año 2022.

El total de BEP por tipo de combustible, que serían consumidos para generación termoeléctrica en este escenario, se presenta en la siguiente tabla.

**Tabla 25 Escenario 1: Consumo estimado de combustibles para generación termoeléctrica 2014 – 2023 (BEP)**

Año	Nafta	Diesel nacional	Diesel importado	Fuel Oil 4 (1)	Fuel Oil 6	Gas Natural	Total
2013	53,817.9	572,045.5	1,717,009.1	3,825,348.8	4,562,395.6	2,794,201.8	13,524,817.3
2014		100,287.1	301,014.2	4,322,876.8	5,340,674.5	4,057,248.1	14,122,100.6
2015		42,666.6	128,064.8	4,005,362.5	6,654,389.8	7,107,570.7	17,938,054.4
2016		36,057.4	108,227.3	3,909,248.8	5,049,840.4	9,607,482.6	18,710,856.5
2017		30,337.3	91,058.3	1,975,236.0	2,128,810.3	8,462,187.5	12,687,629.4
2018		14,340.5	43,043.4	1,618,512.3	1,737,023.6	8,702,654.9	12,115,574.6
2019		31,739.1	95,265.7	1,832,316.1	2,660,797.6	7,849,723.4	12,469,841.9
2020		32,388.6	97,215.3	1,908,294.3	3,059,942.2	7,473,832.7	12,571,673.1
2021		48,166.4	144,572.8	2,021,818.5	3,197,645.6	7,261,560.1	12,673,763.4
2022		42,201.2	126,668.1	2,019,106.8	2,609,451.6	7,665,545.2	12,462,973.0
2023		42,201.2	126,668.1	2,019,106.8	2,609,451.6	7,665,545.2	12,462,973.0
<b>Total</b>	<b>53,817.9</b>	<b>992,431.1</b>	<b>2,978,807.2</b>	<b>29,457,227.7</b>	<b>39,610,422.8</b>	<b>78,647,552.2</b>	<b>151,740,257.3</b>

(1) El CENACE proporcionó a ECONOMICA CIC con fecha 31 de julio de 2014 mediante correo electrónico la información sobre el consumo de combustibles en volumen para generación termoeléctrica del año 2013. Este dato de consumo de fuel oil 4 corresponde únicamente a fuel oil 4; y, no a fuel oil 4 + residuos como en otras tablas de este informe, porque las series histórica del CENACE 2007-2013 contenidas en sus correspondientes informes anuales, no separan el consumo correspondiente a fuel oil 4 y aquel correspondiente a residuos.

**Fuente:** PME 2013-2022

**Elaboración:** ECONOMICA -CIC- División Técnica de Investigación

### Escenario 2

**18.** A partir de la oferta anual de generación de energía 2014-2023 expresada en GWh para el Escenario 2 (ver la subsección de “Proyecciones de oferta de energía eléctrica” dentro de esta Sección Metodológica), se calculó el volumen de combustibles requeridos para generar la oferta termoeléctrica prevista en este escenario: para ello se multiplicó el coeficiente insumo-producto de cada año antes estimados, por la oferta de energía termoeléctrica prevista en este Escenario.

**19.** Posteriormente, a partir de la oferta anual de energía 2014-2023 expresada en GWh para el Escenario 2, se estableció la diferencia frente a la demanda de energía conforme la proyección estimada de demanda bajo un escenario de crecimiento medio, tomada del PME para el mismo periodo. De esta manera, se obtuvo el exceso demanda de energía eléctrica en cada año, igual a la oferta de energía menos la demanda de energía, expresada en GWh y que seguidamente se convirtió a BEP.

**20.** Dado que el supuesto es que cualquier exceso de demanda de energía será cubierto con generación termoeléctrica, los años en los que existe exceso de demanda en este escenario (años 2014-2016) se multiplicó el volumen de generación termoeléctrica requerido para cubrir dicho exceso de demanda (expresado en BEP) por el coeficiente insumo-producto antes calculado para el año correspondiente. Así se obtuvo el volumen de combustibles requeridos para cubrir dicho exceso de demanda.

**21.** Se sumó el volumen de combustibles requeridos para generar la oferta termoeléctrica originalmente prevista para este escenario, con el volumen de combustibles requeridos para cubrir cualquier exceso de demanda (a través de una mayor oferta termoeléctrica de la que el escenario inicialmente prevé). Se obtuvo así el volumen total de combustibles requeridos en este escenario.

**22.** Se distribuyó la cantidad total de combustibles requeridos entre los distintos tipos de combustibles que forman parte de la estructura de consumo por parte de las generadoras termoeléctricas, en función de la proporción que originalmente estos tenían en el Plan Maestro de Electrificación 2013-2022 en cada año.

El consumo del año 2013 de todos los combustibles excepto el Fuel Oil 6 corresponde a datos reales conforme información proporcionada por el CONELEC. El consumo real 2013 de Fuel Oil 6 fue obtenido de Petroecuador.

**23.** Para la proyección 2014-2023 se asume una distribución del consumo de diesel 2 entre nacional e importado, en base a la participación de la producción nacional en la oferta total de diesel 2 del año 2013.

**24.** Debido a que el PME contiene información proyectada solo hasta el año 2022, se asumió para el año 2023, el mismo coeficiente insumo-producto del año 2022, y por tanto la misma estructura de consumo de combustibles del año 2022.

El total de BEP por tipo de combustible, que serían consumidos para generación termoeléctrica en este escenario, se presenta en la siguiente tabla.

**Tabla 26 Escenario 2: Consumo estimado de combustibles para generación termoeléctrica 2014 – 2023 (BEP)**

Año	Nafta	Diesel nacional	Diesel importado	Fuel Oil 4	Fuel Oil 6	Gas Natural	Total
2013	53,817.9	572,045.5	1,717,009.1	3,825,348.8	4,562,395.6	2,794,201.8	13,524,817.3
2014	60,443.7	642,491.0	1,928,453.1	4,296,427.8	5,124,239.5	3,138,298.5	15,190,353.5
2015	79,798.1	848,219.9	2,545,953.6	5,672,165.9	6,765,047.1	4,143,197.7	20,054,382.3
2016	111,048.6	1,180,400.2	3,543,001.3	7,893,502.5	9,414,378.4	5,765,758.9	27,908,090.1
2017	152,316.0	1,619,054.9	4,859,634.5	10,826,848.1	12,912,904.6	7,908,402.6	38,279,160.6
2018	161,620.6	1,717,958.9	5,156,497.6	11,488,233.6	13,701,722.2	8,391,507.5	40,617,540.4
2019	171,855.0	1,826,746.4	5,483,026.0	12,215,710.8	14,569,365.6	8,922,888.6	43,189,592.4
2020	181,581.6	1,930,136.6	5,793,354.2	12,907,095.4	15,393,962.3	9,427,906.1	45,634,036.1
2021	190,352.1	2,023,363.0	6,073,175.6	13,530,513.3	16,137,496.9	9,883,277.8	47,838,178.6
2022	199,333.6	2,118,832.4	6,359,729.5	14,168,930.8	16,898,921.1	10,349,605.8	50,095,353.1
2023	209,251.5	2,224,255.3	6,676,159.0	14,873,908.7	17,739,730.2	10,864,552.4	52,587,857.1
<b>Total</b>	<b>1,571,462.7</b>	<b>16,703,504.0</b>	<b>50,135,993.5</b>	<b>111,698,685.7</b>	<b>133,220,163.6</b>	<b>81,589,597.7</b>	<b>394,922,605.5</b>

**Fuente:** PME 2013-2022

**Elaboración:** ECONOMICA -CIC- División Técnica de Investigación

Escenario 3

- 25.** A partir de la oferta anual de generación de energía 2014-2023 expresada en GWh para el Escenario 3 (ver la subsección de “Proyecciones de oferta de energía eléctrica” dentro de esta Sección Metodológica), se calculó el volumen de combustibles requeridos para generar la oferta termoeléctrica prevista en este escenario: para ello se multiplicó el coeficiente insumo-producto de cada año antes estimados, por la oferta de energía termoeléctrica prevista en este Escenario.
- 26.** Posteriormente, a partir de la oferta anual de energía 2014-2023 expresada en GWh para el Escenario 3, se estableció la diferencia frente a la demanda de energía conforme la proyección estimada de demanda bajo un escenario de crecimiento medio, tomada del PME para el mismo periodo. De esta manera, se obtuvo el exceso demanda de energía eléctrica en cada año, igual a la oferta de energía menos la demanda de energía, expresada en GWh y que seguidamente se convirtió a BEP.
- 27.** Dado que el supuesto es que cualquier exceso de demanda de energía será cubierto con generación termoeléctrica, los años en los que existe exceso de demanda en este escenario (años 2014-2016) se multiplicó el volumen de generación termoeléctrica requerido para cubrir dicho exceso de demanda (expresado en BEP) por el coeficiente insumo-producto antes calculado para el año correspondiente. Así se obtuvo el volumen de combustibles requeridos para cubrir dicho exceso de demanda.
- 28.** Se sumó el volumen de combustibles requeridos para generar la oferta termoeléctrica originalmente prevista para este escenario, con el volumen de combustibles requeridos para cubrir cualquier exceso de demanda (a través de una mayor oferta termoeléctrica de la que el escenario inicialmente prevé). Se obtuvo así el volumen total de combustibles requeridos en este escenario.
- 29.** Se distribuyó la cantidad total de combustibles requeridos entre los distintos tipos de combustibles que forman parte de la estructura de consumo por parte de las generadoras termoeléctricas, en función de la proporción que originalmente estos tenían en el Plan Maestro de Electrificación 2013-2022.
- El consumo del año 2013 de todos los combustibles excepto el Fuel Oil 6 corresponde a datos reales conforme información proporcionada por el CONELEC. El consumo real 2013 de Fuel Oil 6 fue obtenido de Petroecuador.
- 30.** Para la proyección 2014-2023 se asume una distribución del consumo de diesel 2 entre nacional e importado, en base a la participación de la producción nacional en la oferta total de diesel 2 del año 2013. De conformidad con lo expuesto por el CONELEC, no se requerirá el combustible Nafta para la generación termoeléctrica, supuesto que se asume para la proyección 2014-2023.

31. Debido a que el PME contiene información proyectada solo hasta el año 2022, se asumió para el año 2023, el mismo coeficiente insumo-producto del año 2022, y por tanto la misma estructura de consumo de combustibles del año 2022.

El total de BEP por tipo de combustible, que serían consumidos para generación termoeléctrica en este escenario, se presenta en la siguiente tabla.

**Tabla 27 Escenario 3: Consumo estimado de combustibles para generación termoeléctrica 2014 – 2023 (BEP)**

Año	Nafta	Diesel nacional	Diesel importado	Fuel Oil 4	Fuel Oil 6	Gas Natural	Total
2013	53,817.9	572,045.5	1,717,009.1	3,825,348.8	4,562,395.6	2,794,201.8	13,524,817.3
2014	-	100,287.1	301,014.2	4,322,876.8	5,340,674.5	4,057,248.1	14,122,100.6
2015	-	42,864.2	128,658.0	4,023,912.7	6,685,208.5	7,140,488.2	18,021,131.5
2016	-	37,940.4	113,879.0	4,113,393.6	5,313,548.0	10,109,194.7	19,687,955.7
2017	-	25,672.7	77,057.4	1,671,528.9	1,801,490.1	7,161,064.1	10,736,813.3
2018	-	12,338.5	37,034.3	1,392,559.4	1,494,525.9	7,487,718.1	10,424,176.2
2019	-	32,148.5	96,494.5	1,855,950.2	2,695,117.8	7,950,973.0	12,630,684.1
2020	-	37,500.7	112,559.4	2,209,491.9	3,542,911.5	8,653,473.0	14,555,936.5
2021	-	62,063.7	186,285.7	2,605,164.8	4,120,247.9	9,356,705.6	16,330,467.7
2022	-	60,025.3	180,167.6	2,871,895.6	3,711,578.0	10,903,160.4	17,726,827.0
2023	-	66,262.1	198,887.5	3,170,293.7	4,097,221.6	12,036,029.8	19,568,694.7
<b>Total</b>	<b>53,817.9</b>	<b>1,049,148.7</b>	<b>3,149,046.7</b>	<b>32,062,416.4</b>	<b>43,364,919.5</b>	<b>87,650,256.9</b>	<b>167,330,332.2</b>

**Fuente:** PME 2013-2022

**Elaboración:** ECONOMICA -CIC- División Técnica de Investigación

#### Subsidio a los combustibles para generación termoeléctrica por escenario:

Finalmente, el subsidio a los combustibles utilizados en la generación termoeléctrica, para cada escenario descrito, se calculó multiplicando la diferencia en US\$ por BEP de cada combustible, entre los costos de producción nacional (o importación según el caso) proyectados para el periodo 2014-2023 (en base a la metodología descrita anteriormente); y, el precio de terminal para generación de cada combustible (dichas diferencias se presentan en la siguiente tabla). El subsidio por combustible obtenido se presenta para cada escenario, en la Sección de este Informe correspondiente a la “Subsidio a los combustibles utilizados en la generación eléctrica” para el periodo 2014-2023.

**Tabla 28 Proyección de la diferencia entre el costo de producción nacional (o precio de importación) y el precio de terminal para generación)**

Año	Diesel nacional US\$ / BEP	Diesel importado US\$ / BEP	Fuel Oil 4 US\$ / BEP	Fuel Oil 6 US\$ / BEP	Nafta US\$ / BEP	Gas natural US\$ / BEP
2013	-24.45	92.56	0.19	6.55	94.08	0.00
2014	-23.91	86.19	0.97	7.68	87.78	0.00
2015	-23.35	85.73	1.77	8.84	87.32	0.00
2016	-22.77	89.14	2.59	10.03	90.69	0.00
2017	-22.18	92.85	3.45	11.27	94.36	0.00
2018	-21.56	98.35	4.33	12.55	99.80	0.00
2019	-20.93	104.08	5.24	13.87	105.46	0.00
2020	-20.27	110.32	6.19	15.23	111.63	0.00
2021	-19.59	116.83	7.16	16.65	118.06	0.00
2022	-18.89	123.76	8.17	18.10	124.91	0.00
2023	-18.17	130.65	9.21	19.61	131.72	0.00

**Fuente:** CENACE – Informes anuales / BCE – Información Estadística Mensual Junio 2014 / MCPEC – Subsidios energéticos Ecuador 2010 /

<http://www.eia.gov/oiaf/aeo/tablebrowser/#release=AEO2014ER&subject=0-AEO2014ER&table=12-AEO2014ER&region=0-0&cases=full2013-d102312a,ref2014er-d102413a>

**Elaboración:** ECONOMICA -CIC- División Técnica de Investigación

#### **d) Proyecciones del subsidio al Gas licuado de Petróleo (periodo 2014-2023)**

##### **1) Escenario contrafactual: Sin eliminación del subsidio al GLP y sin programa de cocinas de inducción**

En este escenario, se utilizaron las proyecciones de demanda de GLP proyectada para cada año del periodo 2014-2023, para de todos los sectores (residencial, contrabando y mal uso, y sectores no residenciales y beneficencia) en el escenario contrafactual, para obtener el volumen total de GLP requerido para satisfacer la demanda. Posteriormente se realizaron 2 estimaciones del subsidio:

- a)* Valorando el subsidio del volumen demandado total, al costo de oportunidad, es decir, en base a la diferencia en US\$ por BEP, entre el precio de importación del GLP (incluido el costo de comercialización interna) y el precio de venta al público.
- b)* Valorando el subsidio de una parte del volumen demandado total, en base a la diferencia en US\$ por BEP entre el costo de producción nacional del GLP (más costo de comercialización interna) y el precio de venta al público; y, valorando el subsidio del resto del volumen demandado, en base a la diferencia en US\$ por BEP, entre el precio de importación del GLP y el precio de venta al público.

Para proyectar el costo de producción nacional más el costo de comercialización interna, por BEP de GLP para el periodo 2014-2023, se utilizó como base la serie de costos de producción

nacional incluido costo de comercialización, hasta el año 2013<sup>11</sup>. Dicha serie de costo de producción nacional incluido costo de comercialización, fue proyectada, para el periodo 2014-2023, aplicando como tasa de crecimiento anual, la mediana de la inflación anual histórica del país (para el periodo 2005-2013). El supuesto implícito es que los costos de producción aumentarán al ritmo de la inflación anual, bajo el supuesto de que las tasas de inflación anual en el periodo 2014-2023 serán similares a las observadas en el pasado. El costo de producción nacional, incluyendo el costo de comercialización interna, se presenta a continuación.

**Tabla 29 Proyección de costos de producción nacional del GLP (incluye costo de comercialización interna) 2014 – 2023**

Año	Costo de producción nacional del GLP (BEP)
2013	37.6
2014	38.8
2015	40.1
2016	41.4
2017	42.8
2018	44.2
2019	45.7
2020	47.2
2021	48.7
2022	50.3
2023	52.0

**Fuente y elaboración:** ECONOMICA -CIC- División Técnica de Investigación

Para proyectar el precio de importación incluido costo de comercialización, por BEP de GLP, para el mismo periodo 2014-2023, se utilizó como base para la proyección, las series históricas del precio de importación y costo de comercialización interna respectivamente, para el periodo 2007-2013<sup>12</sup>. En primer lugar se proyectó la serie histórica del precio de importación, aplicando como tasa de crecimiento anual de dicho precio, a las tasas de crecimiento anual de un BEP de gas propano, calculadas a partir de la información obtenida de la EIA para el periodo 2014-2023<sup>13</sup>. En segundo lugar, se calculó la relación entre el precio de importación más el costo de comercialización interna, y, el precio de importación sin incluir el costo de

<sup>11</sup> Las fuentes y los supuestos utilizados para construir dicha serie se detallan en la subsección Subsidio a los combustibles y gas licuado de petróleo: 2007 – 2013, Subsidio al GLP, de esta Sección Metodológica.

<sup>12</sup> Las fuentes y los supuestos utilizados para construir ambas series se detallan en la subsección Subsidio a los combustibles y gas licuado de petróleo: 2007 – 2013, Subsidio al GLP, de esta Sección Metodológica.

<sup>13</sup> <http://www.eia.gov/oiaf/aeo/tablebrowser/#release=AEO2014ER&subject=0-AEO2014ER&table=12-AEO2014ER&region=0-0&cases=full2013-d102312a.ref2014er-d102413a>.

Corresponde al Annual Energy Outlook 2014 Early Release. Descargado el 25 de Julio de 2014. La información descargada de la EIA corresponde a los precios proyectados por galón de gas propano, en dólares nominales, en la sección Refined Petroleum Product Prices. Esta información de precios por galón fue convertida a US\$ por BEP de propano, y se calculó la tasa de crecimiento anual de la serie obtenida. Dicha serie de tasa de crecimiento anual se aplicó en cada año, como tasa de crecimiento anual, al precio de importación del GLP, empezando con el precio de importación históricamente observado en el año 2013.



comercialización interna, del año 2013; el precio relativo obtenido (1,148) fue multiplicado por la serie proyectada de precios de importación para obtener una proyección de los precios de importación incluidos los costos de comercialización interna. Estas estimaciones se presentan en la siguiente tabla.

**Tabla 30 Proyección de precios de importación del GLP (incluye costo de comercialización interna) 2014 – 2023**

Año	Precio de importación del GLP (no incluye costo de comercialización interna) $(a)_t = (a)_{t-1} * (1 + (b))$ BEP	Tasas de crecimiento del precio de un BEP de gas propano (b)	Precio de importación del GLP (con costo de comercialización interna)/Precio de importación del GPL (sin costo de comercialización interna) (c)	Precio de importación del GLP (incluye costo de comercialización interna) (d) = (a)*(c) BEP
2013	68.7		1.148	78.9
2014	68.2	-0.7%	1.148	78.4
2015	67.4	-1.3%	1.148	77.4
2016	68.4	1.5%	1.148	78.6
2017	71.2	4.1%	1.148	81.8
2018	73.7	3.5%	1.148	84.7
2019	75.7	2.7%	1.148	86.9
2020	77.5	2.3%	1.148	89.0
2021	79.7	2.9%	1.148	91.6
2022	81.9	2.7%	1.148	94.0
2023	83.9	2.4%	1.148	96.3

**Notas:**

(1) Calculado en base a las proyecciones del Annual Energy Outlook 2014 Early Release. EIA. 2014.

(2) Se asume que la relación entre el precio de importación de GLP con costo de comercialización interna y el precio de importación del GLP sin costo de comercialización interna, del año 2013, se mantiene constante hasta el año 2023.

**Fuente:** Banco Central del Ecuador / EIA

**Elaboración:** ECONOMICA -CIC- División Técnica de Investigación

### Subsidio valorado a costo de oportunidad

Para calcular el subsidio en este escenario, valorado a costo de oportunidad, se multiplicó en cada año, la proyección del volumen de GLP que demandaría cada sector en dicho escenario, por el subsidio por BEP, para dicho sector. Así, en el caso del sector residencial, contrabando y mal uso, y, beneficencia, respectivamente, el volumen demandado de GLP por estos 3 sectores, se multiplicó por la diferencia entre el precio de importación incluido costo de comercialización proyectado, y el precio por BEP de gas de uso doméstico (US\$12.107), debido a que dichos sectores estarían pagando la tarifa oficial de gas de uso doméstico en la actualidad.

Por otro lado, para el caso del sector agroindustrial y comercial, el volumen demandado de GLP por parte de estos sectores, es multiplicado por la diferencia entre el precio de importación incluido costo de comercialización proyectado, y el precio por BEP de GLP que

dichos sectores pagan en la actualidad (igual a US\$38.59 por BEP). En todos los casos, se asume constante para todo el periodo de la proyección, el precio por BEP que cada sector paga actualmente por un BEP de GLP. Los resultados se muestran a continuación:

**Tabla 31 Escenario Contrafactual: Sin eliminación del subsidio al GLP y sin programa de cocinas de inducción**

**Proyección del subsidio al GLP 2014-2023 (en base al costo de oportunidad)**

Año	Demanda de GLP* (escenario contrafactual) BEP (a)	Subsidio** US\$/BEP (b)	Subsidio 1 (escenario contrafactual) US\$ (c)=(a)*(b)	Demanda de GLP*** (escenario contrafactual) BEP (d)	Subsidio US\$/BEP (e)	Subsidio 2 (escenario contrafactual) US\$ (f)=(d)*(e)	Total Subsidio (escenario contrafactual) US\$ (g)=(c)+(f)
2014	10,849,366.8	66.3	718,812,975.8	221,235.4	39.8	8,798,925.9	727,611,901.7
2015	10,984,217.3	65.3	716,844,047.3	224,709.7	38.8	8,714,049.6	725,558,097.0
2016	11,118,272.0	66.4	738,803,529.3	229,105.7	40.0	9,156,750.9	747,960,280.2
2017	11,251,445.3	69.7	784,008,058.8	233,048.0	43.2	10,067,330.3	794,075,389.1
2018	11,383,646.4	72.5	825,851,687.6	237,161.8	46.1	10,924,875.0	836,776,562.6
2019	11,514,852.9	74.8	861,601,304.6	241,454.8	48.3	11,672,666.3	873,273,970.9
2020	11,645,030.3	76.9	894,992,977.3	245,934.4	50.4	12,388,718.5	907,381,695.8
2021	11,779,118.9	79.5	935,965,709.7	250,609.0	53.0	13,276,666.2	949,242,376.0
2022	11,912,844.0	81.9	975,929,469.3	255,487.1	55.4	14,164,289.7	990,093,759.0
2023	12,046,570.1	84.2	1,014,482,173.3	260,577.5	57.7	15,043,460.7	1,029,525,634.0

\*Sector residencial, contrabando, y beneficencia

\*\* Precio de importación – precio del gas de uso doméstico (US\$12.1)

\*\*\* Sector agroindustrial y vehicular

\*\*\*\* Precio de importación - precio del gas sector agroindustrial/vehicular (US\$ 38.59)

**Fuente:** Proyecciones de demanda de GLP y de precios de importación realizadas por ECONOMICA

**Elaboración:** ECONOMICA -CIC- División Técnica de Investigación

### Subsidio diferenciado: valorado una parte en base al costo de producción nacional y el resto en base al precio de importación

En este caso, para calcular el subsidio, se restó de la demanda del sector residencial (la más importante por su participación en el volumen demandado total), la producción proyectada de GLP<sup>14</sup> para establecer el monto de la demanda de dicho sector que tendría que ser satisfecha a través de importaciones. Posteriormente, el subsidio de la porción de la demanda del sector residencial que sería cubierto por producción nacional, se valoró en base a la diferencia entre el costo de producción nacional por BEP (incluido costo de comercialización) y el precio por BEP que paga el sector residencial actualmente (US\$12.1); este último se asume constante para todo el periodo de la proyección. En cambio, el subsidio de la porción de la demanda del sector residencial que sería cubierto por importaciones, se valoró en base a la diferencia entre el precio de importación por BEP (incluido costo de comercialización) y el precio por BEP que paga el sector residencial actualmente (US\$ 12.1). Ya que la demanda de los otros sectores (contrabando y mal uso, sectores no residenciales y beneficencia), tendría que ser cubierta por importaciones, el subsidio correspondiente al volumen demandado por cada uno de estos

<sup>14</sup> En la sección correspondiente a “Oferta y Utilización de combustibles”, de esta Sección Metodológica, se detalla cómo se proyectó la producción de GLP para el periodo 2014-2023.

sectores se calculó como la multiplicación del volumen demandado por cada sector, y la diferencia entre el precio de importación por BEP, y el precio por BEP que actualmente paga dicho sector.

El cálculo del subsidio correspondiente se presenta en las 2 siguientes tablas:

**Tabla 32 Escenario Contrafactual: Sin eliminación del subsidio al GLP y sin programa de cocinas de inducción**

**Proyección del subsidio al GLP 2014-2023**

(calculado en base a diferenciar producción nacional de importaciones)

Año	Producción nacional de GLP proyectada BEP (a)	Demanda de GLP sector residencial (Escenario contrafactual) BEP (b)	Demanda de GLP sector residencial cubierto por importaciones (Escenario contrafactual) BEP (c)=(b)-(a)	Subsidio* US\$/BEP (d)	Subsidio** US\$/BEP (e)	Subsidio sector residencial US\$ (f)=(a)*(d)+(c)*(e)
2014	2,562,150.3	8,596,867.0	6,034,716.7	26.7	66.3	468,295,533.9
2015	2,558,642.0	8,731,701.7	6,173,059.7	28.0	65.3	474,518,768.0
2016	3,057,527.0	8,865,736.4	5,808,209.4	29.3	66.4	475,628,699.5
2017	3,008,133.0	8,998,891.8	5,990,758.8	30.7	69.7	509,780,845.3
2018	3,049,886.0	9,131,074.2	6,081,188.2	32.1	72.5	539,103,893.1
2019	3,092,220.0	9,262,261.2	6,170,041.2	33.6	74.8	565,476,772.6
2020	3,135,140.0	9,392,418.3	6,257,278.3	35.1	76.9	590,879,333.0
2021	3,178,657.0	9,526,485.6	6,347,828.6	36.6	79.5	620,841,203.7
2022	3,222,778.0	9,660,188.5	6,437,410.5	38.2	81.9	650,612,888.6
2023	3,267,511.0	9,793,891.5	6,526,380.5	39.9	84.2	679,992,582.3

\*Costo de producción nacional - precio del gas de uso doméstico (US\$12.1)

\*\*Precio de importación - precio del gas de uso doméstico (US\$12.1)

Año	Demanda de GLP* (escenario contrafactual) BEP (g)	Subsidio* (h)=(g)*(e)	Demanda de GLP** (escenario contrafactual) BEP (i)	Subsidio*** (US\$/BEP) (j)	Subsidio** (US\$) (k)=(i)*(j)	Total Subsidio (US\$) (escenario contrafactual) (l)=(f)+(h)+(k)
2014	2,252,499.8	149,236,918.6	221,235.4	39.8	8,798,925.9	626,331,378.4
2015	2,252,515.6	147,002,042.5	224,709.7	38.8	8,714,049.6	630,234,860.1
2016	2,252,535.5	149,679,843.5	229,105.7	40.0	9,156,750.9	634,465,293.9
2017	2,252,553.5	156,959,397.1	233,048.0	43.2	10,067,330.3	676,807,572.7
2018	2,252,572.2	163,417,806.7	237,161.8	46.1	10,924,875.0	713,446,574.8
2019	2,252,591.7	168,550,648.9	241,454.8	48.3	11,672,666.3	745,700,087.8
2020	2,252,612.0	173,127,240.3	245,934.4	50.4	12,388,718.5	776,395,291.7
2021	2,252,633.3	178,993,653.3	250,609.0	53.0	13,276,666.2	813,111,523.3
2022	2,252,655.5	184,543,074.3	255,487.1	55.4	14,164,289.7	849,320,252.6
2023	2,252,678.6	189,705,640.0	260,577.5	57.7	15,043,460.7	884,741,683.0

\* Contrabando y beneficencia

\*\* Sector agroindustrial y vehicular

\*\*\* Precio de importación - precio del gas para sectores no residenciales (US\$ 38,59)

**Fuente:** Proyecciones de demanda de GLP, costos de producción nacional y precios de importación realizadas por ECONOMICA CIC

**Elaboración:** ECONOMICA -CIC- División Técnica de Investigación

ECONÓMICA -Centro de Investigaciones Cuantitativas para el Desarrollo Económico y Social-  
Italia N30-36 y Av. Eloy Alfaro  
Teléfono: (593) 2 2233811 /3237802  
Web site [www.economica.com.ec](http://www.economica.com.ec)  
Email: [info@economica.com.ec](mailto:info@economica.com.ec)

## **2) Escenario: Eliminación del subsidio al GLP en el año 2016 y cronograma de penetración de cocinas de inducción al mercado del PME 2013-2022**

En este caso, para calcular el subsidio, se restó de la demanda del sector residencial (la más importante por su participación en el volumen demandado total), la producción proyectada de GLP<sup>15</sup> para establecer el monto de la demanda de dicho sector que tendría que ser satisfecha a través de importaciones. Posteriormente, el subsidio de la porción de la demanda del sector residencial que sería cubierto por producción nacional, se valoró en base a la diferencia entre el costo de producción nacional por BEP (incluido costo de comercialización) y el precio por BEP que paga el sector residencial actualmente (US\$ 12.1); este último se asume constante para todo el periodo de la proyección. En cambio, el subsidio de la porción de la demanda del sector residencial que sería cubierto por importaciones, se valoró en base a la diferencia entre el precio de importación por BEP (incluido costo de comercialización) y el precio por BEP que paga el sector residencial actualmente (US\$ 12.1). Ya que la demanda de los otros sectores (contrabando y mal uso, sectores no residenciales y beneficencia), tendría que ser cubierta por importaciones, el subsidio correspondiente al volumen demandado por cada uno de estos sectores se calculó como la multiplicación del volumen demandado por cada sector, y la diferencia entre el precio de importación por BEP, y el precio por BEP que actualmente paga dicho sector.

### **Subsidio valorado a costo de oportunidad**

En este caso, se calculó el subsidio, utilizando el costo de oportunidad (diferencia entre el precio de importación por BEP (incluido costo de comercialización), y la tarifa pagada actualmente por cada sector por BEP) para valorar cada BEP subsidiado. Se adoptó el supuesto, de que el subsidio desaparece en el año 2016.

Como se observa en el siguiente cuadro, se valoró el volumen de BEP demandado por cada sector en este escenario de eliminación de subsidio al GLP, de acuerdo a lo explicado en el párrafo anterior.

<sup>15</sup> En la sección correspondiente a “Oferta y Utilización de combustibles”, de esta Sección Metodológica, se detalla cómo se proyectó la producción de GLP para el periodo 2014-2023.

**Tabla 33 Escenario: Eliminación del subsidio al GLP en el año 2016 y cronograma de penetración de cocinas de inducción al mercado**  
**Proyección del subsidio al GLP 2014-2023 (en base al costo de oportunidad)**

Año	Demanda de GLP* (escenario eliminación subsidio) BEP (a)	Subsidio** (US\$/BEP) (b)	Subsidio* (escenario eliminación subsidio) US\$ (c)=(a)*(b)	Demanda de GLP*** (escenario eliminación subsidio) BEP (d)	Subsidio**** (US\$/BEP) (e)	Subsidio*** (escenario eliminación subsidio) US\$ (f)=(d)*(e)	Total Subsidio (escenario eliminación subsidio) US\$ (g)=(c)+(f)
2014	10,849,366.8	66.3	718,812,975.8	221,235.4	39.8	8,798,925.9	727,611,901.7
2015	10,353,645.7	65.3	675,692,141.0	224,709.7	38.8	8,714,049.6	684,406,190.6
2016	6,170,381.3			223,885.9			
2017	2,348,578.9		-	222,428.7		-	-
2018	1,837,098.2		-	220,951.7		-	-
2019	1,301,187.7		-	219,450.0		-	-
2020	940,232.4		-	217,918.1		-	-
2021	763,102.3		-	216,350.5		-	-
2022	763,094.9		-	214,740.9		-	-
2023	763,087.4		-	213,082.6		-	-

\* Sector Residencial, Contrabando y Beneficencia

\*\* Precio de importación - precio del gas de uso doméstico (US\$ 12.1)

\*\*\* Sector Agroindustrial y Vehicular

\*\*\*\* Precio de importación - precio del gas sector agroindustrial/vehicular (US\$ 38,59)

**Fuente:** Proyecciones de demanda de GLP, y de precios de importación de GLP realizadas por ECONOMICA CIC

**Elaboración:** ECONOMICA -CIC- División Técnica de Investigación

### **Subsidio diferenciado: valorado una parte en base al costo de producción nacional y el resto en base al precio de importación**

En este caso, para calcular el subsidio, al igual que se hizo en el caso del escenario contrafactual, se restó de la demanda del sector residencial (la más importante por su participación en el volumen demandado total), la producción proyectada de GLP<sup>16</sup> para establecer el monto de la demanda de dicho sector que tendría que ser satisfecha a través de importaciones. Posteriormente, el subsidio de la porción de la demanda del sector residencial que sería cubierto por producción nacional, se valoró en base a la diferencia entre el costo de producción nacional por BEP (incluido costo de comercialización) y el precio por BEP que paga el sector residencial actualmente (US\$12.1); este último se asume constante para todo el periodo de la proyección.

En cambio, el subsidio de la porción de la demanda del sector residencial que sería cubierto por importaciones, se valoró en base a la diferencia entre el precio de importación por BEP (incluido costo de comercialización) y el precio por BEP que paga el sector residencial actualmente (US\$12.1). Ya que la demanda de los otros sectores (contrabando y mal uso, sectores no residenciales y beneficencia), tendría que ser cubierta por importaciones, el subsidio

<sup>16</sup> En la sección correspondiente a "Oferta y Utilización de combustibles", de esta Sección Metodológica, se detalla cómo se proyectó la producción de GLP para el periodo 2014-2023.

correspondiente al volumen demandado por cada uno de estos sectores se calculó como la multiplicación del volumen demandado por cada sector, y la diferencia entre el precio de importación por BEP, y el precio por BEP que actualmente paga dicho sector. Esta metodología se aplicó hasta el año 2015, debido a que a partir de 2016, en este escenario ya no existiría ningún subsidio por BEP de GLP.

Los resultados del subsidio estimado se presentan a continuación en las siguientes 2 tablas.

**Tabla 34 Escenario: Eliminación del subsidio al GLP en el año 2016 y cronograma de penetración de cocinas de inducción al mercado**

**Proyección del subsidio al GLP 2014-2023**

(calculado en base a diferenciar costos de producción nacional y precio de importación)

Año	Producción nacional de GLP proyectada BEP (a)	Demanda de GLP sector residencial (Escenario eliminación subsidio) BEP (b)	Demanda de GLP sector residencial cubierto por importaciones (Escenario eliminación subsidio) BEP (c)=(b)-(a)	Subsidio* (US\$/BEP) (d)	Subsidio** (US\$/BEP) (e)	Subsidio Sector Residencial (f)=(a)*(d)+(c)*(e)
2014	2,562,150.3	8,596,867.0	6,034,716.7	26.7	66.3	468,295,533.9
2015	2,558,642.0	8,101,130.1	5,542,488.1	28.0	65.3	433,366,861.6
2016	3,057,527.0	6,169,363.6	3,111,836.6			
2017	3,008,133.0	2,347,567.9				
2018	3,049,886.0	1,836,093.9				
2019	3,092,220.0	1,300,190.2				
2020	3,135,140.0	939,241.8				
2021	3,178,657.0	762,118.8				
2022	3,222,778.0	762,118.8				
2023	3,267,511.0	762,118.8				

\*Costo de producción nacional - precio del gas de uso doméstico (US\$12.1)

\*\*Precio de importación - precio del gas de uso doméstico (US\$12.1)

Año	Demanda de GLP* (escenario eliminación subsidio) BEP (g)	Subsidio* (h)=(g)*(e)	Demanda de GLP** (escenario eliminación subsidio) BEP (i)	Subsidio*** (US\$/BEP) (j)	Subsidio** (US\$) (k)=(i)*(j)	Total Subsidio (escenario eliminación subsidio) US\$ (l)=(f)+(h)+(k)
2014	2,252,499.8	149,236,918.6	221,235.4	39.8	8,798,925.9	626,331,378.4
2015	2,252,515.6	147,002,042.5	224,709.7	38.8	8,714,049.6	589,082,953.8
2016	1,017.7	-	223,885.9	-	-	-
2017	1,011.0	-	222,428.7	-	-	-
2018	1,004.3	-	220,951.7	-	-	-
2019	997.5	-	219,450.0	-	-	-
2020	990.5	-	217,918.1	-	-	-
2021	983.4	-	216,350.5	-	-	-
2022	976.1	-	214,740.9	-	-	-
2023	968.6	-	213,082.6	-	-	-

\* Contrabando y beneficencia

\*\* Sector agroindustrial y vehicular

\*\*\* Precio de importación - precio del gas para sectores no residenciales (US\$38.59)

**Fuente:** Proyecciones de demanda de GLP, producción de GLP, costos de producción nacional y precios de importación de GLP realizadas por ECONOMICA CIC

**Elaboración:** ECONOMICA -CIC- División Técnica de Investigación

ECONÓMICA -Centro de Investigaciones Cuantitativas para el Desarrollo Económico y Social-  
Italia N30-36 y Av. Eloy Alfaro  
Teléfono: (593) 2 2233811 /3237802  
Web site [www.economica.com.ec](http://www.economica.com.ec)  
Email: [info@economica.com.ec](mailto:info@economica.com.ec)

### 3) Escenario focalización del subsidio a los hogares pobres a partir del año 2016:

#### Subsidio valorado a costo de oportunidad

En este Escenario de focalización del subsidio a partir del año 2016 en hogares pobres, el volumen demandado de GLP que se favorece con el subsidio estatal, es valorado en base a la diferencia entre el precio de importación proyectado por BEP de GLP, y el precio de venta interna del GLP (en el caso de los hogares pobres, el precio de venta interna corresponde al precio de venta del gas de uso doméstico, de US\$12.1 por BEP). En este Escenario, como se observa en la siguiente Tabla, el subsidio desaparece para todos los sectores a partir del año 2016, con la excepción de los hogares pobres.

**Tabla 35 Escenario: Focalización del subsidio al GLP en hogares pobres desde el año 2016 y cronograma de penetración de cocinas de inducción al mercado**  
**Proyección del subsidio al GLP 2014-2023**  
(en base al costo de oportunidad)

Año	Subsidio hogares pobres US\$ (a)	Subsidio hogares no pobres US\$ (b)	Subsidio contrabando y beneficencia US\$ (c)	Subsidio sectores agroindustrial y vehicular US\$ (d)	Total subsidio (Escenario de focalización del subsidio al GLP en hogares pobres) US\$ (e)=(a)+(b)+(c)+(d)
2014	145,239,586.5	424,334,162.6	149,236,918.6	8,798,925.9	727,609,593.6
2015	145,307,402.0	383,380,387.2	147,002,042.5	8,714,049.6	684,403,881.4
2016	150,224,152.5				150,224,152.5
2017	159,894,867.7				159,894,867.7
2018	168,917,955.2				168,917,955.2
2019	176,725,108.7				176,725,108.7
2020	184,072,837.7				184,072,837.7
2021	193,024,806.9				193,024,806.9
2022	201,800,323.8				201,800,323.8
2023	210,314,673.7				210,314,673.7

**Fuente:** PME 2013-2022, proyecciones realizadas por ECONOMICA CIC

**Elaboración:** ECONOMICA -CIC- División Técnica de Investigación

#### Subsidio diferenciado: valorado una parte en base al costo de producción nacional y el resto en base al precio de importación

En este Escenario, se asumió que la producción nacional de GLP, proyectada por ECONOMICA CIC, se destinaría en primera instancia a satisfacer la demanda de GLP de los hogares pobres a los cuales se focalizaría el subsidio estatal en este Escenario. El volumen de producción de GLP restante, después de cubrir la demanda de los hogares pobres, se utilizaría para cubrir la demanda de GLP de los hogares no pobres. Finalmente, la demanda de GLP por parte de hogares no pobres, que no es cubierta por producción nacional, es cubierta por importaciones en este Escenario, tal como se presenta en las siguientes dos tablas. En el caso



de los sectores de contrabando, beneficencia, agroindustrial y vehicular respectivamente, no se benefician del subsidio a partir del año 2016, y previo a aquello, en el periodo 2014-2015, el subsidio correspondiente a dichos sectores se calculó en base al diferencial entre el precio de importación del GLP por BEP proyectado por ECONOMICA CIC y el precio de venta interno del GLP por BEP, aplicable al sector correspondiente, debido a que la demanda de estos sectores solo puede ser cubierta por medio de importaciones bajo los supuestos descritos.

La siguiente Tabla presenta el cálculo del subsidio por sector, y el subsidio total estimado.

**Tabla 36 Escenario: Focalización del subsidio al GLP en hogares pobres desde el año 2016 y cronograma de penetración de cocinas de inducción al mercado**

**Proyección del subsidio al GLP 2014-2023**

(en base a diferenciar costos de producción nacional y precio de importación)

Año	Producción nacional de GLP proyectada BEP (a)	Demanda de GLP hogares pobres (b)	Producción nacional excedente para otros sectores después de cubrir la demanda de hogares pobres (c)=(a)-(b)	Demanda de GLP hogares no pobres (d)	Demanda de GLP de hogares no pobres cubierto por importaciones (e)=(d)-(c)	Subsidio* US\$/BEP (f)
2014	2,562,150.3	2,192,166.2	369,984.1	6,404,665.9	6,034,681.8	26.7
2015	2,558,642.0	2,226,548.6	332,093.4	5,874,546.2	5,542,452.7	28.0
2016	3,057,527.0	2,260,726.9	796,800.1	3,953,816.1	3,157,015.9	29.3
2017	3,008,133.0	2,294,681.0	713,452.0	1,072,667.9	359,215.9	30.7
2018	3,049,886.0	2,328,386.9	721,499.1	952,371.0	230,872.0	32.1
2019	3,092,220.0	2,361,839.1	730,380.9	828,046.2	97,665.2	33.6
2020	3,135,140.0	2,395,028.6	740,111.4	699,735.2		35.1
2021	3,178,657.0	2,429,215.2	749,441.8	567,778.5		36.6
2022	3,222,778.0	2,463,308.9	759,469.1	567,778.5		38.2
2023	3,267,511.0	2,497,402.6	770,108.4	567,778.5		39.9

Año	Subsidio** US\$/BEP (g)	Subsidio sector residencial (h)=(b)*(f)+(c)*(f)+(e)*(g) hasta 2015; (h)=(b)*(f) desde 2016	Subsidio contrabando y beneficencia US\$ (i)	Subsidio agroindustrial y vehicular US\$ (j)	Total Subsidio (Escenario focalización del subsidio GLP en hogares pobres) US\$ (k)=(h)+(i)+(j)
2014	66.3	468,293,225.8	149,236,918.6	8,798,925.9	626,329,070.2
2015	65.3	433,364,552.4	147,002,042.5	8,714,049.6	589,080,644.6
2016		66,306,278.8			66,306,278.8
2017		70,439,971.8			70,439,971.8
2018		74,763,639.0			74,763,639.0
2019		79,284,117.2			79,284,117.2
2020		84,008,348.4			84,008,348.4
2021		88,989,946.1			88,989,946.1
2022		94,201,030.7			94,201,030.7
2023		99,654,351.4			99,654,351.4

\*Costo de producción nacional – precio del gas de uso doméstico (US\$ 12.1))

\*\*Precio de importación – precio del gas de uso doméstico (US\$12.1)

**Fuente:** Proyecciones de demanda de GLP, producción de GLP, costos de producción nacional y precios de importación de GLP realizadas por ECONOMICA CIC

**Elaboración:** ECONOMICA -CIC- División Técnica de Investigación

### **Proyección Oferta y utilización de combustibles periodo 2014-2023:**

Se proyectó la producción, consumo interno, importaciones y exportaciones de cada combustible (gas natural, gas licuado de petróleo (GLP), fuel oil 4, fuel oil 6, y diésel 2); todo en barriles equivalentes de petróleo, para posteriormente utilizar las cifras de exportaciones e importaciones para realizar las proyecciones de balanza comercial. A continuación se describe como se proyectó cada componente de la oferta (producción e importaciones) y la utilización (consumo interno y exportaciones) de cada combustible:

En primer lugar, se partió como base de la oferta-utilización históricamente observada de cada combustible, para el periodo 2007-2013. Para esto se obtuvo la serie de producción de derivados <sup>17</sup>; adicionalmente se obtuvieron las series históricas de importaciones y exportaciones de cada combustible<sup>18</sup>.

Por otra parte, para obtener la serie histórica de consumo interno de combustibles, se dividió dicho consumo, en el caso de los combustibles utilizados en generación termoeléctrica, con la excepción del fuel oil 6 y gas natural, en “consumo para generación eléctrica”, y “consumo otros” que recoja cualquier otro uso interno (doméstico) dado a cada combustible.

La serie histórica de “consumo para generación eléctrica” se obtuvo del CENACE - Informe Anual 2013 (combustibles galones 2013 y gas natural en pies cúbicos 2007-2013). En el caso específico del fuel oil 6, los datos de “consumo para generación eléctrica” corresponden a los datos de producción destinada a Termoesmeraldas, cuya fuente son los Informes de Cifras Petroleras 2007-2013 de Petroecuador. Y, en el caso del fuel oil 4, los datos históricos de “consumo para generación termoeléctrica” del periodo 2007-2013, corresponden a los datos del CENACE de consumo para generación eléctrica de “Fuel oil 4+residuos”, al no presentarse los datos por separado de fuel oil 4 y residuos respectivamente.

En el caso del GLP, solo se consideró consumo interno correspondiente a “consumo otros”, al no ser un combustible utilizado en la generación termoeléctrica; dicho “consumo otros” se calculó como el total de la oferta (producción nacional más importaciones) registrada en cada año del periodo 2007-2013. La oferta utilización histórica de cada combustible, se presenta a continuación. De igual manera, en el caso del Fuel oil 6 y el gas natural, se asumió que no existen otras utilidades internas de estos combustibles fuera del “consumo para generación eléctrica”.

<sup>17</sup> La serie histórica de producción es de fuente Petroecuador (Informe cifras petroleras 2007-2013). Cabe señalar que de acuerdo al Balance Energético Nacional 2013, los datos de producción de gas natural son mayores a los de fuente Petroecuador, y, existe consumo de gas natural distinto al de generación eléctrica. Se utilizaron los datos de Petroecuador para mantener uniformidad en la metodología.

<sup>18</sup> Banco Central del Ecuador, información estadística mensual a julio 2014 para el Diesel 2 y GLP; Petroecuador (Informe cifras petroleras 2007-2013) para el caso del fuel oil 4 y el fuel oil 6.

**Tabla 37 Oferta y Utilización histórica de Combustibles**

Categoría		Miles de barriles equivalentes de petróleo						
		2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013
<i>Gas natural</i>	<i>Producción</i>	1,798	1,530	1,530	2,015	1,469	1,432	1,395
	<i>Importaciones*</i>	-	-	-	-	-	-	-
	<i>Exportaciones</i>							
	<i>Consumo para generación eléctrica</i>	1,798	1,516	1,801	2,015	1,459	2,413	2,794
	<i>Consumo otros</i>							
<i>GLP</i>	<i>Producción</i>	1,401	2,073	2,159	1,991	2,530	2,674	2,604
	<i>Importaciones</i>	9,700	9,286	9,127	9,407	9,735	9,012	9,565
	<i>Exportaciones</i>	-	-	-	-	-	-	-
	<i>Consumo para generación eléctrica</i>	-	-	-	-	-	-	-
	<i>Consumo otros</i>	11,101	11,360	11,287	11,398	12,265	11,686	12,169
<i>Fuel oil 4</i>	<i>Producción</i>	8,467	8,862	9,174	8,907	9,850	9,048	8,818
	<i>Importaciones</i>	-	-	-	-	-	-	-
	<i>Exportaciones</i>	-	-	-	-	230	-	-
	<i>Consumo para generación eléctrica</i>	5,436	5,073	6,189	6,136	6,638	7,805	8,954
	<i>Consumo otros</i>	6,311	5,831	5,721	4,670	5,959	5,235	4,330
<i>Fuel oil 6</i>	<i>Producción</i>	16,943	15,408	13,307	11,343	13,548	12,230	10,765
	<i>Importaciones</i>	-	-	-	-	-	-	-
	<i>Exportaciones</i>	13,663	13,366	10,571	9,443	10,571	8,238	6,203
	<i>Consumo para generación eléctrica</i>	3,280	2,042	2,736	1,900	2,977	3,992	4,562
	<i>Consumo otros</i>	-	-	-	-	-	-	-
<i>Diesel 2</i>	<i>Producción</i>	11,179	11,188	11,180	7,962	11,103	5,594	6,943
	<i>Importaciones</i>	11,844	11,160	13,675	19,453	15,089	17,023	20,841
	<i>Exportaciones</i>	-	-	-	-	-	-	-
	<i>Consumo para generación eléctrica</i>	1,968	1,034	2,695	5,396	2,227	1,518	2,289
	<i>Consumo otros</i>	21,055	21,314	22,160	22,020	23,965	21,098	25,495

\*De acuerdo a los datos de producción y consumo para generación termoeléctrica reportados para el gas natural, los años en los que el consumo es mayor a la producción deberían haber importaciones para cubrir el consumo, pero no hay registro de éstas en estadísticas oficiales.

**Fuentes:** Petroecuador – Informe Cifras Petroleras 2007-2013 / BCE – Información Estadística mensual junio 2014 / CENACE – Informes anuales

**Elaboración:** ECONOMICA -CIC- División Técnica de Investigación

#### a) Proyecciones de Producción de cada combustible:

Para proyectar la producción de cada uno de los combustibles mencionados, en primer lugar se calculó la relación entre el crudo destinado a producción de derivados ( $ci_t$ ) y el volumen total de producción de derivados ( $ptd_t$ ) en 2013:

$$cpd_t = \frac{ci_t}{ptd_t}$$

De esta forma, a partir de obtener la proyección de crudo para consumo interno, se puede obtener una proyección de volumen total de derivados, igual al volumen de crudo destinado al consumo interno ( $ci_t$ ), dividido para la relación insumo-producto ( $cpd_t$ ). Por otra parte, para proyectar el crudo destinado a la producción de derivados se utilizó las proyecciones realizadas para la Proforma Presupuestaria 2014 para los periodos 2014 a 2017; siendo el crudo destinado a la producción de derivados la diferencia entre el crudo extraído total menos crudo exportado. Para proyectar la serie de 2018 a 2023 se utilizó el promedio de la tasa de crecimiento de 2008 a 2012, lo cual se justifica por ser años en la que la Refinería Esmeraldas estaba normalmente operacional.

Una vez proyectado el volumen total de producción de derivados de petróleo, se distribuye esta producción a cada derivado utilizando la proporción del volumen de producción de cada derivado en el total del año 2013<sup>19</sup>. Para el caso del gas natural que no es un derivado, la proyección se calculó utilizando el promedio de crecimiento de 2011-2012.

#### b) Proyecciones de consumo interno de cada combustible:

A continuación se describe la metodología para proyectar el consumo interno de cada combustible:

##### ***Gas Natural***

Se asumió que este combustible no se utiliza para otros usos distintos a la generación eléctrica<sup>20</sup>. La proyección del volumen de gas natural destinado a “consumo para generación eléctrica”, proviene de la estimación de los combustibles que serán utilizados en las generadoras termoelectricas, en cada uno de los 3 escenarios descritos para la oferta de energía eléctrica, cuya metodología de estimación se detalla en la subsección Proyección de oferta de energía eléctrica, en esta Sección Metodológica.

<sup>19</sup> Para el año 2014, dado que ya se cuenta con datos reales de producción por combustible, para el periodo enero-mayo 2014 (Información Estadística Mensual, de junio de 2014 (BCE)), la producción de dicho año de GLP, fuel oil 4, y diésel 2 se proyectó utilizando el dato real hasta mayo; se asumió la producción de junio igual a la de mayo y posteriormente se duplicó la producción del semestre para obtener el dato anual.

<sup>20</sup> De acuerdo al Balance Energético Nacional 2013, los datos de producción son mayores a los de Petroecuador y existe consumo de gas natural distinto al de generación eléctrica. Se conservó los datos de Petroecuador para mantener uniformidad en la metodología.

### ***Gas Licuado de Petróleo***

El GLP no es utilizado para la generación eléctrica, por lo que su uso es principalmente residencial. La proyección de consumo interno de GLP (denominado “consumo otros” para el caso específico del GLP, en los cuadros oferta utilización) está basada en los supuestos de cada escenario referentes al cumplimiento del cronograma de expansión de generación eléctrica y la eliminación del subsidio al GLP en el 2016 y la migración a las cocinas de inducción. El detalle de cómo se proyectó el consumo del sector residencial, industrial, y otros sectores, incluyendo el GLP destinado al contrabando y mal uso, en diferentes escenarios, se detallan en la subsección referente a Proyección de demanda de GLP, en esta Sección Metodológica.

### ***Fuel Oil 4***

La serie histórica de consumo de fuel oil 4 para generación eléctrica corresponde a las cifras de consumo de generación eléctrica del CENACE correspondiente a “fuel oil 4 +residuos”, del CENACE, que no desagrega la porción correspondiente a fuel oil 4 de dicho total. De su parte, la proyección del volumen de fuel oil 4 destinado a “consumo para generación eléctrica”, proviene de la estimación de los combustibles que serán utilizados en las generadoras termoeléctricas, en cada uno de los 3 escenarios descritos para la oferta de energía eléctrica, cuya metodología de estimación se detalla en la subsección Proyección de oferta de energía eléctrica, en esta Sección Metodológica

Adicionalmente, para proyectar el “consumo otros” de Fuel oil 4, en primer lugar se calculó la diferencia, entre la oferta de este combustible (producción en este caso porque las importaciones son iguales a 0), y la suma de: “consumo para generación eléctrica” y “exportaciones” de este combustible, en el periodo 2007-2013, a fin de obtener el “consumo otros” histórico del Fuel oil 4 para este periodo. Posteriormente, dicha serie fue proyectada, para los años 2014 – 2023 con MCO en función del PIB real.

### ***Fuel Oil 6***

Cabe señalar que la serie histórica de “consumo para generación eléctrica”, de este combustible, corresponde a la producción destinada a Termoesmeraldas en Informes de cifras petroleras 2007-2013 de Petroecuador. Mientras tanto, la proyección de dicho “consumo para generación eléctrica” para el periodo 2014-2023, proviene de la estimación de los combustibles que serán utilizados en las generadoras termoeléctricas, en cada uno de los 3 escenarios descritos para la oferta de energía eléctrica, cuya metodología de estimación se detalla en la subsección Proyección de oferta de energía eléctrica, en esta Sección Metodológica

El “consumo otros” se asumió que no existe para el caso del Fuel oil 6 y que por tanto su única utilización a nivel interno es “consumo para generación eléctrica”.

### ***Diesel 2***

Una vez más, la proyección del “consumo para generación eléctrica” del diésel 2 proviene de la estimación de los combustibles que serán utilizados en las generadoras termoeléctricas, en cada uno de los 3 escenarios descritos para la oferta de energía eléctrica, cuya metodología de estimación se detalla en la subsección Proyección de oferta de energía eléctrica, en esta Sección Metodológica.

Por su parte, para proyectar el “consumo otros” de Diesel 2, en primer lugar se calculó la diferencia, entre la oferta de este combustible (producción más importaciones), y el “consumo para generación eléctrica”, en el periodo 2007-2013, a fin de obtener el “consumo otros” histórico del Diesel 2 para este periodo. Posteriormente, dicha serie de “consumo otros” fue proyectada, para los años 2014 – 2023 con MCO en función del PIB real.

### **c) Proyecciones de importaciones y exportaciones:**

Contando con proyecciones de producción, y consumo interno de cada combustible para el periodo 2014-2023, se procedió a proyectar las importaciones y exportaciones de cada combustible. Para ello, se calculó la diferencia entre la producción y el consumo interno; si la diferencia resultante es de signo positivo, se asumió que ese excedente de producción por sobre la demanda interna se destinaría a las exportaciones; a su vez, si dicha diferencia es negativa, se asumió que ese exceso de demanda será cubierto por importaciones. De esta manera se obtuvieron las exportaciones e importaciones por cada tipo de combustible en BEP.

### **Oferta utilización por combustible para 3 escenarios:**

Cabe señalar que los cálculos de proyecciones de la oferta-utilización por combustible, se realizaron para 3 escenarios distintos. Lo que diferencia a cada escenario entre sí, es que cada uno utiliza distintas proyecciones de “consumo de generación eléctrica” por combustible, porque cada uno realiza supuestos diferentes respecto del cronograma de expansión de generación eléctrica, el subsidio al GLP y el programa de cocinas de inducción, de acuerdo a la metodología y supuestos explicados en la subsección de esta Sección Metodológica correspondiente a las Proyecciones de oferta de energía eléctrica. También hay variaciones en la demanda de GLP entre estos escenarios, por las mismas razones. De forma sucinta, dichos escenarios son:

- 1) Escenario 1:** Se cumple el cronograma de expansión de generación eléctrica, se elimina el subsidio al GLP en el 2016 y se cumple el cronograma de penetración de cocinas de inducción del PME
- 2) Escenario 2:** No se cumple con el cronograma de expansión de generación eléctrica, no se elimina el subsidio al GLP y no se introduce las cocinas de inducción.
- 3) Escenario 3:** La expansión de generación eléctrica se da únicamente con los proyectos que actualmente tienen un 50% o más de avance. Se elimina el subsidio al GLP en el 2016 y se introducen las cocinas de inducción de acuerdo al cronograma del PME.

La oferta utilización proyectada para cada combustible, para el periodo 2014-2023, se presenta a continuación para cada uno de los 3 escenarios descritos.



**Tabla 38 Escenario 1: Oferta y Utilización proyectada de Combustibles**

Categoría		Barriles equivalentes de petróleo									
		2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023
<i>Gas natural</i>	<i>Producción</i>	1,358,823	1,323,876	1,289,828	1,256,655	1,224,336	1,192,848	1,162,169	1,132,280	1,103,159	1,074,788
	<i>Importaciones</i>	2,698,425	5,783,695	8,317,655	7,205,532	7,478,319	6,656,876	6,311,663	6,129,280	6,562,386	6,590,757
	<i>Exportaciones</i>	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	<i>Consumo para generación eléctrica</i>	4,057,248	7,107,571	9,607,483	8,462,188	8,702,655	7,849,723	7,473,833	7,261,560	7,665,545	7,665,545
	<i>Consumo otros</i>										
<i>GLP</i>	<i>Producción</i>	2,562,150	2,558,642	3,057,527	3,008,133	3,049,886	3,092,220	3,135,140	3,178,657	3,222,778	3,267,511
	<i>Importaciones</i>	9,261,658	8,784,748	4,098,970	320,144	-	-	-	-	-	-
	<i>Exportaciones</i>	-	-	-	-	239,596	824,454	1,235,078	1,462,629	1,513,847	1,565,891
	<i>Consumo para generación eléctrica</i>	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	<i>Consumo otros</i>	11,823,808	11,343,390	7,156,497	3,328,276	2,810,290	2,267,765	1,900,063	1,716,028	1,708,931	1,701,619
<i>Fuel oil 4</i>	<i>Producción</i>	9,021,419	8,663,958	10,353,263	10,186,005	10,327,389	10,470,736	10,616,073	10,763,427	10,912,826	11,064,299
	<i>Importaciones</i>	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	<i>Exportaciones</i>	233,278	441,720	2,541,419	4,590,023	5,382,245	5,618,702	6,008,329	6,376,366	6,877,228	7,392,637
	<i>Consumo para generación eléctrica</i>	4,322,877	4,005,363	3,909,249	1,975,236	1,618,512	1,832,316	1,908,294	2,021,819	2,019,107	2,019,107
	<i>Consumo otros</i>	4,465,264	4,216,876	3,902,595	3,620,746	3,326,632	3,019,718	2,699,449	2,365,242	2,016,491	1,652,555
<i>Fuel oil 6</i>	<i>Producción</i>	9,372,089	10,576,780	12,639,048	12,434,863	12,607,462	12,782,457	12,959,881	13,139,767	13,322,150	13,507,065
	<i>Importaciones</i>	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	<i>Exportaciones</i>	4,031,414	3,922,390	7,589,207	10,306,052	10,870,438	10,121,659	9,899,938	9,942,121	10,712,699	10,897,614
	<i>Consumo para generación eléctrica</i>	5,340,675	6,654,390	5,049,840	2,128,810	1,737,024	2,660,798	3,059,942	3,197,646	2,609,452	2,609,452
	<i>Consumo otros</i>	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
<i>Diesel 2</i>	<i>Producción</i>	7,066,487	6,822,059	8,152,229	8,020,529	8,131,856	8,244,729	8,359,168	8,475,195	8,592,833	8,712,104
	<i>Importaciones</i>	18,014,018	18,599,328	17,965,759	18,723,002	19,224,316	19,887,162	20,512,146	21,228,146	21,888,988	22,607,004
	<i>Exportaciones</i>	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	<i>Consumo para generación eléctrica</i>	401,301	170,731	144,285	121,396	57,384	127,005	129,604	192,739	168,869	168,869
	<i>Consumo otros</i>	24,679,204	25,250,656	25,973,704	26,622,136	27,298,788	28,004,886	28,741,710	29,510,602	30,312,952	31,150,238

**Elaboración:** ECONOMICA -CIC- División Técnica de Investigación

**Tabla 39 Escenario 2: Oferta y Utilización proyectada de Combustibles**

Categoría		Barriles equivalentes de petróleo									
		2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023
<i>Gas natural</i>	<i>Producción</i>	1,358,823	1,323,876	1,289,828	1,256,655	1,224,336	1,192,848	1,162,169	1,132,280	1,103,159	1,074,788
	<i>Importaciones</i>	1,779,476	2,819,322	4,475,931	6,651,747	7,167,172	7,730,041	8,265,737	8,750,998	9,246,446	9,789,765
	<i>Exportaciones</i>	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	<i>Consumo para generación eléctrica</i>	3,138,298	4,143,198	5,765,759	7,908,403	8,391,507	8,922,889	9,427,906	9,883,278	10,349,606	10,864,552
	<i>Consumo otros</i>										
<i>GLP</i>	<i>Producción</i>	2,562,150	2,558,642	3,057,527	3,008,133	3,049,886	3,092,220	3,135,140	3,178,657	3,222,778	3,267,511
	<i>Importaciones</i>	9,261,658	9,415,320	9,069,851	9,269,783	9,378,350	9,486,132	9,593,119	9,704,281	9,815,371	9,926,785
	<i>Exportaciones</i>	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	<i>Consumo para generación eléctrica</i>	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	<i>Consumo otros</i>	11,823,808	11,973,961	12,127,379	12,277,916	12,428,236	12,578,351	12,728,259	12,882,938	13,038,149	13,194,296
<i>Fuel oil 4</i>	<i>Producción</i>	9,021,419	8,663,958	10,353,263	10,186,005	10,327,389	10,470,736	10,616,073	10,763,427	10,912,826	11,064,299
	<i>Importaciones</i>	-	1,225,084	1,442,835	4,261,589	4,487,476	4,764,693	4,990,472	5,132,329	5,272,596	5,462,165
	<i>Exportaciones</i>	259,727	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	<i>Consumo para generación eléctrica</i>	4,296,428	5,672,166	7,893,503	10,826,848	11,488,234	12,215,711	12,907,095	13,530,513	14,168,931	14,873,909
	<i>Consumo otros</i>	4,465,264	4,216,876	3,902,595	3,620,746	3,326,632	3,019,718	2,699,449	2,365,242	2,016,491	1,652,555
<i>Fuel oil 6</i>	<i>Producción</i>	9,372,089	10,576,780	12,639,048	12,434,863	12,607,462	12,782,457	12,959,881	13,139,767	13,322,150	13,507,065
	<i>Importaciones</i>	-	-	-	478,042	1,094,260	1,786,909	2,434,082	2,997,730	3,576,771	4,232,665
	<i>Exportaciones</i>	4,247,849	3,811,733	3,224,669	-	-	-	-	-	-	-
	<i>Consumo para generación eléctrica</i>	5,124,239	6,765,047	9,414,378	12,912,905	13,701,722	14,569,366	15,393,962	16,137,497	16,898,921	17,739,730
	<i>Consumo otros</i>	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
<i>Diesel 2</i>	<i>Producción</i>	7,066,487	6,822,059	8,152,229	8,020,529	8,131,856	8,244,729	8,359,168	8,475,195	8,592,833	8,712,104
	<i>Importaciones</i>	20,183,661	21,822,770	22,544,876	25,080,296	26,041,388	27,069,930	28,106,033	29,131,945	30,198,681	31,338,549
	<i>Exportaciones</i>	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	<i>Consumo para generación eléctrica</i>	2,570,944	3,394,174	4,723,402	6,478,689	6,874,457	7,309,772	7,723,491	8,096,539	8,478,562	8,900,414
	<i>Consumo otros</i>	24,679,204	25,250,656	25,973,704	26,622,136	27,298,788	28,004,886	28,741,710	29,510,602	30,312,952	31,150,238

**Elaboración:** ECONOMICA -CIC- División Técnica de Investigación

**Tabla 40 Escenario 3: Oferta y Utilización proyectada de Combustibles**

Categoría		Barriles equivalentes de petróleo									
		2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023
<i>Gas natural</i>	<i>Producción</i>	1,358,823	1,323,876	1,289,828	1,256,655	1,224,336	1,192,848	1,162,169	1,132,280	1,103,159	1,074,788
	<i>Importaciones</i>	2,698,425	5,816,612	8,819,367	5,904,409	6,263,382	6,758,125	7,491,304	8,224,426	9,800,001	10,961,242
	<i>Exportaciones</i>	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	<i>Consumo para generación eléctrica</i>	4,057,248	7,140,488	10,109,195	7,161,064	7,487,718	7,950,973	8,653,473	9,356,706	10,903,160	12,036,030
	<i>Consumo otros</i>										
<i>GLP</i>	<i>Producción</i>	2,562,150	2,558,642	3,057,527	3,008,133	3,049,886	3,092,220	3,135,140	3,178,657	3,222,778	3,267,511
	<i>Importaciones</i>	9,261,658	8,784,748	4,098,970	320,144	-	-	-	-	-	-
	<i>Exportaciones</i>	-	-	-	-	239,596	824,454	1,235,078	1,462,629	1,513,847	1,565,891
	<i>Consumo para generación eléctrica</i>	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	<i>Consumo otros</i>	11,823,808	11,343,390	7,156,497	3,328,276	2,810,290	2,267,765	1,900,063	1,716,028	1,708,931	1,701,619
<i>Fuel oil 4</i>	<i>Producción</i>	9,021,419	8,663,958	10,353,263	10,186,005	10,327,389	10,470,736	10,616,073	10,763,427	10,912,826	11,064,299
	<i>Importaciones</i>	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	<i>Exportaciones</i>	233,278	423,170	2,337,274	4,893,730	5,608,198	5,595,068	5,707,132	5,793,020	6,024,439	6,241,450
	<i>Consumo para generación eléctrica</i>	4,322,877	4,023,913	4,113,394	1,671,529	1,392,559	1,855,950	2,209,492	2,605,165	2,871,896	3,170,294
	<i>Consumo otros</i>	4,465,264	4,216,876	3,902,595	3,620,746	3,326,632	3,019,718	2,699,449	2,365,242	2,016,491	1,652,555
<i>Fuel oil 6</i>	<i>Producción</i>	9,372,089	10,576,780	12,639,048	12,434,863	12,607,462	12,782,457	12,959,881	13,139,767	13,322,150	13,507,065
	<i>Importaciones</i>	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	<i>Exportaciones</i>	4,031,414	3,891,571	7,325,500	10,633,373	11,112,936	10,087,339	9,416,969	9,019,519	9,610,572	9,409,844
	<i>Consumo para generación eléctrica</i>	5,340,675	6,685,209	5,313,548	1,801,490	1,494,526	2,695,118	3,542,911	4,120,248	3,711,578	4,097,222
	<i>Consumo otros</i>	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
<i>Diesel 2</i>	<i>Producción</i>	7,066,487	6,822,059	8,152,229	8,020,529	8,131,856	8,244,729	8,359,168	8,475,195	8,592,833	8,712,104
	<i>Importaciones</i>	18,014,018	18,600,119	17,973,294	18,704,337	19,216,304	19,888,800	20,532,603	21,283,756	21,960,312	22,703,284
	<i>Exportaciones</i>	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	<i>Consumo para generación eléctrica</i>	401,301	171,522	151,819	102,730	49,373	128,643	150,060	248,349	240,193	265,150
	<i>Consumo otros</i>	24,679,204	25,250,656	25,973,704	26,622,136	27,298,788	28,004,886	28,741,710	29,510,602	30,312,952	31,150,238

**Elaboración:** ECONOMICA -CIC- División Técnica de Investigación

ECONÓMICA -Centro de Investigaciones Cuantitativas para el Desarrollo Económico y Social-  
Italia N30-36 y Av. Eloy Alfaro  
Teléfono: (593) 2 2233811 / 3237802  
Web site [www.economica.com.ec](http://www.economica.com.ec)  
Email: [info@economica.com.ec](mailto:info@economica.com.ec)

## **Proyecciones de impacto del cambio de la matriz energética en la balanza comercial:**

### **Precios**

Una vez estimada la producción, consumo interno, importaciones y exportaciones de cada combustible para el periodo 2014-2023, se procedió a convertir el volumen expresado en BEP, en dólares, con la finalidad de proyectar el impacto en balanza comercial, en cada uno de los escenarios de oferta utilización de combustibles antes descritos. Para esto se requirió proyectar los precios internacionales de importación o exportación, de cada combustible para el periodo mencionado.

En todos los casos, con excepción del gas natural, GLP y el Fuel Oil 4, las proyecciones de precios están basadas en el precio proyectado del crudo WTI del informe 2014 de la EIA, como se explica a continuación.

### ***Gas natural:***

Los precios proyectados se obtuvieron directamente de la EIA, los cuales corresponden al gas natural *Henry Hub Spot Price*.

### ***Gas Licuado de Petróleo:***

Los precios históricos de importación del GLP son de fuente "Información Estadística Mensual junio 2014 - BCE"; las proyecciones 2014-2023 están basadas en tasas de crecimiento del precio del gas propano proyectado por la EIA, aplicadas al precio de importación histórico sin costo de comercialización interno.

### ***Diesel 2:***

La serie de precios históricos de importación 2007-2013 es de fuente "Información Estadística Mensual junio 2014 - BCE"; las proyecciones 2014-2023 se estimaron en base a la relación entre el precio del diesel 2 (sin costo de comercialización interna) y el precio del crudo en 2013. Específicamente, el precio proyectado del crudo WTI, por parte de la EIA en su Early Release del 2014, para el periodo 2014-2023, multiplicado en cada año por la relación entre el precio de importación del Diesel 2 y el precio del crudo WTI en 2013, permitió obtener el precio del Diesel 2 proyectado para dicho periodo.

### ***Fuel oil 6:***

La serie histórica de precios del fuel oil 6 es de fuente "Informe cifras petroleras 2007-2013" de Petroecuador; las proyecciones 2014-2023 se estimaron en base a la relación del precio del fuel oil 6 y el precio del crudo en el 2013. Específicamente, el precio proyectado del crudo WTI, por parte de la EIA en su Early Release del 2014, para el periodo 2014-2023, multiplicado en cada año por la relación entre el precio de exportación del fuel oil 6 y el precio del crudo WTI en 2013, permitió obtener el precio del fuel oil 6 proyectado para dicho periodo.

### ***Fuel oil 4:***

Finalmente, se proyectó el precio del fuel oil 4 para el periodo 2014-2023, como el promedio simple de los precios proyectados por la EIA de residual fuel oil y distillate fuel oil.

A continuación se presentan los precios históricos de cada combustible, como las proyecciones de precios para cada combustible.

**Tabla 41 Precios históricos**

Año	Precios de importación (US\$/BEP)			Precio de exportación (US\$/BEP)
	Crudo WTI	Diesel importado	GLP	Fuel oil 6
2007		91.41	65.42	54.90
2008		125.96	71.71	75.26
2009		78.56	45.06	56.41
2010		96.40	54.92	70.77
2011		130.83	79.17	97.16
2012		136.14	71.44	101.91
2013	98.59	131.74	68.74	94.58

**Fuente:** EIA 2014 / BCE - Información Estadística Mensual junio 2014 / Petroecuador - Informe cifras petroleras 2007-2013

**Elaboración:** ECONOMICA -CIC- División Técnica de Investigación

**Tabla 42 Precios proyectados**

Año	Precios de importación (US\$/BEP)				Precio de exportación (US\$/BEP)	
	Gas natural	Crudo WTI	Diesel importado	GLP	Fuel oil 6	Fuel oil 4
<b>Coefficiente 2013*</b>			1.336		0.959	
2014	21.43	96.21	128.56	68.24	92.30	142.12
2015	21.82	93.87	125.44	67.37	90.05	119.11
2016	24.48	93.53	124.98	68.41	89.73	118.34
2017	26.42	96.05	128.35	71.22	92.14	119.71
2018	29.26	98.80	132.02	73.72	94.78	122.95
2019	28.81	102.87	137.46	75.70	98.69	127.84
2020	27.53	107.11	143.13	77.47	102.75	132.55
2021	29.81	111.73	149.30	79.74	107.19	137.75
2022	31.31	116.54	155.73	81.88	111.80	143.46
2023	32.75	121.67	162.59	83.88	116.72	148.54

**\*Relación del precio del combustible frente al crudo WTI.**

**Fuente:** EIA 2014 / BCE - Información Estadística Mensual junio 2014 / Petroecuador - Informe cifras petroleras 2007-2013

**Elaboración:** ECONOMICA -CIC- División Técnica de Investigación

### Impacto neto en la balanza comercial:

Los resultados de las proyecciones en la balanza de pagos muestran las ganancias en exportaciones de derivados y el ahorro de importaciones, producto de la expansión de la generación particularmente hidroeléctrica y la eliminación del subsidio al GLP con la migración de los hogares a las cocinas de inducción. En el escenario 1 se cumple el cronograma de expansión de generación eléctrica, se elimina el subsidio al GLP en el 2016 y se cumple el cronograma de penetración de cocinas de inducción que consta en el PME 2013-2022.

Las ganancias en la balanza comercial se calculan sobre el escenario 2, en el cual no se cumple con el cronograma de expansión de generación eléctrica, no se elimina el subsidio al GLP y no se introducen las cocinas de inducción. En la siguiente Tabla se presentan las proyecciones de exportaciones e importaciones en millones de US\$ por combustible, calculados en base a multiplicar las proyecciones de exportaciones e importaciones en volumen (BEP) antes presentadas por los precios proyectados por combustible de acuerdo a la metodología descrita.

**Tabla 43 Escenario 1: Cronograma de expansión de la generación se cumple y se elimina el subsidio al GLP en el 2016**

**Proyecciones de exportaciones e importaciones por combustible 2014-2023**

Año	Millones de US\$ 1/									
	Gas natural		GLP		Fuel oil 4		Fuel oil 6		Diesel 2	
	Impor.	Expor.	Impor.	Expor.	Impor.	Expor.	Impor.	Expor.	Impor.	Expor.
2007		-	634.52	-	-	-	-	750.12	1,082.70	-
2008		-	665.97	-	-	-	-	1,005.94	1,405.61	-
2009		-	411.32	-	-	-	-	596.30	1,074.23	-
2010		-	516.61	-	-	-	-	668.31	1,875.39	-
2011		-	770.75	-	-	-	-	1,027.08	1,974.07	-
2012		-	643.76	-	-	-	-	839.56	2,317.51	-
2013		-	657.50	-	-	-	-	586.64	2,745.68	-
2014	57.82	-	631.98	-	-	33.15	-	372.09	2,315.95	-
2015	126.18	-	591.85	-	-	52.61	-	353.22	2,333.04	-
2016	203.63	-	280.40	-	-	300.75	-	680.95	2,245.40	-
2017	190.40	-	22.80	-	-	549.46	-	949.63	2,403.10	-
2018	218.78	-	-	17.66	-	661.76	-	1,030.32	2,538.08	-
2019	191.80	-	-	62.41	-	718.28	-	998.87	2,733.76	-
2020	173.79	-	-	95.68	-	796.41	-	1,017.25	2,935.89	-
2021	182.72	-	-	116.62	-	878.37	-	1,065.65	3,169.42	-
2022	205.47	-	-	123.95	-	986.58	-	1,197.68	3,408.78	-
2023	215.87	-	-	131.34	-	1,098.09	-	1,271.98	3,675.57	-

1/ Las importaciones y exportaciones están valoradas a los precios proyectados para cada combustible.

**Fuente:** BCE - Información Estadística Mensual junio 2014 / Petroecuador - Informe cifras petroleras 2007-2013 / Proyecciones de precios internacionales y de volumen de exportaciones e importaciones por combustible periodo 2014-2023 realizadas por ECONOMICA CIC

**Elaboración:** ECONOMICA -CIC- División Técnica de Investigación

A continuación se presentan dichos resultados para el Escenario 2:

**Tabla 44 Escenario 2: No se cumple el Cronograma de expansión de la generación y no se elimina el subsidio al GLP en el 2016**

**Proyecciones de exportaciones e importaciones por combustible 2014-2023**

Año	Millones de US\$ 1/									
	Gas natural		GLP		Fuel oil 4		Fuel oil 6		Diesel 2	
	Importaciones	Exportaciones	Importaciones	Exportaciones	Importaciones	Exportaciones	Importaciones	Exportaciones	Importaciones	Exportaciones
2007	-	-	634.52	-	-	-	-	722.60	1,082.70	-
2008	-	-	665.97	-	-	-	-	1,021.96	1,405.61	-
2009	-	-	411.32	-	-	-	-	612.65	1,074.23	-
2010	-	-	516.61	-	-	-	-	687.06	1,875.39	-
2011	-	-	770.75	-	-	-	-	1,027.22	1,974.07	-
2012	-	-	643.76	-	-	-	-	873.32	2,317.51	-
2013	-	-	657.50	-	-	-	-	548.59	2,745.68	-
2014	38.13	-	631.98	-	-	36.91	-	392.06	2,594.89	-
2015	61.51	-	634.33	-	145.92	-	-	343.25	2,737.38	-
2016	109.58	-	620.44	-	170.74	-	-	289.34	2,817.71	-
2017	175.77	-	660.20	-	510.15	-	44.05	-	3,219.05	-
2018	209.68	-	691.34	-	551.75	-	103.72	-	3,438.11	-
2019	222.71	-	718.10	-	609.11	-	176.34	-	3,721.12	-
2020	227.60	-	743.17	-	661.49	-	250.11	-	4,022.79	-
2021	260.87	-	773.78	-	707.00	-	321.31	-	4,349.48	-
2022	289.50	-	803.68	-	756.38	-	399.88	-	4,702.85	-
2023	320.64	-	832.61	-	811.34	-	494.04	-	5,095.19	-

1/ Las importaciones y exportaciones están valoradas a los precios proyectados para cada combustible.

**Fuente:** BCE - Información Estadística Mensual junio 2014 / Petroecuador - Informe cifras petroleras 2007-2013 / Proyecciones de precios internacionales y de volumen de exportaciones e importaciones por combustible periodo 2014-2023 realizadas por ECONOMICA CIC

**Elaboración:** ECONOMICA -CIC- División Técnica de Investigación

Por otro lado, se calculó el incremento de la balanza comercial por combustible y total, que se tendría en este Escenario 1, frente al Escenario 2, en el que no se cumple con el Cronograma de expansión de la generación, y no se elimina el subsidio al GLP. Dicho incremento de la balanza comercial se calculó como los ahorros de importaciones más las ganancias por exportaciones; el primero corresponde a importaciones en las que ya no se incurre debido a la producción de electricidad por las generadoras hidroeléctricas y térmicas a base de gas natural que reemplazan a las térmicas, mientras que el segundo ocurre por exportación de derivados que de otra manera se hubieran consumido en las centrales termoeléctricas. Los resultados de esta comparación de los resultados de balanza comercial obtenidos en el Escenario 1 versus el Escenario 2, se presentan en la siguiente Tabla:



**Tabla 45 Incremento Neto en la Balanza Comercial comparando el Escenario 1 y  
Escenario 2  
Periodo 2014-2023**

Año	Comparación Escenario 1 con Escenario 2 (Millones de USD)						
	Incremento neto en la balanza comercial de gas natural USD****	Incremento neto en la balanza comercial de GLP USD*	Incremento neto de la balanza comercial de Fuel oil 4 USD***	Incremento neto en la balanza comercial de Fuel oil 6 USD**	Incremento neto en la balanza comercial de Diesel 2 USD****	Total incremento neto en Balanza Comercial USD	Total incremento neto en Balanza Comercial BEP
2014	(19.69)	-	33.15	(19.98)	278.94	272.42	1.27
2015	(64.67)	42.48	198.53	9.96	404.34	590.64	2.67
2016	(94.05)	340.04	471.50	391.61	572.31	1,681.41	14.06
2017	(14.63)	637.40	1,059.61	993.68	815.96	3,492.01	34.39
2018	(9.10)	709.00	1,213.51	1,134.03	900.02	3,947.47	37.96
2019	30.92	780.51	1,327.39	1,175.21	987.37	4,301.39	40.86
2020	53.80	838.85	1,457.90	1,267.36	1,086.91	4,704.82	43.71
2021	78.16	890.40	1,585.37	1,386.97	1,180.06	5,120.96	46.14
2022	84.04	927.64	1,742.96	1,597.56	1,294.07	5,646.27	48.76
2023	104.78	963.95	1,909.42	1,766.03	1,419.62	6,163.80	51.41

\*Importaciones del escenario 2 menos importaciones del escenario 1 más exportaciones del escenario 1.

\*\*Exportaciones del escenario 1 menos exportaciones del escenario 2 y más importaciones del escenario 2.

\*\*\*Exportaciones del escenario 1 menos importaciones del escenario 1 más importaciones del escenario 2.

\*\*\*\*Importaciones del escenario 2 menos importaciones del escenario 1.

**Fuente:** Proyecciones de precios internacionales y de volumen de exportaciones e importaciones por combustible periodo 2014-2023 realizadas por ECONOMICA CIC

**Elaboración:** ECONOMICA -CIC- División Técnica de Investigación

En el Escenario 3, la expansión de generación eléctrica se da únicamente con los proyectos que actualmente tienen un 50% o más de avance, y se asume la eliminación del subsidio al GLP en el 2016 y que se introducen las cocinas de inducción de acuerdo al cronograma del PME 2013-2022.

A continuación se presentan las proyecciones de exportaciones e importaciones en US\$ por combustible y total.

**Tabla 46 Escenario 3: Se cumple el Cronograma de expansión en generación en proyectos que actualmente presentan un 50% o más de avance y se elimina el subsidio al GLP en el 2016**

**Proyecciones de exportaciones e importaciones por combustible 2014-2023**

Año	Millones de USD 1/									
	Gas natural		GLP		Fuel oil 4		Fuel oil 6		Diesel 2	
	Importaciones	Exportaciones	Importaciones	Exportaciones	Importaciones	Exportaciones	Importaciones	Exportaciones	Importaciones	Exportaciones
2007		-	634.5	-	-	-	-	722.6	1,082.7	-
2008		-	666.0	-	-	-	-	1,022.0	1,405.6	-
2009		-	411.3	-	-	-	-	612.6	1,074.2	-
2010		-	516.6	-	-	-	-	687.1	1,875.4	-
2011		-	770.7	-	-	-	-	1,027.2	1,974.1	-
2012		-	643.8	-	-	-	-	873.3	2,317.5	-
2013		-	657.5	-	-	-	-	548.6	2,745.7	-
2014	57.8	-	632.0	-	-	33.2	-	372.1	2,315.9	-
2015	126.9	-	591.8	-	-	50.4	-	350.4	2,333.1	-
2016	215.9	-	280.4	-	-	276.6	-	657.3	2,246.3	-
2017	156.0	-	22.8	-	-	585.8	-	979.8	2,400.7	-
2018	183.2	-	-	17.7	-	689.5	-	1053.3	2,537.0	-
2019	194.7	-	-	62.4	-	715.3	-	995.5	2,734.0	-
2020	206.3	-	-	95.7	-	756.5	-	967.6	2,938.8	-
2021	245.2	-	-	116.6	-	798.0	-	966.8	3,177.7	-
2022	306.8	-	-	124.0	-	864.2	-	1074.5	3,419.9	-
2023	359.0	-	-	131.3	-	927.1	-	1098.3	3,691.2	-

1/ Las importaciones y exportaciones están valoradas a los precios proyectados para cada combustible  
**Fuente:** BCE - Información Estadística Mensual junio 2014 / Petroecuador - Informe cifras petroleras 2007-2013 / Proyecciones de precios internacionales y de volumen de exportaciones e importaciones por combustible periodo 2014-2023 realizadas por ECONOMICA CIC

**Elaboración:** ECONOMICA -CIC- División Técnica de Investigación

Se calcularon las ganancias en balanza comercial del Escenario 3 de la misma manera sobre el Escenario 2, resultados que se presentan en la siguiente Tabla:

**Tabla 47 Incremento neto en la Balanza Comercial en el Escenario 3 en relación al  
Escenario 2  
Periodo 2014-2023**

Año	Comparación escenario 3 con escenario 2 (Millones de USD)						
	Incremento neto en la balanza comercial de gas natural USD****	Incremento neto en la balanza comercial de GLP USD*	Incremento neto de la balanza comercial de Fuel oil 4 USD***	Incremento neto en la balanza comercial de Fuel oil 6 USD**	Incremento neto en la balanza comercial de Diesel 2 USD****	Total incremento neto en Balanza Comercial USD	Total incremento neto en Balanza Comercial BEP
2014	(19.69)	-	33.15	(19.98)	278.94	292.11	2.19
2015	(65.39)	42.48	196.32	7.19	404.24	650.23	5.58
2016	(106.33)	340.04	447.34	367.95	571.37	1,726.70	17.42
2017	19.75	637.40	1,095.96	1,023.84	818.35	3,575.55	35.59
2018	26.44	709.00	1,241.30	1,157.02	901.08	4,008.39	38.75
2019	28.00	780.51	1,324.37	1,171.82	987.14	4,263.84	39.73
2020	21.32	838.85	1,417.98	1,217.74	1,083.98	4,558.54	40.95
2021	15.70	890.40	1,505.02	1,288.08	1,171.76	4,855.25	41.96
2022	(17.33)	927.64	1,620.62	1,474.34	1,282.96	5,305.57	44.05
2023	(38.37)	963.95	1,738.43	1,592.37	1,403.97	5,698.72	45.47

\* Importaciones del escenario 2 menos importaciones del escenario 3 más exportaciones del escenario 3

\*\*Exportaciones del escenario 3 menos exportaciones del escenario 2 y más importaciones del escenario 2

\*\*\*Exportaciones del escenario 3 menos importaciones del escenario 3 más importaciones del escenario 2

\*\*\*\*Importaciones del escenario 2 menos importaciones del escenario 3.

**Fuente:** Proyecciones de exportaciones e importaciones por combustible realizadas por ECONOMICA CIC

**Elaboración:** ECONOMICA -CIC- División Técnica de Investigación

#### IV. Subsidio a los combustibles y al Gas Licuado de Petróleo (periodo 2007-2013)

La producción de GLP, Diesel 2 y Nafta en las refinerías locales no cubre la demanda de estos derivados por lo que es necesario importar grandes volúmenes, cuyos costos de importación superan los precios de venta interna, generando cuantiosos subsidios que tienen impacto fiscal en para el Estado.

De acuerdo a la Ley de Hidrocarburos, Art. 72: *Los precios de venta al consumidor de los derivados de los hidrocarburos serán regulados de acuerdo al Reglamento que para el efecto dictará el Presidente de la República.* (Procuraduría General del Estado, 2013)

Desde el año 2000, los gobiernos de turno realizaban un ajuste a estos precios a inicios de cada año de acuerdo a la tendencia de los precios internacionales y las necesidades fiscales. En 2005, se realizó el último ajuste al precio de venta interna de los derivados de petróleo, de modo que los precios de venta a nivel de terminal han estado congelados a partir de ese año. Mientras que desde 2003 el precio internacional de los derivados se ha incrementado considerablemente,

siguiendo la tendencia del crudo, cuyo precio WTI pasó de un promedio de US\$31,1 por barril en 2003 a US\$97,9 en 2013. (BCE, 2014)

Al estar congelados los precios internos, el monto de subsidio se ha incrementado, tornándose en un tema político pues el uso de los derivados del petróleo forma parte de las cadenas de producción, transporte y comercialización desarrolladas en las diversas actividades productivas.

Un combustible de producción nacional que se subsidia para la generación eléctrica en empresas públicas es el Fuel Oil 6. De los derivados importados, el producto que más se subsidia es el Diesel, empleado tanto para la transportación como para la generación eléctrica; seguido por el gas licuado de petróleo (GLP) y por último el subsidio a la importación de Nafta.

### 1) Subsidio al GLP

La oferta de GLP en el país se ha incrementado en un promedio anual de 2% entre 2007 y 2013; alcanzando el último año los 12.169 miles de BEP; de los cuales el 78.6% es importado. Según cifras del BCE, el precio promedio anual de importación en el periodo de análisis es de US\$75.81 por BEP.

En el siguiente cuadro se presenta la producción, importaciones, oferta, y estimaciones de consumo del GLP de los sectores doméstico (residencial) y vehicular y agroindustrial respectivamente. También se incluye una estimación del volumen históricamente destinado al contrabando. Como se explica en detalle en la Sección Metodológica del presente informe, las proporciones correspondientes al consumo de GLP por parte de estos diferentes sectores, fueron obtenidas de los datos presentados en el PME 2013-2022, a su vez basados en estimaciones de la Agencia de Regulación y Control Hidrocarburífero.

**Tabla 48 GLP: Producción, Importaciones y Oferta**  
**Estimaciones de consumo del GLP (contrabando, uso doméstico (residencial), y sectores vehicular y agroindustrial)**

Año	Producción nacional Miles de BEP	Importaciones Miles de BEP	Total oferta Miles de BEP	Relación Producción/ Total	Contrabando (18.7%) Miles de BEP	Total Oferta Disponible Miles de BEP	Consumo Doméstico (90.31%) Miles de BEP	Consumo Vehicular y Agroindustrial (2.2%) Miles de BEP
2007	1,401	9,700	11,101	12.6%	2,076	9,025	8,151	199
2008	2,073	9,286	11,360	18.3%	2,124	9,235	8,340	203
2009	2,159	9,127	11,287	19.1%	2,111	9,176	8,287	202
2010	1,991	9,407	11,398	17.5%	2,131	9,267	8,369	204
2011	2,530	9,735	12,265	20.6%	2,294	9,972	9,005	219
2012	2,674	9,012	11,686	22.9%	2,185	9,500	8,580	209
2013	2,604	9,565	12,169	21.4%	2,276	9,894	8,935	218

**Fuente:** Banco Central del Ecuador - Información Estadística Mensual Junio 2014

**Elaboración:** ECONOMICA -CIC- División Técnica de Investigación

Para el precio promedio de venta interna se diferencia entre GLP de uso doméstico<sup>21</sup> que asciende a US\$12.11; evidenciando un subsidio promedio de US\$63.7 por barril equivalente de petróleo. Y, para el GLP de uso agroindustrial y vehicular<sup>22</sup> cuyo precio promedio es de US\$38.59 por BEP y se evidencia un subsidio promedio de US\$37.2 por BEP.

Adicionalmente, el GLP tiene subsidio en la producción; efectivamente, su costo promedio de producción nacional asciende a US\$37.28 por BEP; una diferencia de US\$25.17 con respecto al precio de venta interna de uso doméstico y una mínima ganancia de US\$1.31 con respecto al precio de venta interna del GLP de uso agroindustrial y vehicular.

La política del subsidio al GLP de uso doméstico, que se ha mantenido por muchos años, ha dado paso al uso indebido como consumo industrial, automotor, agrícola, cocción de alimentos industriales y de restaurantes, servicios de hotelería, calentamiento de piscinas y, lo más grave, ha fomentado el contrabando del mismo hacia los países vecinos de Perú y Colombia, el cual asciende a 18.7% de la oferta total (de acuerdo a estimaciones del MCPEC, en su estudio “Los Subsidios energéticos en el Ecuador” (2010)).

En el periodo 2007–2013 el subsidio total (tanto a la producción nacional como a la importación) asciende a US\$4,269 millones; un promedio anual de US\$610 millones. La tasa de crecimiento promedio anual en el periodo de análisis es de 5%.

---

<sup>21</sup> Cuyo precio oficial de venta es US\$1,60 por cilindro de 15Kg; con la correspondiente conversión a US\$/BEP.

<sup>22</sup> Cuyo precio oficial de venta es US\$5,10 por cilindro de 15Kg; con la correspondiente conversión a US\$/BEP.

**Tabla 49 GLP: Costos de Producción, Precio de Importación y Subsidios**

Año	Costo de Producción *	Precio de importación *	Precio de Venta interna Doméstico **	Precio de Venta interna Agroindustrial y Vehicular ***	Subsidio a precio de importación	Subsidio diferenciado nacional e importado
	US\$ / BEP	US\$ / BEP	US\$ / BEP		Miles de US\$	Miles de US\$
2007	43.44	76.57	12.11	38.59	666,756.89	623,162.02
2008	33.78	83.77	12.11	38.59	759,099.67	661,773.64
2009	30.44	55.28	12.11	38.59	452,252.37	401,882.72
2010	39.06	65.12	12.11	38.59	562,030.87	513,298.38
2011	38.56	89.37	12.11	38.59	884,170.11	763,429.93
2012	38.07	81.64	12.11	38.59	757,471.42	648,083.49
2013	37.59	78.94	12.11	38.59	758,002.65	656,885.03

\* Incluye costo de comercialización interna

\*\* Se toma el precio oficial para el GLP de uso doméstico de US\$1,60 por cilindro de 15Kg y se realiza la conversión a US\$/BEP

\*\*\* Se toma el precio oficial para el GLP de uso agroindustrial y vehicular de US\$5,10 por cilindro de 15Kg y se realiza la conversión a US\$/BEP

**Fuentes:** BCE – Información Estadística Mensual Junio 2014 (Precio de importación)

MCPEC – Los Subsidios Energéticos en el Ecuador (Costo de Producción y Costo de comercialización); ARCH – Comercialización de GLP en Ecuador

**Elaboración:** ECONOMICA -CIC- División Técnica de Investigación

## 2) Subsidio a los combustibles utilizados en la generación termoeléctrica

Dadas las características de los recursos hidroeléctricos del Ecuador, se requieren centrales termoeléctricas para satisfacer la demanda de energía de la población. Estas plantas utilizan derivados de petróleo a precios subsidiados, particularmente Diesel que debe ser importado ya que la producción del país no satisface la demanda interna.

En cuanto a los precios de los combustibles utilizados para la generación termoeléctrica, cabe indicar que hasta julio de 2005, el sector eléctrico pagaba precios internacionales por los combustibles que utilizaba. A partir de esa fecha y con base en el Decreto Ejecutivo No. 338, publicado en el Registro Oficial No. 73 del 02 de agosto de 2005, el sector eléctrico paga precios especiales para los combustibles utilizados en generación.

De acuerdo a las estadísticas de la Agencia de Regulación y Control Hidrocarburífero – ARCH, el 56.3% de los combustibles fósiles líquidos se destinan al segmento automotriz; seguido del 27.9% que se dirige al sector industrial (eléctrico, FFAA, petrolero y minero). (ARCH, 2012)

A continuación se presenta el consumo para generación eléctrica de cada combustible, comparado con la oferta total disponible:

**Tabla 50 COMBUSTIBLES: Oferta total y Consumo en Generación Termoeléctrica**

Año	Producción de FUEL OIL 4	Consumo de FUEL OIL 4 *	Producción de FUEL OIL 6	Consumo de FUEL OIL 6	Total oferta de DIESEL 2	Consumo de DIESEL 2	Importaciones de NAFTA	Consumo de NAFTA	Producción de GAS NATURAL	Consumo de GAS NATURAL
	Miles de BEP	Miles de BEP	Miles de BEP	Miles de BEP	Miles de BEP	Miles de BEP	Miles de BEP	Miles de BEP	BEP	BEP
2007	8,467	5,436	16,943	3,280	23,023	1,968	7,785	80	1,797,980	1,797,695
2008	8,862	5,073	15,408	2,042	22,348	1,034	7,413	158	1,530,217	1,516,229
2009	9,143	6,188	13,307	2,736	24,855	2,695	9,377	198	1,530,217	1,801,483
2010	8,907	6,136	11,343	1,900	27,415	5,396	12,144	291	2,015,220	2,015,393
2011	9,850	6,638	13,548	2,977	26,192	2,227	12,611	293	1,469,297	1,459,426
2012	9,048	7,805	12,230	3,992	22,617	1,518	14,232	2	1,431,509	2,413,481
2013	8,818	8,954	10,765	4,562	27,784	2,289	16,006	54	1,394,692	2,794,202

\*Datos consolidados para Fuel Oil 4 + residuos

**Fuentes:** BCE – Información Estadística Mensual Junio 2014 (Producción e importaciones de combustibles fósiles líquidos)

CENACE – Informes Anuales (Consumo de combustibles para generación)

PETROECUADOR – Informe cifras petroleras 2007-2013 (Producción nacional de Fuel Oil 6 y Gas Natural)

**Elaboración:** ECONOMICA -CIC- División Técnica de Investigación

#### - Subsidio al Fuel Oil 6:

Entre 2007 y 2013, la oferta nacional de Fuel Oil 6 presenta una reducción promedio anual de - 7%; mientras que el consumo para generación tiene un incremento de 6%. El costo promedio de producción de este combustible es de US\$35.10 por BEP y su precio de terminal para generación asciende a US\$27.15 por BEP; evidenciando un subsidio de US\$7.95 por BEP. De acuerdo a la información obtenida de la Dirección de Comercialización de Petroecuador, este subsidio se otorga a las empresas públicas de generación, las cuales emplean el 90% del combustible; mientras que las empresas privadas pagan el precio internacional. Para efectos del estudio, se calcula el subsidio para el 100% del consumo.

De esta manera, el subsidio del Fuel Oil 6 en 2013 ascendió a US\$29.9 millones; un aumento de 9% con respecto al 2012. El monto total en el periodo de análisis es de US\$164.7 millones, y registra un crecimiento promedio anual de 0.3% entre 2007 y 2013.



**Tabla 51 FUEL OIL 6: Producción, Consumo para Generación Termoeléctrica y Subsidio**

Año	Producción Nacional	Consumo*	Costo de Producción Nacional** (3)	Precio de terminal para generación (4)	Diferencia de precios (producción)	Subsidio
	Miles de BEP	Miles de BEP	US\$ / BEP	US\$ / BEP	US\$/BEP	Miles de US\$
2007	16,943	3,280	36.12	27.15	9.0	29,427.9
2008	15,408	2,042	39.36	27.15	12.2	24,935.4
2009	13,307	2,736	33.58	27.15	6.4	17,598.8
2010	11,343	1,900	34.61	27.15	7.5	14,176.6
2011	13,548	2,977	34.30	27.15	7.2	21,310.2
2012	12,230	3,992	34.00	27.15	6.9	27,360.6
2013	10,765	4,562	33.70	27.15	6.6	29,904.3

\* Consumo para generación eléctrica

\*\* Incluye costo de comercialización interna

(3) Para estimar el costo de producción nacional en el período 2011 - 2013 para el Fuel Oil 4 y Fuel Oil 6, se tomó el promedio de la tasa de crecimiento anual del costo de producción determinado por el MCPEC de 2007 a 2010.

(4) Dato proporcionado por el Ing. Raúl Ramírez de la Dirección de Comercialización de Petroecuador, quien indicó que el Fuel Oil 6, si tiene subsidio para generación eléctrica en empresas públicas, a las cuales se destina el 90% del combustible. El precio se ha mantenido fijo desde 2007 en US\$0.6324 por galón, precio que incluye margen de comercialización de Petroecuador.

#### - Subsidio al Diesel 2:

De manera general, el Diesel es el derivado de petróleo de mayor consumo a nivel nacional pues dinamiza el desarrollo de diversas actividades productivas. El Diesel 2 es utilizado para el transporte, la industria, la generación eléctrica y los barcos; desafortunadamente las refinerías del país no satisfacen la demanda nacional; por lo que es necesario importar este producto. (MCPEC, 2010)

Entre 2007 y 2013, la oferta nacional de Diesel 2 presenta un incremento promedio anual de 4%; sin embargo, la producción nacional registra una caída promedio anual de -2%; con lo cual las importaciones tienen un crecimiento promedio anual de 12%; evidenciando costos elevados para el Estado por importación de este derivado, pues el monto se ha incrementado en 154% entre 2007 y 2013; al pasar de US\$1,083 millones a US\$2,746 millones. (BCE, 2014) Cabe resaltar que la participación de la producción nacional en el total ofertado, ha ido reduciéndose de casi 50% en 2007 al 25% en 2013.

Con respecto al consumo de Diesel 2 para generación termoeléctrica, según estadísticas del CENACE, su uso representa alrededor del 10% de la oferta total de este derivado y se ha incrementado en un promedio anual de 29%, entre 2007 y 2013. El subsidio de este combustible, se calculó de tres maneras:

- a) **Consumo total para generación a precio de importación:** mediante esta forma de cálculo, el subsidio del diesel 2 consumido en la generación eléctrica es valorado en base a la diferencia entre el precio de importación y el precio de terminal para

generación. El subsidio al Diesel 2 en 2013 se ubicó en US\$211.9 millones; un aumento de 44% con respecto al 2012. El monto total suma US\$1,175.8 millones, y registra un crecimiento promedio anual de 29% entre 2007 y 2013.

- b) Subsidio neto:** Debido a que no hay datos que permitan desagregar el consumo para generación entre producción nacional e importaciones, se utiliza la relación *Producción/Total oferta* como la proporción de producción nacional en el consumo de Diesel 2 para generación, y la proporción restante, se considera Diesel 2 de origen importado. De esta forma, el subsidio neto se calcula de la siguiente manera: **1)** producción nacional utilizada en generación eléctrica valorada al costo de producción nacional menos el precio de terminal para generación; e **2)** importaciones de diesel 2 utilizadas en generación eléctrica, valoradas al precio de importación menos el precio de terminal para generación. Entre 2007 y 2013 dicho subsidio neto suma US\$634.9 millones; un crecimiento promedio anual de 78%. Para 2013, el subsidio neto asciende a US\$144.9 millones, un aumento de 42% con respecto a 2012.
- c) Subsidio porcentaje importado:** En este cálculo se estima el valor del subsidio únicamente para el porcentaje del consumo en generación que se considera importado, de acuerdo a la proporción utilizada en el literal anterior. El subsidio para dicho volumen de diesel 2 que se considera importado, se calcula valorando el subsidio, al precio de importación menos el precio de terminal para generación. De esta manera, el subsidio entre 2007 y 2013 asciende a US\$765.1 millones; con un crecimiento promedio anual de 46% en ese periodo. Para el año 2013, este subsidio alcanza los US\$158.9 millones, registrando un incremento de 43% con respecto al 2012. Cabe señalar que en este caso el subsidio calculado es inferior al calculado en el literal anterior, ya que en este caso no se incluye como en el literal anterior, el porcentaje de diesel 2 considerado de producción nacional, el cual no tiene subsidio al ser el precio de terminal para generación superior al costo de producción nacional.

**Tabla 52 DIESEL 2: Producción, Importaciones y Consumo para Generación Termoeléctrica**

Año	Producción nacional	Importaciones	Oferta Total	Relación Producción nacional / Total oferta	Consumo para Generación Termoeléctrica	
	Miles de BEP	Miles de BEP	Miles de BEP		Miles de BEP	% de la Oferta Total
2007	11,179	11,844	23,023	48.6%	1,968	8.5%
2008	11,188	11,160	22,348	50.1%	1,034	4.6%
2009	11,180	13,675	24,855	45.0%	2,695	10.8%
2010	7,962	19,453	27,415	29.0%	5,396	19.7%
2011	11,103	15,089	26,192	42.4%	2,227	8.5%
2012	5,594	17,023	22,617	24.7%	1,518	6.7%
2013	6,943	20,841	27,784	25.0%	2,289	8.2%

**Fuentes:** BCE - Información Estadística Mensual Junio 2014 (Producción nacional e importaciones) / CENACE - Informes Anuales (Consumo para generación)

**Elaboración:** ECONOMICA -CIC- División Técnica de Investigación

**Tabla 53 DIESEL 2: Costo de Producción, Precio de Importación y Subsidios**

<b>Año</b>	<b>Costo de Producción *</b>	<b>Precio de importación *</b>	<b>Precio de terminal para generación</b>	<b>Subsidio a precio de importación (a)</b>	<b>Subsidio Neto (nacional e importado) (b)</b>	<b>Subsidio porcentaje importado (c)</b>
	<b>US\$/BEP</b>	<b>US\$ / BEP</b>	<b>US\$ / BEP</b>	<b>Miles de US\$</b>	<b>Miles de US\$</b>	<b>Miles de US\$</b>
2007	22.90	93.48	40.66	<b>103,937.58</b>	<b>36,500.73</b>	<b>53,471.36</b>
2008	24.21	130.82	40.66	<b>93,207.27</b>	<b>38,029.35</b>	<b>46,544.45</b>
2009	18.71	80.27	40.66	<b>106,730.50</b>	<b>32,113.08</b>	<b>58,722.40</b>
2010	19.00	97.88	40.66	<b>308,763.64</b>	<b>185,145.98</b>	<b>219,090.89</b>
2011	18.02	132.31	40.66	<b>204,058.72</b>	<b>96,190.04</b>	<b>117,558.75</b>
2012	17.09	137.62	40.66	<b>147,220.09</b>	<b>101,956.72</b>	<b>110,807.42</b>
2013	16.21	133.22	40.66	<b>211,884.21</b>	<b>144,947.85</b>	<b>158,933.35</b>

\* Incluye costo de comercialización interna

**Fuentes:** BCE – Información Estadística Mensual Junio 2014 (Precio de importación) / MCPEC – Los Subsidios Energéticos en el Ecuador (Costo de producción y comercialización) / CENACE – Informes Anuales (Precio de terminal para generación)

**Elaboración:** ECONOMICA -CIC- División Técnica de Investigación

#### **- Subsidio a la Nafta de Alto Octano**

Este derivado se importa en su totalidad y se usa para generación termoeléctrica y como insumo para la producción de gasolina extra y súper. El volumen importado presenta un crecimiento de 106% entre 2007 y 2013; alcanzando los 16 millones BEP; con un costo de US\$2,107.7 millones en el año 2013. Debido al incremento de los precios de importación de este derivado en un promedio anual de 43% en el periodo analizado, el costo total de importación ha aumentado en 194%.

La Nafta utilizada para generación termoeléctrica, presenta amplias variaciones en el periodo de análisis; los picos de consumo más altos se observan entre 2008 y 2011. El precio promedio de importación en el periodo de análisis se ubica en US\$112.44 por BEP; mientras que el precio de terminal para la generación se ha mantenido constante en US\$37.60 por BEP; evidenciando un subsidio promedio de US\$74.84 por BEP. Entre 2007 y 2013, el subsidio acumulado para la Nafta asciende a US\$74.6 millones.

**Tabla 54 NAFTA: Consumo para Generación Termoeléctrica, Precios y Subsidio**

Año	Consumo para Generación Termoeléctrica Miles de BEP	Precio de importación * US\$ / BEP	Precio de terminal para generación US\$/BEP	Subsidio unitario (diferencial de precios) US\$/BEP	Subsidio importación Miles de US\$
2007	80	92.19	37.60	54.59	4,346.98
2008	158	108.78	37.60	71.17	11,234.57
2009	198	80.36	37.60	42.75	8,464.09
2010	291	98.32	37.60	60.72	17,681.02
2011	293	131.88	37.60	94.28	27,586.39
2012	2	143.91	37.60	106.31	191.90
2013	54	131.68	37.60	94.08	5,063.01

\*No incluye costo de comercialización, debido a la falta de datos.

**Fuentes:** BCE – Información Estadística Mensual Junio 2014 (Precio de importación) / CENACE – Informes Anuales (Consumo para generación y Precio de terminal)

**Elaboración:** ECONOMICA -CIC- División Técnica de Investigación

A continuación se presenta un compendio de los subsidios históricos de cada derivado de petróleo para el periodo analizado, con el objetivo de tener una visión general de su magnitud y peso en términos fiscales.<sup>23</sup> El monto total destinado a subsidios asciende a US\$ 5,685 millones en el periodo de 2007 a 2013; de ellos, el 75.1% corresponde a GLP; seguido por el Diesel 2 con 20.7%, Fuel Oil 6 con 2.9% y, finalmente el 1.3% corresponde a la Nafta. Cabe resaltar que el Fuel Oil 4 (más residuos), no registra subsidio entre 2007 y 2012; para el 2013 registra un subsidio de US\$1.8 millones debido a que el costo de producción es ligeramente mayor al precio de venta de terminal, por lo que se suma al total de subsidios en 2013.

En la siguiente tabla, se incluye para el Fuel Oil 4, el valor resultante de multiplicar el volumen utilizado en la generación eléctrica por la diferencia entre el costo de producción nacional y el precio de terminal para generación<sup>24</sup> (solamente con fines informativos para los años 2007-2012). El gas natural, no tiene subsidio por lo que se incluye en la tabla de manera informativa. El total de subsidios abarca: Diesel 2\*, Fuel Oil 6 y Nafta, para el caso de los combustibles utilizados en la generación termoeléctrica.

<sup>23</sup> El compendio de subsidios se lo toma a nivel diferenciando para aquellos combustibles que tienen proporción importada; mientras que será a precios de importación para aquellos que son producidos a nivel nacional.

<sup>24</sup> En el caso específico del Fuel Oil 6 se hace el cálculo en base al dato proporcionado por el Ing. Raúl Ramírez de la Dirección de Comercialización de Petroecuador, quien indicó que el Fuel Oil 6, si tiene subsidio para generación eléctrica en empresas públicas, a las cuales se destina el 90% del combustible. El precio se ha mantenido fijo desde 2007 en US\$0.6324 por galón, precio que incluye margen de comercialización de Petroecuador.

**Tabla 55 Compendio Subsidios históricos al GLP y Combustibles para Generación Termoeléctrica**

Año	GLP (1) Miles de US\$	COMBUSTIBLES UTILIZADOS EN GENERACIÓN ELÉCTRICA							
		Fuel Oil 4 + Residuos	Fuel Oil 6	Diesel 2 *	Diesel 2 **	Nafta	Gas Natural	Total Subsidio (2)	Total Subsidio (3)
		Miles de US\$	Miles de US\$	Miles de US\$	Miles de US\$	Miles de US\$	Miles de US\$	Miles de US\$	Miles de US\$
2007	623,162.0	-41,880.3	29,427.9	103,937.6	53,471.4	4,347.0	0.0	137,712.5	87,246.3
2008	661,773.6	-52,495.0	24,935.4	93,207.3	46,544.5	11,234.6	0.0	129,377.3	82,714.5
2009	401,882.7	-16,261.5	17,598.8	106,730.5	58,722.4	8,464.1	0.0	132,793.3	84,785.2
2010	513,298.4	-18,272.1	14,176.6	308,763.6	219,090.9	17,681.0	0.0	340,621.2	250,948.5
2011	763,429.9	-13,090.0	21,310.2	204,058.7	117,558.7	27,586.4	0.0	252,955.2	166,455.2
2012	648,083.5	-7,147.4	27,360.6	147,220.1	110,807.4	191.9	0.0	174,772.6	138,359.9
2013	656,885.0	1,729.8	29,904.3	211,884.2	158,933.4	5,063.0	0.0	248,581.4	195,630.6

(1) Corresponde al subsidio diferenciado entre GLP de origen nacional e importado respectivamente.

\* Subsidio al consumo de Diesel 2 para generación termoeléctrica valorado a precio de importación menos el precio de terminal para generación.

\*\* Subsidio de la proporción importada de consumo de Diesel 2 para generación termoeléctrica. El Diesel 2 producido nacionalmente no tiene subsidio por lo que la proporción de producción nacional no se toma en cuenta para este cálculo.

(2) Corresponde al subsidio sumando el Fuel Oil 6, Diesel 2\* y Nafta

(3) Corresponde al subsidio total sumando el Fuel oil 6, Diesel 2\*\* y Nafta

**Elaboración:** ECONOMICA -CIC- División Técnica de Investigación

## V. Proyecciones de oferta y demanda de energía eléctrica y demanda de Gas licuado de Petróleo (GLP)

### V.1. Escenarios de oferta de energía eléctrica

En esta Sección se presentan los escenarios de generación de oferta energética para el período 2014-2023, cuyo fin es obtener la estimación cuantitativa de la oferta de energía disponible en función a la infraestructura existente en las distintas tecnologías, esto es hidroeléctrica, termoeléctrica, y energía renovable no convencional<sup>25</sup>; así como la proveniente de la incorporación paulatina que proporcionarán los Proyectos o Centrales actualmente en curso o que se construirán durante el período en mención.

Los escenarios obtenidos han sido elaborados tomando como línea base las premisas contenidas en el Plan Maestro de Electrificación (PME) 2013-2022 para el Plan de expansión de

<sup>25</sup> Aquella que se obtiene de fuentes naturales virtualmente inagotables, unas por la inmensa cantidad, y otras porque su capacidad de regenerarse por medios naturales es de corto plazo. Ej. Biomasa, solar, eólica, geotérmica, otras.

generación, mismo que está concebido para solucionar el problema estructural de abastecimiento de energía eléctrica que tiene el Sistema Nacional Interconectado, S.N.I. y a su vez determina la generación y las reservas para cubrir la demanda de cargas especiales y en general para mantener al Ecuador con generación suficiente para satisfacer las necesidades internas de demanda bajo independencia de interconexiones eléctricas internacionales.

En un sentido más amplio, este Plan Maestro ha sido concebido de forma integral para atender la creciente necesidad de un servicio confiable, seguro y de calidad con eficiencia energética, por lo cual explora de manera detallada e independiente la expansión en generación, transmisión, y distribución. Esto implica implementar los recientes avances tecnológicos en generación renovable a pequeña y mediana escala, orientación al uso de sistemas para la transmisión flexible de corriente alterna, sistemas modernos de protección, medición y comunicaciones, automatización de las redes eléctricas de distribución y subtransmisión. La presente sección concentra su esfuerzo en estimar los escenarios de generación de oferta energética para el período 2014-2023.

La expansión de la generación, conforme al PME, parte de una línea base que constituyen los proyectos que han sido calificados como emblemáticos, y que en calidad de tales están siendo ejecutados por las empresas públicas del sector. De este modo, el Consejo Nacional de Electricidad CONELEC, debe dar las señales sobre la expansión de la generación y sobre los proyectos que deben ser ejecutados para satisfacer los diferentes escenarios de crecimiento de la demanda; y el cronograma de ejecución de la operación de estos proyectos, debe ser coordinado con el Ministerio de Electricidad y Energía Renovable MEER.

Tal como lo menciona el PME, el desarrollo del sector energético es estratégico para el Ecuador y en esta perspectiva el desarrollo del sistema eléctrico deberá garantizar el abastecimiento energético a partir del mayor aprovechamiento de recursos de generación hidroeléctrica que permite reducir de manera progresiva la generación termoeléctrica a base de combustibles fósiles líquidos. Esto deberá complementarse con la inserción paulatina del país en tecnologías relativas al manejo de otros recursos renovables, estableciendo la generación de energía eléctrica de fuentes renovables como las principales alternativas sostenibles en el largo plazo.

La inversión necesaria para la expansión de la generación, está direccionada al desarrollo de proyectos que impulsan el cambio de la matriz energética mediante el incremento en la eficiencia eléctrica principalmente. Se prevé el retiro de centrales térmicas, que han sido desplazadas por tecnologías más baratas en base a combustibles menos costosos y menos contaminantes.

En la Sección Metodológica de este documento, en la subsección “Proyecciones de oferta de energía eléctrica” se presenta una explicación detallada de cómo se calculó el número de GWh que se incorporaran cada año por cada tipo de tecnología en cada Escenario trabajado.

### **Escenario 1**

Con base en lo expuesto, el Escenario 1 parte de la generación que ofrece la infraestructura

existente al 2013 por 20,634 GWh/año<sup>26</sup>, e incorpora anualmente la energía estimada que proporcionarán los Proyectos que constan en el Cronograma de expansión de generación eléctrica 2014-2023, proporcionado por el CONELEC en julio de 2014<sup>27</sup>, por un total de 29,140 GWh/año; con lo cual la oferta al final del año 2023 asciende a 49,774 GWh/año. Este Escenario asume por tanto, que se ejecutará la totalidad de la inversión proyectada para la puesta en marcha de todos los Proyectos contenidos en el Plan o Cronograma de expansión 2014-2023 entregado por el CONELEC.

Cabe señalar que este Cronograma de expansión de generación eléctrica 2014-2023 corresponde a una actualización del Cronograma de expansión de generación eléctrica 2013-2022 del PME 2013-2022, que el CONELEC elaboró en base al supuesto de un escenario “hidrológico medio”, en el que la hidrología del país no enfrenta una situación drástica en cuanto a disponibilidad de agua para la generación hidroeléctrica, ni en términos de escasez ni de exceso. ECONOMICA CIC ha utilizado este escenario hidrológico en todos sus cálculos, en consideración a que el mismo no prevé extremos de escasez o exceso de aguas para la generación hidroeléctrica.

Los principales Proyectos hidroeléctricos en construcción con más de 5,000 MW de potencia instalada, y aproximadamente 26,000 GWh anuales una vez en operación son: Coca Codo Sinclair, Paute-Cardenillo, Paute-Sopladora, Zamora Santiago G8, Minas-San Francisco, Toachi-Pilatón, Delsitanisagua. Entre los Proyectos termoeléctricos están el Guangopolo II, Esmeraldas II, y Machala de Gas, cuyo aporte es de 300 MW de potencia instalada y 2,000 GWh anuales.

En las dos siguientes Tablas, se presenta la oferta anual bruta por tipo de tecnología, que de acuerdo al Cronograma del CONELEC, generarían los proyectos de expansión de la generación eléctrica contemplados para el periodo 2014-2023; también se presenta, el cálculo de la oferta anual neta o que efectivamente se añade cada año a la oferta de generación eléctrica del país de acuerdo a la metodología descrita en la Sección Metodológica, subsección Proyecciones de oferta de energía eléctrica, de este documento. En términos netos, en este Escenario, se añadirían 29140 GWh a la oferta existente en el año 2013 (20,634 GWh), con lo cual, al 2023, la oferta alcanzaría los US\$ 49,774.

<sup>26</sup> La oferta existente al año 2013 se asume igual a la que se proyecta en el PME 2013-2022 para dicho año.

<sup>27</sup> Consiste en una actualización al cronograma de expansión de generación eléctrica que consta en el PME 2013-2022, que el CONELEC presentará al Ministerio de Electricidad para su aprobación, de acuerdo a la información proporcionada por el CONELEC.



**Tabla 56 Escenario 1: Incremento de Oferta GWh**

Año	Anual Bruta				Anual Neta			
	H	T	ERNC	Total	98%	50%	93%	Total
2014	8	76	-	84	8	38	-	46
2015	186	1,100	4	1,290	182	545	4	732
2016	2,569	3,264	50	5,883	2,523	1,618	46	4,187
2017	17,741	4,067	50	21,858	17,422	2,016	46	19,484
2018	18,458	4,067	50	22,575	18,125	2,016	46	20,187
2019	19,784	4,067	50	23,901	19,428	2,016	46	21,490
2020	24,151	4,067	50	28,268	23,715	2,016	46	25,778
2021	24,528	4,067	50	28,645	24,086	2,016	46	26,149
2022	24,745	4,067	50	28,862	24,299	2,016	46	26,361
2023	27,562	4,067	63	31,692	27,065	2,016	59	29,140

*H – Hidroeléctrica*

*T – Termoeléctrica*

*ERNC – Energía Renovable no convencional*

**Elaboración:** ECONOMICA -CIC- División Técnica de Investigación

A continuación el resumen de la oferta de generación eléctrica del período 2014-2023, en el Escenario 1:

**Tabla 57 Escenario 1: Generación por tipo de tecnología GWh**

Descripción	Hidroeléctrica	Termoeléctrica	ERNC*	Total Oferta
Oferta existente 2013	12,332	8,161	141	20,634
Incremento neto 2014-2023	27,065	2,016	59	29,140
Oferta existente 2023	39,397	10,177	200	49,774

\*ERNC Energía renovable no convencional

**Fuente:** Plan Maestro de Electrificación 2013-2022 / Cronograma de expansión 2014-2023

**Elaboración:** ECONOMICA -CIC- División Técnica de Investigación

## **Escenario 2**

El Escenario 2 por su parte, no considera el crecimiento de Proyectos Hidroeléctricos y Térmicos de gas natural, por tanto se asume la situación extrema en la que la oferta de generación del año 2013 por 20,634 GWh/año, se mantiene constante para los subsiguientes años 2014-2023. Se asume por tanto que no se ejecutará inversión para Proyectos o Centrales de generación eléctrica, como se presenta en el siguiente cuadro:

**Tabla 58 Escenario 2: Generación por tipo de tecnología GWh**

Año	Hidroeléctrica	Termoeléctrica	ERNC	Total Oferta
2013	12,332	8,161	141	20,634
2014	12,332	8,161	141	20,634
2015	12,332	8,161	141	20,634
2016	12,332	8,161	141	20,634
2017	12,332	8,161	141	20,634
2018	12,332	8,161	141	20,634
2019	12,332	8,161	141	20,634
2020	12,332	8,161	141	20,634
2021	12,332	8,161	141	20,634
2022	12,332	8,161	141	20,634
2023	12,332	8,161	141	20,634

**Fuente:** Plan Maestro de Electrificación 2013-2022 / Cronograma de expansión CONELEC 2014-2023

**Elaboración:** ECONOMICA -CIC- División Técnica de Investigación

### **Escenario 3**

El Escenario 3 representa el contrafactual, esto es, a la generación que ofrece la infraestructura existente al 2013 por 20,634 GWh/año, se incorpora anualmente la energía estimada que proporcionarán únicamente aquellos proyectos cuyo porcentaje de avance a la fecha sea igual o superior al 50%, o cuya fecha de inicio de operaciones es el año 2014, indistintamente de su tecnología, por un total de 16,204 GWh/año; con lo cual la oferta al final del año 2023 asciende a 36,838 GWh/año. Cabe mencionar que a partir de la página electrónica del Ministerio de Electricidad y energía renovable, se tomó el porcentaje de avance de los Proyectos disponibles en dicho portal, información actualizada al mes de abril de 2014. Este Escenario asume por lo tanto, que se ejecutará la inversión proyectada para la puesta en marcha únicamente de dichos Proyectos.

En las siguientes dos tablas, se presenta la oferta anual bruta por tipo de tecnología, que de acuerdo al Cronograma del CONELEC, generarían los proyectos de expansión de la generación eléctrica contemplados para el periodo 2014-2023, que tienen a la fecha un porcentaje de avance igual o mayor al 50%; también se presenta, el cálculo de la oferta anual neta o que efectivamente se añade cada año a la oferta de generación eléctrica del país de acuerdo a la metodología descrita en la Sección Metodológica, subsección Proyecciones de oferta de energía eléctrica, de este documento.

En términos netos, en este Escenario, se añadirían 29,140 GWh a la oferta existente en el año 2013 (16204 GWh), con lo cual, al 2023, la oferta alcanzaría los US\$ 36,838 GWh.

**Tabla 59 Escenario 3: Incremento de Oferta GWh**

Año	Anual Bruta				Anual Neta			
	H	T	ERNC	Total	98%	50%	93%	
	H	T	ERNC	Total	H	T	ERNC	Total
2014	8	76	-	84	8	38	-	46
2015	134	910	-	1,044	131	451	-	582
2016	1,858	910	-	2,768	1,824	451	-	2,275
2017	16,042	910	-	16,952	15,753	451	-	16,204
2018	16,042	910	-	16,952	15,753	451	-	16,204
2019	16,042	910	-	16,952	15,753	451	-	16,204
2020	16,042	910	-	16,952	15,753	451	-	16,204
2021	16,042	910	-	16,952	15,753	451	-	16,204
2022	16,042	910	-	16,952	15,753	451	-	16,204
2023	16,042	910	-	16,952	15,753	451	-	16,204

*H – Hidroeléctrica*

*T – Termoeléctrica*

*ERNC – Energía Renovable no convencional*

**Fuente:** Plan Maestro de Electrificación 2013-2022 / Cronograma de expansión 2014-2023

**Elaboración:** ECONOMICA -CIC- División Técnica de Investigación

A continuación el resumen de la oferta de generación eléctrica del período 2014-2023:

**Tabla 60 Escenario 3: Generación por tipo de tecnología GWh**

Año	Hidroeléctrica	Termoeléctrica	ERNC*	Total Oferta
Oferta existente 2013	12,332	8,161	141	20,634
Incremento neto 2014-2023	15,753	451	-	16,204
Oferta existente 2023	28,085	8,612	141	36,838

\*ERNC Energía renovable no convencional

**Fuente:** Plan Maestro de Electrificación 2013-2022 (Oferta de generación eléctrica existente 2013) / Cronograma de expansión 2014-2023 (Oferta de generación eléctrica 2014-2023)

**Elaboración:** ECONOMICA -CIC- División Técnica de Investigación

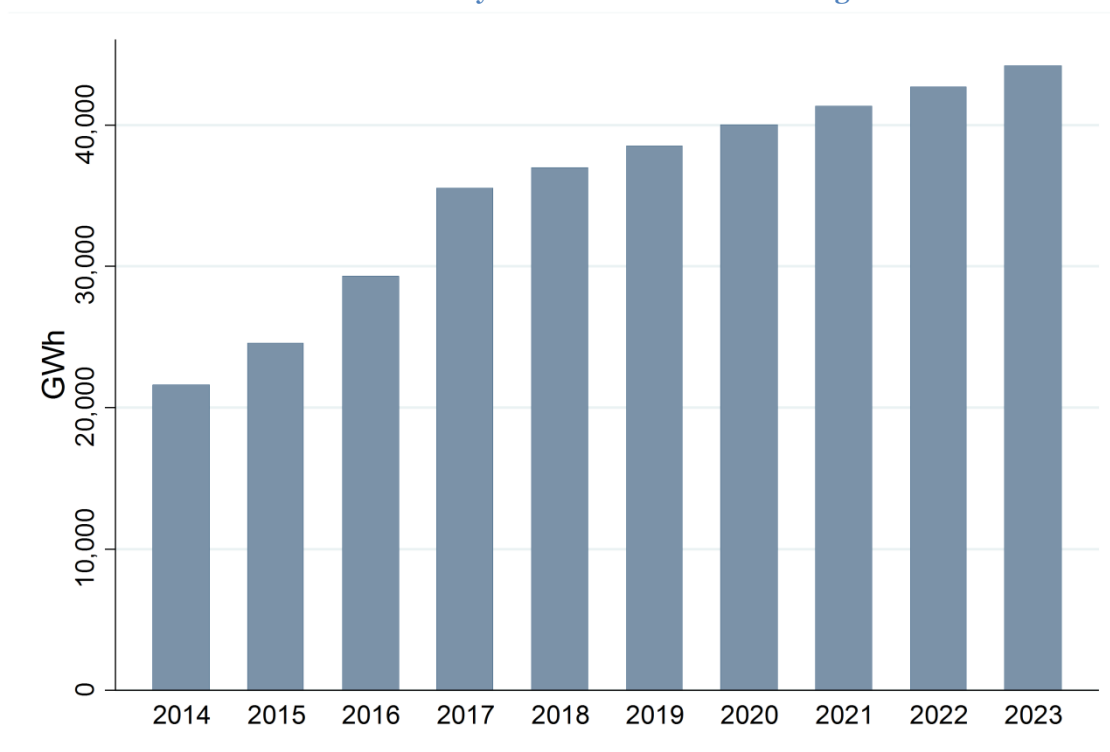
Ver en el *Anexo I* el detalle de los proyectos del Cronograma de expansión 2014-2023 con un avance a la fecha de 50% o más, o cuya fecha de inicio de operaciones es el año 2014, que se incluyen en el Escenario 3, así como aquellos que no se encuentran incluidos, de acuerdo a la información proporcionada por el CONELEC.

## V.2. Proyección de demanda de energía eléctrica

La demanda de energía eléctrica proyectada corresponde a la demanda de energía presentada en el PME 2013-2022, en un escenario de demanda de energía media. El escenario base del PME considera que tanto la demanda de energía eléctrica de los hogares como el de las empresas crece, en base al crecimiento de la economía en el periodo 2014-2023.

El resto de los componentes de la demanda que se adicionaron al escenario base, son proyecciones del PME considerando futuros cambios tecnológicos y de estructura productiva del país. Los componentes que incrementan la demanda están conformados por la incorporación de cargas singulares, la utilización de vehículos eléctricos desde 2015, el consumo eléctrico de proyectos de transporte público (tranvía de Cuenca y metro de Quito), el consumo eléctrico de las cocinas de inducción (a partir del año 2015), calentamiento eléctrico del agua (2014), y Refinería del Pacífico (a partir del año 2014 pero en plena operación a partir del año 2016).

**Ilustración 1 Proyección de demanda de energía**



**Fuente:** Informe Cifras Petroleras 2007-2013. Plan Maestro de Electrificación.

**Elaboración:** ECONOMICA -CIC- División Técnica de Investigación

### V.3. Proyección de la demanda de Gas Licuado de Petróleo (GLP)

Las proyecciones de la demanda de GLP para el periodo 2014-2023, en base a las necesidades de consumo de GLP del sector residencial, sectores no residenciales (industrial, comercial, agroindustrial, vehicular y beneficencia), y, finalmente, el contrabando y mal uso respectivamente, se realizaron para 2 escenarios diferentes, en base a la metodología descrita en la Sección Metodológica de este documento (subsección “Proyecciones de la demanda de Gas Licuado de Petróleo”). A continuación se presenta un resumen de los resultados obtenidos a partir de la aplicación de dicha metodología.

En el escenario contrafactual, es decir, cuando no se elimina el subsidio al GLP y no se introducen las cocinas de inducción al mercado ecuatoriano, la demanda de GLP alcanza los 13.2 millones de BEP en el año 2023, con una tasa de crecimiento promedio anual en el periodo 2014-2023 de 1.2%.

**Tabla 61 Escenario Contrafactual: Sin eliminación del Subsidio al GLP y sin programa de cocinas de inducción**

**Proyección de la demanda de GLP por sector (BEP) 2014-2023**

Año	Sector residencial más beneficencia	Contrabando y mal uso	Sector agroindustrial y vehicular	Sector industrial y comercial	Total
2014	8,597,872.6	2,251,494.2	221,235.4	753,206.1	11,823,808.3
2015	8,732,723.1	2,251,494.2	224,709.7	765,034.4	11,973,961.4
2016	8,866,777.8	2,251,494.2	229,105.7	780,000.9	12,127,378.6
2017	8,999,951.1	2,251,494.2	233,048.0	793,422.6	12,277,916.0
2018	9,132,152.2	2,251,494.2	237,161.8	807,428.2	12,428,236.4
2019	9,263,358.8	2,251,494.2	241,454.8	822,043.7	12,578,351.4
2020	9,393,536.1	2,251,494.2	245,934.4	837,294.7	12,728,259.4
2021	9,527,624.7	2,251,494.2	250,609.0	853,209.8	12,882,937.7
2022	9,661,349.8	2,251,494.2	255,487.1	869,817.6	13,038,148.7
2023	9,795,075.9	2,251,494.2	260,577.5	887,148.0	13,194,295.6

**Fuente:** Proyecciones de demanda de GLP realizadas por ECONOMICA CIC

**Elaboración:** ECONOMICA -CIC- División Técnica de Investigación

En cambio, en el escenario en el cual se asume la eliminación del subsidio al GLP en el año 2016<sup>28</sup>, la demanda total de GLP al año 2023 alcanza únicamente 1.7 millones de BEP; la tasa de crecimiento promedio anual de la demanda en este escenario es -17.3% para el periodo 2014-2023. Las caídas más significativas en la demanda de GLP en este escenario, se dan en: el sector residencial debido a la sustitución de cocinas a gas por cocinas de inducción eléctricas, y, en la demanda de GLP para contrabando y mal uso, el que se asume desaparece a partir de 2016, el mismo año en el que se supone se eliminaría el subsidio al GLP.

<sup>28</sup> Se adoptó el supuesto de que el subsidio al GLP se elimina en el 2016, en base a informaciones periodísticas respecto de que el Ministro de Industrias y Productividad, Econ. Ramiro González, habría anunciado que el subsidio se eliminará en dicho año.

**Tabla 62 Escenario: Eliminación del Subsidio al GLP en el año 2016 y programa de cocinas de inducción**

**Proyección de la demanda de GLP por sector (BEP) 2014-2023**

Año	Sector residencial más beneficencia	Contrabando y mal uso	Sector agroindustrial y vehicular	Sector industrial y comercial	Total
2014	8,597,872.6	2,251,494.2	221,235.4	753,206.1	11,823,808.3
2015	8,102,151.5	2,251,494.2	224,709.7	765,034.4	11,343,389.8
2016	6,170,381.3	-	223,885.9	762,229.7	7,156,496.9
2017	2,348,578.9	-	222,428.7	757,268.8	3,328,276.4
2018	1,837,098.2	-	220,951.7	752,240.0	2,810,290.0
2019	1,301,187.7	-	219,450.0	747,127.6	2,267,765.3
2020	940,232.4	-	217,918.1	741,912.2	1,900,062.7
2021	763,102.3	-	216,350.5	736,575.2	1,716,027.9
2022	763,094.9	-	214,740.9	731,095.1	1,708,930.9
2023	763,087.4	-	213,082.6	725,449.3	1,701,619.3

**Fuente:** Proyecciones de demanda de GLP realizadas por ECONOMICA CIC

**Elaboración:** ECONOMICA -CIC- División Técnica de Investigación

La caída de la demanda de GLP en este escenario de eliminación del subsidio, implica que eventualmente, la producción de GLP (proyectada por ECONOMICA CIC para el periodo 2014-2023) no solo será suficiente para cubrir la demanda interna de GLP, pero también habrá un excedente para la exportación. Este resultado se analiza en la Sección Impacto en Balanza de Pagos del presente Informe.

## **VI. Impacto macroeconómico de la transformación de la matriz energética ecuatoriana**

### **VI.1 Impacto fiscal 2014-2023**

#### **VI.1.1 Subsidio eléctrico a cocinas de inducción y reducción de déficit tarifario estimado**

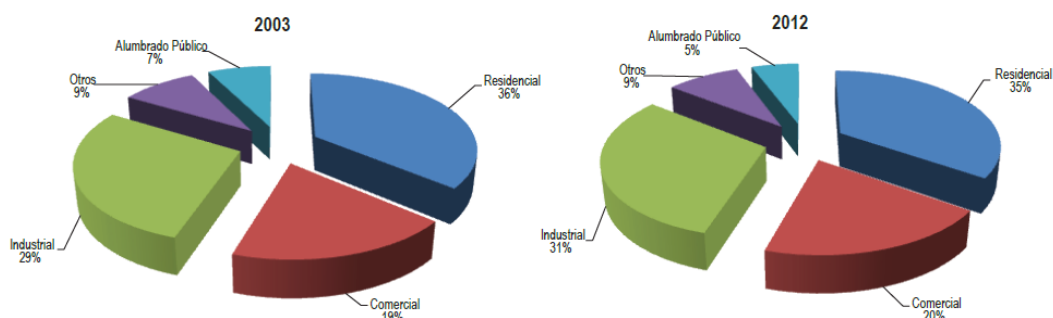
##### **Subsidio eléctrico a las cocinas de inducción**

El Programa nacional de cocción eficiente o Plan de migración del consumo de GLP a electricidad, cuyo objeto es reemplazar con electricidad el consumo actual de los hogares ecuatorianos que utilizan GLP para la preparación de sus alimentos, tiene previsto iniciar en el 2015 según el PME; para lo cual dicho Plan incluyó el volumen correspondiente a este nuevo consumo eléctrico, en su estimación de demanda de energía eléctrica para los próximos años. Este Programa nace como parte de una estrategia de desarrollo sustentable para el sector

eléctrico, en las dimensiones económica, social y ambiental, contenida en dicho Plan.

El 35% del consumo de energía promedio entre los años 2003 y 2012, corresponde al sector residencial; del total de consumo de energía por parte de este sector, la proporción de consumo de GLP es de un 59% frente a un 41% de electricidad y otras fuentes de energía, según el Balance energético nacional 2013 año base 2012, preparado por el Ministerio Coordinador de Sectores Estratégicos MICSE.

**Ilustración 2 Participación del Consumo  
Años 2003 y 2012**



**Fuente:** Pan Maestro de Electrificación 2013-2022.

Según el PME este Programa tiene previsto un horizonte de demanda que considera el ingreso masivo de 3.5 millones de cocinas eléctricas desde el año 2015 hasta el año 2017 con una penetración al 80% de clientes residenciales y luego una penetración paulatina hasta llegar al 90% en el año 2022; sin embargo, según estimaciones del número de hogares de ECONÓMICA CIC, a partir del año 2020 la cobertura de hogares asciende al 100%.

A la presente fecha ya se ha arrancado con la puesta en práctica del Programa. El proceso de inscripción para ser beneficiario del mismo inició el 18 de agosto con la habilitación de las páginas [www.ecuadorcambia.com](http://www.ecuadorcambia.com) y [www.energia.gob.ec](http://www.energia.gob.ec) del Ministerio de Electricidad. Según la última información publicada en medios locales, el Programa busca impulsar el reemplazo de alrededor de 3,5 millones de cocinas de gas por las de inducción hasta el 2016, para gradualmente eliminar el subsidio al gas.

A través del registro se puede acceder al subsidio de 80 Kwh al mes y al financiamiento hasta a tres años plazo de las cocinas del plan. Sobre el financiamiento, según informó el Gobierno, será hasta de tres años plazo y se cobrará por medio de las planillas del servicio eléctrico. Las cocinas podrán ser adquiridas en locales de electrodomésticos.

Indurama es la primera de las doce empresas calificadas que ha comenzado la distribución de dos modelos de estas cocinas a los puntos de venta. Alexis Valencia, subsecretario de Desarrollo Industrial del Ministerio de Industrias, indicó que desde fines de agosto se distribuirán entre 1,000 y 2,000 cocinas a los almacenes, y con el ingreso de otras dos empresas



en los siguientes quince días se sumarán entre 5,000 y 10,000. Empresas como Mabe, Ecasa, Kangle y Ferromédica, entre otras, proyectan lanzar sus modelos de estufas de inducción entre septiembre y octubre. Según la información de la página web del Ministerio de Electricidad y Energía Renovable (MEER), el valor de las estufas del plan estatal oscilará entre los US\$156 y US\$676.

Conforme lo han anunciado públicamente funcionarios de los Ministerios de Electricidad e Industrias, 80 kilovatios hora (Kwh) al mes destinados a la cocción con cocinas de inducción serán entregados gratuitamente a los usuarios que apliquen al plan; y a partir del 2018, los usuarios pagarán US\$0.04 por Kwh. Para calcular el impacto fiscal de este subsidio incorporado en el Programa, se tomó el número de cocinas de inducción que anualmente estima el PME 2013-2022 que ingresarán al sistema, con su correspondiente consumo eléctrico anual, el mismo que parte de una estimación de consumo de 100.91 Kwh mensuales. Posteriormente, para aproximar la correspondiente proporción de consumo eléctrico que será subsidiado, dado que se subsidiarán 80Kwh de un consumo mensual estimado promedio de 100.91 Kwh, se calculó una proporción del 80% del total del consumo eléctrico proyectado por año.

Finalmente, se tomó el costo medio por año del servicio eléctrico contenido en el PME, consistente con el cronograma de expansión de generación para el período analizado, y se obtiene el subsidio por Kwh. Dicho subsidio por Kwh, multiplicado por el consumo eléctrico subsidiado antes proyectado, permitió obtener una estimación del impacto fiscal de este Programa. A continuación el resumen del cálculo del subsidio por la introducción de cocinas de inducción para el período 2015-2022:

**Tabla 63 Estimación del Subsidio eléctrico a las cocinas de inducción**

Años	Cocinas eléctricas	Consumo eléctrico por cocinas de inducción Kwh	Consumo eléctrico por cocinas de inducción subsidiado Kwh	Tarifa subsidiada US\$/Kwh	Costo medio del servicio eléctrico US\$/Kwh	Diferencial subsidiado US\$/Kwh	Total Subsidio US\$
2015	351,600	361,646,000	289,316,800	-	0.0797	0.0797	23,058,549
2016	1,404,600	1,444,731,000	1,155,784,800	-	0.0644	0.0644	74,432,541
2017	3,508,000	3,608,229,000	2,886,583,200	-	0.0595	0.0595	171,751,700
2018	3,762,120	4,101,921,000	3,281,536,800	0.0400	0.0602	0.0202	66,287,043
2019	4,026,403	4,619,415,000	3,695,532,000	0.0400	0.0619	0.0219	80,932,151
2020	4,300,956	5,161,148,000	4,128,918,400	0.0400	0.0631	0.0231	95,378,015
2021	4,429,956	5,315,984,000	4,252,787,200	0.0400	0.0644	0.0244	103,768,008
2022	4,457,936	5,457,523,000	4,366,018,400	0.0400	0.0615	0.0215	93,869,396

**Fuente:** Plan Maestro de Electrificación 2013-2022 /

<http://www.elcomercio.com.ec/actualidad/negocios/gobierno-financiara-cocinas-de-induccion.html>

**Elaboración:** ECONOMICA -CIC- División Técnica de Investigación

## Reducción del Déficit Tarifario Estimado

Uno de los subsidios destinado a la energía eléctrica es el denominado *Déficit Tarifario*<sup>29</sup>, que posee como base legal el Mandato No. 15 Art. 2., de la Asamblea Nacional Constituyente, vigente desde julio 2008 y en varias Resoluciones del Consejo Nacional de Electricidad (CONELEC) emitidas en el mismo año para la ejecución del mandato. Su financiamiento se realiza con recursos fiscales por medio del CONELEC, ente asignado para la distribución de energía eléctrica a todo el país.

En 2004 este subsidio representó el 0,20% del Presupuesto General del Estado, cifra equivalente a US\$15 millones aproximadamente. A partir de 2007 se agregó el subsidio denominado *Tarifa de la dignidad*<sup>30</sup>. En 2012, ambos subsidios energéticos, representaron el 0,42% del total del gasto del Presupuesto General del Estado por concepto de subsidio, equivalente a US\$147.2 millones.

En este informe se presenta la reducción estimada del déficit tarifario para el periodo 2014 – 2023; comprando los ingresos por venta de electricidad en dos escenarios:

- a) Si se mantiene invariable el tarifario del año 2013
- b) Con el nuevo pliego tarifario aprobado en julio de 2014

Según datos del CONELEC, la tarifa promedio para empresas en 2013 fue de US\$0.0688 y para el sector residencial de US\$0.0948. El nuevo pliego tarifario para 2014 refleja un incremento en ambas tarifas promedio; las empresas pagarán US\$0.081 por Kwh y el sector residencial US\$0.104 por Kwh.

Ese diferencial tarifario generará ingresos adicionales (reducción del déficit tarifario) entre US\$200 y US\$400 millones en el periodo 2014 – 2023; dada la estimación de demanda de electricidad para ese periodo.

---

29 Se implementó desde 2004, y está conformado por la diferencia existente entre los costos reales de generación, transmisión y distribución, y, la tarifa única cobrada a la población a nivel nacional. Está dirigido a toda la población.

30 Consiste en la comercialización a US\$0,04 el kilovatio por hora (Kwh) si se consumen hasta 110 Kwh en la región sierra y hasta 120 Kwh en la región costa. Este subsidio está dirigido a toda la población pero particularmente a aquella que vive en las zonas urbanas, dado que hay mayor demanda de electricidad.

**Tabla 64 DÉFICIT: Reducción estimada por Diferencial Tarifario**

Año	Tarifas en 2013 US\$/Kwh		Demanda estimada (Kwh)		Tarifas en 2014 US\$/Kwh		Ingresos (US\$ Millones)		Reducción del Déficit por Diferencial Tarifario
	Empresas	Residencial	Empresas	Residencial	Empresas **	Residencial *	Tarifas 2013	Tarifas 2014	US\$ Millones
2014	6.88	9.48	16,781,868,032	6,602,790,400	8.10	10.4	1,779.70	2,046.02	<b>266.32</b>
2015	6.88	9.48	17,839,351,808	6,933,004,288	8.10	10.4	1,883.70	2,166.02	<b>282.32</b>
2016	6.88	9.48	19,177,371,648	7,392,082,432	8.10	10.4	2,019.21	2,322.14	<b>302.93</b>
2017	6.88	9.48	20,377,315,328	7,772,080,128	8.10	10.4	2,137.73	2,458.86	<b>321.13</b>
2018	6.88	9.48	21,629,474,816	8,167,407,616	8.10	10.4	2,261.30	2,601.40	<b>340.10</b>
2019	6.88	9.48	22,936,127,488	8,578,629,632	8.10	10.4	2,390.11	2,750.00	<b>359.89</b>
2020	6.88	9.48	24,299,640,832	9,006,370,816	8.10	10.4	2,524.40	2,904.93	<b>380.53</b>
2021	6.88	9.48	25,722,492,928	9,443,134,464	8.10	10.4	2,663.63	3,065.61	<b>401.98</b>
2022	6.88	9.48	27,207,262,208	9,896,273,920	8.10	10.4	2,808.67	3,233.00	<b>424.33</b>
2023	6.88	9.48	28,756,684,800	10,365,767,680	8.10	10.4	2,959.70	3,407.33	<b>447.63</b>

**Fuente:** CONELEC – Pliegos Tarifarios 2013 y 2014 / Proyecciones de demanda ECONOMICA CIC

**Elaboración:** ECONOMICA -CIC- División Técnica de Investigación

### VI.1.2 Subsidio a los combustibles utilizados en la generación eléctrica 2014–2023

La presente Sección presenta la estimación del subsidio correspondiente al consumo de combustibles necesarios para la generación termoeléctrica que permita cubrir la demanda de energía durante el período 2014–2023, para lo cual se trabajaron tres escenarios de disponibilidad de oferta de energía eléctrica durante dicho periodo:

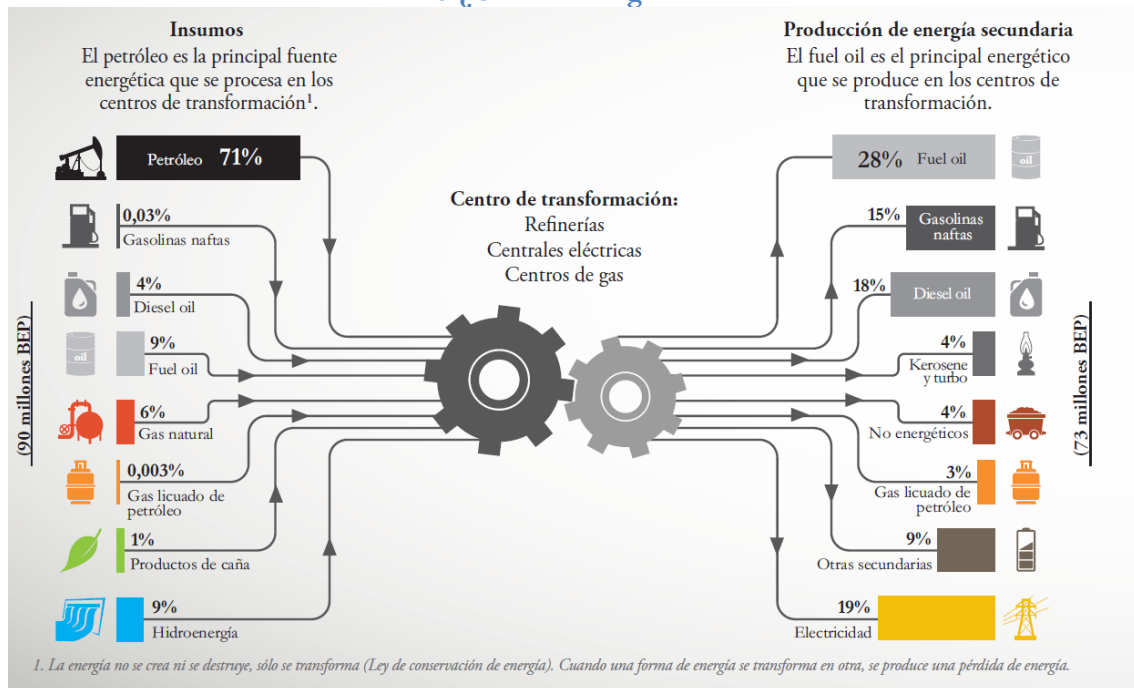
- 1) **Escenario 1:** la estructura de generación eléctrica en el periodo de análisis corresponde a la que plantea el cronograma de expansión de generación eléctrica provisto por el CONELEC para el periodo 2014–2023 (y que corresponde al cronograma de expansión del PME 2013–2022 actualizado<sup>31</sup>)
- 2) **Escenario 2:** una situación extrema en que los Proyectos de expansión de generación no se llevan a cabo; y,
- 3) **Escenario 3:** un tercer escenario intermedio, en el que se ejecutan aquellos Proyectos cuyo porcentaje de avance a la fecha es igual o mayor al 50% y aquellos cuya fecha de inicio de operaciones de acuerdo al Cronograma del CONELEC, es el año 2014.

Según el Balance Energético Nacional 2013, el total de energía que ingresó a los centros de transformación de energía durante el 2012 fue de aproximadamente 90 millones BEP. A nivel de centros, las refinerías procesan el 69% de la energía, las centrales eléctricas el 22%, los autogeneradores el 7% y un centro de gas el 2%. El petróleo es el principal energético que

<sup>31</sup> Dicho Cronograma fue entregado a ECONOMICA CIC por el CONELEC en fecha 31 de julio de 2014.

entra a los centros de transformación, mismo que representa el 71% del total de energía que fue transformada, tal como se observa en la gráfica siguiente:

**Ilustración 3 ¿Cuánta energía se transforma?**



**Fuente:** Balance energético nacional 2013 - Ministerio Coordinador Sectores Estratégicos MICSE.

En la Sección IV Subsidio a los combustibles y al gas licuado de petróleo 2007-2013, se puede observar la cantidad de combustibles en BEP que se han consumido históricamente en la generación de energía termoeléctrica, debidamente clasificado por tipo de combustible, y comparado con la oferta disponible total de cada combustible.

Debido a que históricamente el Ecuador ha basado su economía en la exportación del petróleo que es además la principal fuente de energía nacional, una de los principales esfuerzos del gobierno nacional es la planificación de una paulatina eliminación de la dependencia del consumo de combustibles fósiles, para lo cual ha propuesto cambios en la matriz productiva y sectores estratégicos, dirigidos a lograr una sostenibilidad económica y ambiental, a través del aprovechamiento de las fuentes renovables para la generación de electricidad.

Conforme el PME 2013-2022, el Ecuador, a mediano plazo, tendrá capacidad de autoabastecimiento de energía eléctrica a través de una producción limpia, con un componente hidráulico que superará el 90% en el 2016; actualmente este porcentaje asciende aproximadamente a 50%. Este Plan tiene una visión integral, enlazada a todos los sectores de la economía, de manera que la proyección de la demanda de energía eléctrica contenida en el PME 2013-2022 considera, a más del crecimiento poblacional y de consumo asociado, la incorporación de importantes cargas al sistema provenientes entre otros de: la Refinería del Pacífico, los proyectos mineros, el cambio de la matriz energética del país que implica la migración de consumos de gas licuado de petróleo, GLP, y derivados de petróleo hacia la electricidad, el transporte eléctrico y la interconexión con el sistema petrolero ecuatoriano.

Basándose en estas premisas, esta Sección recopila los datos de oferta de generación bajo los 3 escenarios descritos y de demanda de energía conforme la proyección estimada de demanda bajo un escenario de crecimiento medio, tomada del PME para el periodo 2013-2023, y se presenta la estimación del correspondiente consumo de combustibles necesarios para la generación de energía termoeléctrica.

Entre los Proyectos termoeléctricos en construcción a la fecha, están el Guangopolo II, Esmeraldas II, y Machala de Gas, cuyo aporte es de 300 MW de potencia y 2,000 GWh anuales<sup>32</sup>. Si bien la puesta en marcha de estos Proyectos contribuye a incrementar la oferta de generación termoeléctrica, es la demanda de energía la que determina la cantidad necesaria de energía eléctrica requerida para cubrir dicha demanda; en ese sentido, el presente ejercicio asume que dada la infraestructura existente y la oferta de energía eléctrica asociada (en cada escenario), cualquier exceso de demanda sobre la oferta disponible será cubierta a través de generación termoeléctrica.

La infraestructura existente por tipo de tecnología a diciembre de 2012 revela la siguiente estructura de generación eléctrica: 53.6% hidráulica, 45.1% térmica y 1.3% de otras fuentes renovables; siendo la capacidad instalada de energía aproximadamente 19,078 Gwh/año:

**Tabla 65 Infraestructura existente por tipo de tecnología**

Parque generador disponible	Unidades	Potencia efectiva MW	Energía neta GWh/año
Hidroeléctricas	108	2,256	11,837
Termoeléctricas	43	2,136	6,945
ERNC*	22	110	296
Total	173	4,502	19,078

\*ERNC Energía renovable no convencional

**Fuente:** Plan Maestro de Electrificación 2013-2022

**Elaboración:** ECONOMICA -CIC- División Técnica de Investigación

<sup>32</sup> Según el Glosario de términos del CONELEC, la Potencia efectiva es la potencia máxima que se puede obtener de una unidad generadora bajo condiciones normales de operación. La producción anual media de cada unidad generadora se expresa en GWh/año.

El cuadro precedente muestra la infraestructura existente al 2012 y su correspondiente oferta de generación de energía. El Plan Maestro proporciona además la proyección de oferta de generación anual para el período 2013-2022 y el consumo de combustibles necesarios para la generación de energía termoeléctrica, tal como se muestra a continuación:

**Tabla 66 Consumo estimado de Combustibles**

<b>Año</b>	<b>Nafta (miles BEP)</b>	<b>Diesel 2 (miles BEP)</b>	<b>Fuel Oil 4 (miles BEP)</b>	<b>Fuel Oil 6 (miles BEP)</b>	<b>Gas natural (BEP)</b>
2013	53.82	2,289.09	3,825.38	4,562.44	2,794,201.83
2014		388.15	4,181.16	5,165.59	3,924,207.83
2015		107.30	2,517.26	4,182.09	4,466,866.99
2016		38.03	1,030.28	1,330.88	2,532,016.29
2017		53.55	871.29	939.03	3,732,683.79
2018		29.24	824.63	885.01	4,433,936.51
2019		87.01	1,255.31	1,822.90	5,377,750.90
2020		107.44	1,581.88	2,536.54	6,195,393.44
2021		171.29	1,796.78	2,841.74	6,453,264.08
2022		106.53	1,273.76	1,646.18	4,835,785.50
2023		106.53	1,273.76	1,646.18	4,835,785.50

**Fuente:** CONELEC (Datos reales 2013 todos los combustibles excepto Fuel Oil 6) / Petroecuador (Datos reales Fuel Oil 6) / Plan Maestro de Electrificación 2013-2022 (Proyecciones 2014-2022)

**Elaboración:** ECONOMICA -CIC- División Técnica de Investigación

Cabe señalar que tal como se explica en la Sección Metodológica de este informe, con el objeto de estimar los combustibles requeridos desde el 2014 al 2023 en los escenarios 1, 2, y 3 de oferta de energía eléctrica antes descritos, se calculó un coeficiente insumo-producto para la producción termoeléctrica igual a la relación entre el total de combustibles requeridos (expresados en BEP) y el total de la producción de energía eléctrica (expresada en BEP), tomando como base las proyecciones de oferta de generación térmica y de consumo de combustibles requeridos para satisfacer dicha producción, contenidas en el PME 2013-2022.

Dicha relación entre el insumo (combustibles) y el volumen de producción (energía eléctrica) del PME en cada año, de acuerdo a la información del PME 2013-2022, se mantuvo constante en los escenarios 1 a 3 de oferta de energía eléctrica, y permitió calcular el volumen de combustibles requerido para la generación termoeléctrica en cada escenario. Debido a que el PME contiene información proyectada solo hasta el año 2022, se asumió para el año 2023, el mismo coeficiente insumo-producto del año 2022.

A continuación se presentan los coeficientes insumo-producto estimados para cada año del periodo 2013-2023, en base a la información del PME 2013-2022:

**Tabla 67 Coeficientes Insumo-Producto estimados**

Año	Total Consumo de combustibles (BEP) (a)	Oferta generación eléctrica (BEP) (b)	Coeficiente insumo-producto energía termoeléctrica (c)=(a)/(b)
2013	13,524,817.3	4,800,588.2	2.8
2014	13,659,026.3	5,210,588.2	2.6
2015	11,273,458.5	4,404,705.9	2.6
2016	4,931,176.6	2,212,352.9	2.2
2017	5,596,532.6	2,640,588.2	2.1
2018	6,172,793.2	3,050,000.0	2.0
2019	8,542,938.4	4,101,176.5	2.1
2020	10,421,220.8	4,962,352.9	2.1
2021	11,263,026.3	5,320,000.0	2.1
2022	7,862,228.0	3,776,470.6	2.1
2023	7,862,228.0	3,776,470.6	2.1

**Fuente:** Plan Maestro de Electrificación 2013-2022 (Proyecciones 2014-2022)

**Elaboración:** ECONOMICA -CIC- División Técnica de Investigación

Debido a que es la demanda de energía la que determina la cantidad necesaria de generación requerida para cubrir dicha demanda, a continuación se muestra la proyección estimada de demanda bajo un escenario de crecimiento medio, tomada del PME para el periodo 2013-2023, la misma que considera el escenario base, así como la incorporación de importantes cargas al sistema tal como ha sido explicado en la Sección correspondiente:

**Tabla 68 Proyecciones de demanda eléctrica (2014 – 2023)**

Año	Total GWh/año
2013	20,634
2014	21,639
2015	24,574
2016	29,313
2017	35,571
2018	36,982
2019	38,534
2020	40,009
2021	41,339
2022	42,701
2023	44,205

**Fuente:** Plan Maestro de Electrificación 2013-2022

**Elaboración:** ECONOMICA -CIC- División Técnica de Investigación



Para obtener el valor en US\$ del subsidio a los combustibles requeridos para la generación termoeléctrica en cada escenario, primero se calculó la diferencia entre el costo de producción nacional (o precio de importación dependiendo del combustible analizado) por BEP y el precio de terminal para generación por BEP de cada tipo de combustible. En la Sección Metodológica de este informe, en la subsección referente a “Cálculo de subsidios fiscales proyectados periodo 2014-2023”, en el literal c) correspondiente al “Cálculo del Subsidio a los combustibles utilizados en la generación termoeléctrica 2014-2023”, se incluye una explicación detallada de la metodología utilizada para proyectar los costos de producción nacional y precios de importación, así como la información de base que permitió calcular los diferenciales o subsidio en US\$ por BEP, que constan en la siguiente tabla:

**Tabla 69 Proyección de la diferencia entre el Costo de Producción nacional (o precio de importación) y el precio de terminal para generación**

Año	Diesel nacional US\$ / BEP	Diesel importado US\$ / BEP	Fuel Oil 4 US\$ / BEP	Fuel Oil 6 US\$ / BEP	Nafta US\$ / BEP	Gas natural US\$ / BEP
2013	-24.45	92.56	0.19	6.55	94.08	0.00
2014	-23.91	86.19	0.97	7.68	87.78	0.00
2015	-23.35	85.73	1.77	8.84	87.32	0.00
2016	-22.77	89.14	2.59	10.03	90.69	0.00
2017	-22.18	92.85	3.45	11.27	94.36	0.00
2018	-21.56	98.35	4.33	12.55	99.80	0.00
2019	-20.93	104.08	5.24	13.87	105.46	0.00
2020	-20.27	110.32	6.19	15.23	111.63	0.00
2021	-19.59	116.83	7.16	16.65	118.06	0.00
2022	-18.89	123.76	8.17	18.10	124.91	0.00
2023	-18.17	130.65	9.21	19.61	131.72	0.00

**Fuente:** CENACE – Informes anuales / BCE – Información Estadística Mensual Junio 2014 / MCPEC  
- Subsidios energéticos Ecuador 2010 /

**Elaboración:** ECONOMICA -CIC- División Técnica de Investigación

Cabe mencionar que para la proyección 2014-2023 se asume una distribución del consumo de diesel 2 entre nacional e importado, en base a la participación de la producción nacional en la oferta total de diesel 2 del año 2013; esto es 25% de producción nacional y 75% importado. A continuación se describe el cálculo de subsidio a los combustibles en cada escenario:

### **Escenario 1**

El Escenario 1 como se ha mencionado, asume la ejecución de la totalidad de los Proyectos contemplados en el cronograma de expansión 2014-2023 entregado a ECONOMICA CIC por el CONELEC. A continuación se contrasta la proyección de demanda de energía eléctrica en GWh/año con la proyección de oferta de generación, y se determina la demanda no cubierta anual (demanda de energía menos oferta de energía eléctrica), de ser el caso:

**Tabla 70 Escenario 1: Generación por tipo de tecnología (Gwh) y demanda de energía eléctrica**

Año	Hidroeléctrica	Termoeléctrica	ERNC	Total Oferta	Total Demanda	Demanda no cubierta
2013	12,332	8,161	141	20,634	20,634	-
2014	12,340	8,199	141	20,679	21,639	960
2015	12,514	8,706	145	21,366	24,574	3,208
2016	14,855	9,779	187	24,821	29,313	4,492
2017	29,754	10,177	187	40,118	35,571	(4,547)
2018	30,457	10,177	187	40,821	36,982	(3,839)
2019	31,760	10,177	187	42,124	38,534	(3,590)
2020	36,047	10,177	187	46,412	40,009	(6,403)
2021	36,418	10,177	187	46,783	41,339	(5,444)
2022	36,631	10,177	187	46,995	42,701	(4,294)
2023	39,397	10,177	200	49,774	44,205	(5,569)

**Fuente:** Plan Maestro de Electrificación 2014-2023 proporcionado por el CONELEC

**Elaboración:** ECONOMICA -CIC- División Técnica de Investigación

Para obtener el volumen de combustibles requeridos para generar la oferta termoeléctrica que consta en la tabla anterior, correspondiente al Escenario 1, como se mencionó previamente, se mantuvo constante el coeficiente insumo-producto de generación termoeléctrica por año, calculado en base al PME 2013-2022. De esta manera, el volumen de combustibles requerido para producir dicha oferta de energía, se calculó multiplicando el coeficiente insumo-producto de generación termoeléctrica calculado para cada año, por el volumen de energía eléctrica que se generaría a través de fuentes termoeléctricas en dicho año (que consta en el cuadro anterior, pero expresado en BEP). Adicionalmente, como se observa en el cuadro precedente, en los años 2014, 2015 y 2016, habría un exceso de demanda de energía eléctrica, en relación a la oferta contemplada en el cronograma de expansión de la generación 2014-2023 del CONELEC.

Tal como se indicó previamente, el supuesto que se adoptó es que cualquier exceso de demanda sería cubierto a través de generación termoeléctrica, por lo que se utiliza nuevamente el coeficiente insumo-producto de producción termoeléctrica de cada año, para calcular los combustibles adicionales requeridos en BEP para satisfacer dicho exceso de demanda. Sumando los 2 volúmenes de combustibles referidos, se obtuvo el volumen total de combustibles requeridos para el periodo 2014-2023, en el Escenario 1, el cual consta en la siguiente tabla:

**Tabla 71 Escenario 1: Volumen de Combustibles requeridos para Generación Termoeléctrica**

Año	Producción esperada termoeléctrica BEP	Coefficiente insumo-producto energía termoeléctrica	Combustibles requeridos BEP	Combustibles para cubrir exceso de Demanda BEP	Total combustibles requeridos BEP
2013	4,800,588.2	2.8	13,524,817.3	-	13,524,817.3
2014	4,822,698.0	2.6	12,642,211.5	1,479,889.1	14,122,100.6
2015	5,121,325.2	2.6	13,107,582.7	4,830,471.7	17,938,054.4
2016	5,752,230.1	2.2	12,821,309.8	5,889,546.7	18,710,856.5
2017	5,986,350.3	2.1	12,687,629.4	-	12,687,629.4
2018	5,986,350.3	2.0	12,115,574.6	-	12,115,574.6
2019	5,986,350.3	2.1	12,469,841.9	-	12,469,841.9
2020	5,986,350.3	2.1	12,571,673.1	-	12,571,673.1
2021	5,986,350.3	2.1	12,673,763.4	-	12,673,763.4
2022	5,986,350.3	2.1	12,462,973.0	-	12,462,973.0
2023	5,986,350.3	2.1	12,462,973.0	-	12,462,973.0

**Fuente:** Plan Maestro de Electrificación 2013-2022

**Elaboración:** ECONOMICA -CIC- División Técnica de Investigación

Finalmente, con el objeto de cuantificar el subsidio anual para el período analizado, se multiplicaron los diferenciales de precios por BEP que constan en la Tabla **Proyección de la diferencia entre el costo de producción nacional (o precio de importación) y el precio de terminal para generación**, por el volumen de combustibles requerido, obteniéndose la siguiente proyección del subsidio anual a los combustibles a ser utilizados en la generación termoeléctrica:

**Tabla 72 Escenario 1: Proyección del Subsidio a los Combustibles utilizados en Generación Termoeléctrica**

Año	Nafta	Diesel nacional	Diesel importado	Fuel Oil 4	Fuel Oil 6	Gas Natural	Total US\$
2013	5,062,867	(13,985,292)	158,930,919	739,054	29,904,332	-	180,651,880
2014	-	(2,397,691)	25,945,086	4,183,089	40,995,711	-	68,726,195
2015	-	(996,296)	10,979,089	7,081,087	58,791,954	-	75,855,835
2016	-	(821,194)	9,647,212	10,143,611	50,662,858	-	69,632,486
2017	-	(672,862)	8,454,317	6,812,908	23,991,527	-	38,585,891
2018	-	(309,242)	4,233,422	7,011,372	21,796,969	-	32,732,520
2019	-	(664,258)	9,914,970	9,609,013	36,904,050	-	55,763,775
2020	-	(656,582)	10,724,685	11,806,144	46,616,986	-	68,491,234
2021	-	(943,745)	16,890,024	14,477,604	53,225,061	-	83,648,945
2022	-	(797,277)	15,675,878	16,490,103	47,237,601	-	78,606,305
2023	-	(766,703)	16,548,850	18,589,643	51,167,244	-	85,539,034
<b>Total</b>	<b>5,062,867</b>	<b>(23,011,141)</b>	<b>287,944,452</b>	<b>106,943,630</b>	<b>461,294,292</b>	<b>-</b>	<b>838,234,101</b>

**Fuente y elaboración:** ECONOMICA -CIC- División Técnica de Investigación

### Escenario 2

El Escenario 2 que corresponde a una situación extrema en que los Proyectos de expansión de generación no se llevan a cabo, mantiene la oferta de energía eléctrica constante al nivel proyectado por el PME 2013-2022 para el año 2013. A continuación se contrasta la proyección de demanda de energía eléctrica en GWh/año con la oferta de energía eléctrica en este escenario, y se determina el exceso de demanda anual, observándose que en todos los años es deficitaria la generación eléctrica en relación a la demanda proyectada:

**Tabla 73 Escenario 2: Generación por tipo de tecnología (Gwh) y demanda de energía eléctrica**

Año	Hidroeléctrica	Termoeléctrica	ERNC	Total Oferta	Total Demanda	Demanda no cubierta
2013	12,332	8,161	141	20,634	20,634	-
2014	12,332	8,161	141	20,634	21,639	1,005
2015	12,332	8,161	141	20,634	24,574	3,940
2016	12,332	8,161	141	20,634	29,313	8,679
2017	12,332	8,161	141	20,634	35,571	14,937
2018	12,332	8,161	141	20,634	36,982	16,348
2019	12,332	8,161	141	20,634	38,534	17,900
2020	12,332	8,161	141	20,634	40,009	19,375
2021	12,332	8,161	141	20,634	41,339	20,705
2022	12,332	8,161	141	20,634	42,701	22,067
2023	12,332	8,161	141	20,634	44,205	23,571

**Fuente:** Plan Maestro de Electrificación 2013-2022

**Elaboración:** ECONOMICA -CIC- División Técnica de Investigación

Para obtener el volumen de combustibles requeridos para generar la oferta termoeléctrica que consta en la Tabla anterior, correspondiente al Escenario 2, se mantuvo constante el coeficiente insumo-producto de generación termoeléctrica del año 2013, calculado en base al PME 2013-2022. De esta manera, el volumen de combustibles requerido para producir dicha oferta de energía se calculó multiplicando el coeficiente insumo-producto de generación termoeléctrica calculado para el año 2013, por el volumen de energía eléctrica que se generaría a través de fuentes termoeléctricas en dicho año (que consta en el cuadro anterior, pero expresado en BEP).

Adicionalmente, como se observa en el cuadro precedente, en todos los años habría un exceso de demanda de energía eléctrica, en relación a la oferta de energía eléctrica del año 2013 que se mantiene constante para el periodo 2014-2023 en este Escenario. Tal como se indicó previamente, el supuesto que se adoptó es que cualquier exceso de demanda sería cubierto a través de generación termoeléctrica, por lo que se utiliza nuevamente el coeficiente insumo-producto de producción termoeléctrica del año 2013, para calcular los combustibles adicionales requeridos en BEP para satisfacer el exceso de demanda de cada año. Sumando los 2 volúmenes de combustibles referidos, se obtuvo el volumen total de combustibles requeridos para el periodo 2014-2023 en el Escenario 2, el cual consta en la siguiente tabla:

**Tabla 74 Escenario 2: Volumen de Combustibles requeridos para Generación Termoeléctrica**

Año	Producción esperada termoeléctrica BEP	Coficiente insumo-producto energía termoeléctrica	Combustibles requeridos BEP	Combustibles para cubrir exceso de Demanda BEP	Total combustibles requeridos BEP
2013	4,800,588.2	2.8	13,524,817.3	-	13,524,817.3
2014	4,800,588.2	2.6	13,524,817.3	1,665,536.3	15,190,353.5
2015	4,800,588.2	2.6	13,524,817.3	6,529,565.0	20,054,382.3
2016	4,800,588.2	2.2	13,524,817.3	14,383,272.8	27,908,090.1
2017	4,800,588.2	2.1	13,524,817.3	24,754,343.3	38,279,160.6
2018	4,800,588.2	2.0	13,524,817.3	27,092,723.1	40,617,540.4
2019	4,800,588.2	2.1	13,524,817.3	29,664,775.1	43,189,592.4
2020	4,800,588.2	2.1	13,524,817.3	32,109,218.8	45,634,036.1
2021	4,800,588.2	2.1	13,524,817.3	34,313,361.3	47,838,178.6
2022	4,800,588.2	2.1	13,524,817.3	36,570,535.8	50,095,353.1
2023	4,800,588.2	2.1	13,524,817.3	39,063,039.8	52,587,857.1

Fuente: Plan Maestro de Electrificación 2013-2022

Elaboración: ECONOMICA -CIC- División Técnica de Investigación

Finalmente, con el objeto de cuantificar el subsidio anual para el período analizado, se multiplicaron los diferenciales de precios por BEP que constan en la Tabla **Proyección de la diferencia entre el costo de producción nacional (o precio de importación) y el precio de terminal para generación**, por el volumen de combustibles requerido, obteniéndose la siguiente proyección del subsidio anual a los combustibles a ser utilizados en la generación termoeléctrica:

**Tabla 75 Escenario 2: Proyección del Subsidio a los Combustibles utilizados en Generación Termoeléctrica**

Año	Nafta	Diesel nacional	Diesel importado	Fuel Oil 4	Fuel Oil 6	Gas Natural	Total
2013	5,062,867	(13,985,292)	158,930,919	739,054	29,904,332	-	180,651,880
2014	5,305,755	(15,360,851)	166,217,667	4,157,495	39,334,328	-	199,654,395
2015	6,968,284	(19,806,549)	218,266,401	10,027,832	59,769,619	-	275,225,587
2016	10,071,242	(26,883,165)	315,817,596	20,481,843	94,450,374	-	413,937,891
2017	14,371,912	(35,909,570)	451,193,453	37,343,551	145,527,433	-	612,526,778
2018	16,129,637	(37,046,499)	507,154,418	49,766,861	171,935,490	-	707,939,906
2019	18,123,396	(38,231,414)	570,656,730	64,061,506	202,070,464	-	816,680,681
2020	20,269,422	(39,127,692)	639,116,534	79,853,006	234,520,807	-	934,632,077
2021	22,472,930	(39,644,588)	709,511,673	96,887,734	268,609,902	-	1,057,837,649
2022	24,898,327	(40,029,541)	787,051,611	115,718,064	305,912,744	-	1,193,551,204
2023	27,562,545	(40,409,781)	872,222,322	136,942,063	347,848,223	-	1,344,165,372
<b>Total</b>	<b>171,236,316</b>	<b>(346,434,943)</b>	<b>5,396,139,324</b>	<b>615,979,008</b>	<b>1,899,883,715</b>	<b>-</b>	<b>7,736,803,420</b>

Elaboración: ECONOMICA -CIC- División Técnica de Investigación

### **Escenario 3**

El Escenario 3 representa el escenario intermedio, en el que se ejecutan aquellos Proyectos cuyo porcentaje de avance a la fecha es igual o mayor al 50% y aquellos cuya fecha de inicio de operaciones de acuerdo al Cronograma del CONELEC, es el año 2014. En la siguiente Tabla se contrasta la proyección de demanda de energía eléctrica en GWh/año frente a la proyección de oferta de generación consistente con el escenario descrito, y se determina la demanda no cubierta anual, de ser el caso:

**Tabla 76 Escenario 3: Generación por tipo de tecnología (Gwh) y demanda de energía eléctrica**

<b>Año</b>	<b>Hidroeléctrica</b>	<b>Termoeléctrica</b>	<b>ERNC</b>	<b>Total Oferta</b>	<b>Total Demanda</b>	<b>Demanda no cubierta</b>
2013	12,332	8,161	141	20,634	20,634	-
2014	12,340	8,199	141	20,679	21,639	960
2015	12,463	8,612	141	21,216	24,574	3,358
2016	14,156	8,612	141	22,909	29,313	6,404
2017	28,085	8,612	141	36,838	35,571	(1,267)
2018	28,085	8,612	141	36,838	36,982	144
2019	28,085	8,612	141	36,838	38,534	1,696
2020	28,085	8,612	141	36,838	40,009	3,171
2021	28,085	8,612	141	36,838	41,339	4,501
2022	28,085	8,612	141	36,838	42,701	5,863
2023	28,085	8,612	141	36,838	44,205	7,367

**Fuente:** CONELEC – Plan Maestro de Electrificación 2014-2023

**Elaboración:** ECONOMICA -CIC- División Técnica de Investigación

Para obtener el volumen de combustibles requeridos para generar la oferta termoeléctrica que consta en la tabla anterior, correspondiente al Escenario 3, como se mencionó previamente, se mantuvo constante el coeficiente insumo-producto de generación termoeléctrica por año, calculado en base al PME 2013-2022. De esta manera, el volumen de combustibles requerido para producir dicha oferta de energía, se calculó multiplicando el coeficiente insumo-producto de generación termoeléctrica calculado para cada año, por el volumen de energía eléctrica que se generaría a través de fuentes termoeléctricas en dicho año (que consta en el cuadro anterior, pero expresado en BEP).

Adicionalmente, como se observa en el cuadro precedente, existiría un exceso de demanda de energía eléctrica en todos los años excepto el 2017, en relación a la oferta (constituida por los proyectos que constan en el cronograma de expansión de la generación 2014-2023 del CONELEC, pero que tienen un avance de al menos el 50% a la fecha y aquellos cuya fecha de inicio de operaciones de acuerdo al Cronograma del CONELEC, es el año 2014). Tal como se indicó previamente, el supuesto que se adoptó es que cualquier exceso de demanda sería cubierto a través de generación termoeléctrica, por lo que se utiliza nuevamente el coeficiente insumo-producto de producción termoeléctrica de cada año, para calcular los combustibles adicionales requeridos en BEP para satisfacer dicho exceso de demanda.

Sumando los 2 volúmenes de combustibles referidos, se obtuvo el volumen total de

combustibles requeridos para el periodo 2014-2023, en el Escenario 3, el cual consta en la siguiente tabla:

**Tabla 77 Escenario 3: Volumen de Combustibles requeridos para Generación Termoeléctrica**

Año	Producción esperada termoeléctrica BEP	Coficiente insumo-producto energía termoeléctrica	Combustibles requeridos BEP	Combustibles para cubrir exceso de Demanda BEP	Total combustibles requeridos BEP
2013	4,800,588.2	2.8	13,524,817.3	-	13,524,817.3
2014	4,822,698.0	2.6	12,642,211.5	1,479,889.1	14,122,100.6
2015	5,065,905.1	2.6	12,965,739.8	5,055,391.8	18,021,131.5
2016	5,065,905.1	2.2	11,291,540.3	8,396,415.4	19,687,955.7
2017	5,065,905.1	2.1	10,736,813.3	-	10,736,813.3
2018	5,065,905.1	2.0	10,252,716.2	171,460.0	10,424,176.2
2019	5,065,905.1	2.1	10,552,512.2	2,078,171.9	12,630,684.1
2020	5,065,905.1	2.1	10,638,686.1	3,917,250.4	14,555,936.5
2021	5,065,905.1	2.1	10,725,079.3	5,605,388.4	16,330,467.7
2022	5,065,905.1	2.1	10,546,699.5	7,180,127.5	17,726,827.0
2023	5,065,905.1	2.1	10,546,699.5	9,021,995.2	19,568,694.7

**Fuente:** Plan Maestro de Electrificación 2013-2022

**Elaboración:** ECONOMICA -CIC- División Técnica de Investigación

Los volúmenes de combustibles requeridos se multiplican por los diferenciales de precios por BEP que constan en la Tabla **Proyección de la diferencia entre el costo de producción nacional (o precio de importación) y el precio de terminal para generación**, con el objeto de cuantificar el subsidio anual para el período analizado:

**Tabla 78 Escenario 3: Proyección del Subsidio a los Combustibles utilizados en Generación Termoeléctrica**

Año	Nafta	Diesel nacional	Diesel importado	Fuel Oil 4	Fuel Oil 6	Gas Natural	Total US\$
2013	5,062,867	(13,985,292)	158,930,919	739,054	29,904,332	-	180,651,880
2014	-	(2,397,691)	25,945,086	4,183,089	40,995,711	-	68,726,195
2015	-	(1,000,910)	11,029,937	7,113,882	59,064,239	-	76,207,149
2016	-	(864,078)	10,150,999	10,673,320	53,308,522	-	73,268,763
2017	-	(569,404)	7,154,404	5,765,374	20,302,653	-	32,653,027
2018	-	(266,070)	3,642,414	6,032,547	18,753,996	-	28,162,887
2019	-	(672,826)	10,042,858	9,732,955	37,380,057	-	56,483,044
2020	-	(760,214)	12,417,427	13,669,580	53,974,827	-	79,301,620
2021	-	(1,216,039)	21,763,228	18,654,763	68,581,850	-	107,783,801
2022	-	(1,134,015)	22,296,732	23,454,854	67,188,847	-	111,806,418
2023	-	(1,203,836)	25,984,120	29,188,465	80,340,074	-	134,308,823
<b>Total</b>	<b>5,062,867</b>	<b>(24,070,375)</b>	<b>309,358,124</b>	<b>129,207,883</b>	<b>529,795,109</b>	<b>-</b>	<b>949,353,608</b>

**Elaboración:** ECONOMICA -CIC- División Técnica de Investigación



### VI.1.3 Subsidio al Gas Licuado de Petróleo (GLP) 2014-2023

El subsidio al GLP se calculó para 2 escenarios, tal como se describe en la Sección Metodológica del presente informe, en la subsección “Cálculo de subsidios fiscales proyectados periodo 2014-2023” en el literal d), correspondiente a “Proyecciones del subsidio al Gas licuado de Petróleo (periodo 2014-2023)”.

En el primer escenario denominado contrafactual, se asume la no eliminación del subsidio al GLP en el año 2016 y la no implementación del Programa de cocción eficiente, basado en la introducción de cocinas de inducción eléctricas. En el segundo escenario, se asume que el subsidio al GLP es eliminado en el año 2016 y que complementariamente se implementa el Programa de cocción eficiente de acuerdo a las proyecciones contenidas en el PME 2013-2022. Por otro lado, el subsidio fue calculado en cada escenario, en base a 2 metodologías distintas, como se describe en detalle en la Sección Metodológica. La primera metodología consistió en calcular el subsidio en base al costo de oportunidad (basado en los precios de importación del GLP), y la segunda, en calcular el subsidio diferenciando aquel correspondiente a la producción nacional de GLP (y su respectivo costo de producción) del correspondiente al GLP importado (y su respectivo precio de importación).

El subsidio en el escenario contrafactual, calculado en base al costo de oportunidad, alcanzaría US\$ 1029.5 millones en el año 2023, y totalizaría un acumulado de US\$8581.5 millones en el periodo 2014-2023, con un crecimiento promedio anual de 3.9%.

**Tabla 79 Escenario Contrafactual: Sin eliminación del subsidio al GLP y sin programa de cocinas de inducción**  
**Proyección del subsidio al GLP 2014-2023 (en base al costo de oportunidad)**

Año	Demanda de GLP* (escenario contrafactual) BEP (a)	Subsidio** US\$/BEP (b)	Subsidio* (escenario contrafactual) US\$ (c)=(a)*(b)	Demanda de GLP*** (escenario contrafactual) BEP (d)	Subsidio**** US\$/BEP (e)	Subsidio*** (escenario contrafactual) US\$ (f)=(d)*(e)	Total Subsidio (escenario contrafactual) US\$ (g)=(c)+(f)
2014	10,849,366.8	66.3	718,812,975.8	221,235.4	39.8	8,798,925.9	727,611,901.7
2015	10,984,217.3	65.3	716,844,047.3	224,709.7	38.8	8,714,049.6	725,558,097.0
2016	11,118,272.0	66.4	738,803,529.3	229,105.7	40.0	9,156,750.9	747,960,280.2
2017	11,251,445.3	69.7	784,008,058.8	233,048.0	43.2	10,067,330.3	794,075,389.1
2018	11,383,646.4	72.5	825,851,687.6	237,161.8	46.1	10,924,875.0	836,776,562.6
2019	11,514,852.9	74.8	861,601,304.6	241,454.8	48.3	11,672,666.3	873,273,970.9
2020	11,645,030.3	76.9	894,992,977.3	245,934.4	50.4	12,388,718.5	907,381,695.8
2021	11,779,118.9	79.5	935,965,709.7	250,609.0	53.0	13,276,666.2	949,242,376.0
2022	11,912,844.0	81.9	975,929,469.3	255,487.1	55.4	14,164,289.7	990,093,759.0
2023	12,046,570.1	84.2	1,014,482,173.3	260,577.5	57.7	15,043,460.7	1,029,525,634.0

\* Sector residencial, contrabando, y beneficencia

\*\* Precio de importación - precio del gas de uso doméstico (US\$ 12.1)

\*\*\* Sector agroindustrial y vehicular

\*\*\*\* Precio de importación - precio del gas sector agroindustrial/vehicular (US\$ 38,59)

**Nota:** Los precios de importación incluyen costos de comercialización interna

**Fuente:** Proyecciones de demanda de GLP, y de precios de importación de GLP realizadas por ECONOMICA CIC

**Elaboración:** ECONOMICA -CIC- División Técnica de Investigación

En el mismo escenario contrafactual, el subsidio calculado en base a diferenciar la producción nacional de GLP, del GLP importado, y el subsidio por BEP aplicable a cada caso, alcanzaría US\$ 884.7 millones en el año 2023, totalizando un acumulado de US\$ 7,350.5 millones en el periodo 2014-2023. El crecimiento promedio anual del subsidio en este caso es de 3.9%.

**Tabla 80 Escenario Contrafactual: Sin eliminación del subsidio al GLP y sin programa de cocinas de inducción**  
**Proyección del subsidio al GLP 2014-2023**  
**(calculado en base a diferenciar producción nacional de las importaciones)**

Año	Producción nacional de GLP proyectada BEP (a)	Demanda de GLP sector residencial (Escenario contrafactual) BEP (b)	Demanda de GLP sector residencial cubierto por importaciones (Escenario contrafactual) BEP (c)=(b)-(a)	Subsidio** US\$/BEP (d)	Subsidio*** US\$/BEP (e)	Subsidio Sector Residencial (f)=(a)*(d)+(c)*(e)
2014	2,562,150.3	8,596,867.0	6,034,716.7	26.7	66.3	468,295,533.9
2015	2,558,642.0	8,731,701.7	6,173,059.7	28.0	65.3	474,518,768.0
2016	3,057,527.0	8,865,736.4	5,808,209.4	29.3	66.4	475,628,699.5
2017	3,008,133.0	8,998,891.8	5,990,758.8	30.7	69.7	509,780,845.3
2018	3,049,886.0	9,131,074.2	6,081,188.2	32.1	72.5	539,103,893.1
2019	3,092,220.0	9,262,261.2	6,170,041.2	33.6	74.8	565,476,772.6
2020	3,135,140.0	9,392,418.3	6,257,278.3	35.1	76.9	590,879,333.0
2021	3,178,657.0	9,526,485.6	6,347,828.6	36.6	79.5	620,841,203.7
2022	3,222,778.0	9,660,188.5	6,437,410.5	38.2	81.9	650,612,888.6
2023	3,267,511.0	9,793,891.5	6,526,380.5	39.9	84.2	679,992,582.3

\*\* Costo de producción nacional - precio del gas de uso doméstico (US\$ 12.1)

\*\*\* Precio de importación - precio del gas de uso doméstico (US\$ 12.1)

Año	Demanda de GLP* (escenario contrafactual) BEP (g)	Subsidio* US\$ (h)=(g)*(e)	Demanda de GLP** (escenario contrafactual) BEP (i)	Subsidio*** US\$/BEP (j)	Subsidio** US\$ (k)=(i)*(j)	Total Subsidio (escenario contrafactual) US\$ (l)=(f)+(h)+(k)
2014	2,252,499.8	149,236,918.6	221,235.4	39.8	8,798,925.9	626,331,378.4
2015	2,252,515.6	147,002,042.5	224,709.7	38.8	8,714,049.6	630,234,860.1
2016	2,252,535.5	149,679,843.5	229,105.7	40.0	9,156,750.9	634,465,293.9
2017	2,252,553.5	156,959,397.1	233,048.0	43.2	10,067,330.3	676,807,572.7
2018	2,252,572.2	163,417,806.7	237,161.8	46.1	10,924,875.0	713,446,574.8
2019	2,252,591.7	168,550,648.9	241,454.8	48.3	11,672,666.3	745,700,087.8
2020	2,252,612.0	173,127,240.3	245,934.4	50.4	12,388,718.5	776,395,291.7
2021	2,252,633.3	178,993,653.3	250,609.0	53.0	13,276,666.2	813,111,523.3
2022	2,252,655.5	184,543,074.3	255,487.1	55.4	14,164,289.7	849,320,252.6
2023	2,252,678.6	189,705,640.0	260,577.5	57.7	15,043,460.7	884,741,683.0

\*Contrabando y beneficencia

\*\* Sector agroindustrial y vehicular

\*\*\* Precio de importación - precio del gas para sector agroindustrial/vehicular (US\$ 38.59)

**Nota:** Los costos de producción nacional y precios de importación incluyen costos de comercialización interna

**Fuente:** Proyecciones de demanda de GLP, y de precios de importación de GLP realizadas por ECONOMICA CIC

**Elaboración:** ECONOMICA -CIC- División Técnica de Investigación

Por su parte, el escenario de eliminación del subsidio al GLP en el año 2016, implica una reducción sustancial del subsidio a partir de dicho año, debido a que a partir del mismo, desciende el volumen demandado de GLP, sobretodo aquel destinado a uso residencial, principalmente por el desplazamiento de las cocinas a gas por parte de las cocinas eléctricas de inducción. Así mismo, se asume la desaparición del GLP demandado para fines de contrabando a partir de ese mismo año. Este y otros supuestos adoptados respecto a la demanda de GLP en este escenario de eliminación del subsidio, se explican en la subsección “Proyección de la demanda de gas licuado de petróleo (GLP) en la Sección Metodológica del presente informe.

El subsidio valorado a costo de oportunidad en dicho escenario desciende de US\$727.6 millones en el año 2014 hasta alcanzar US\$ 684.4 millones en 2015 y posteriormente, es igual a 0 para los años venideros, como se observa en la siguiente tabla. El subsidio acumulado para el periodo 2014-2015 es US\$1,412.0 millones.

**Tabla 81 Escenario: Eliminación del Subsidio al GLP en 2016 y programa de cocinas de inducción**

**Proyección del subsidio al GLP 2014-2023 (en base al costo de oportunidad)**

Año	Demanda de GLP* (escenario eliminación subsidio) BEP (a)	Subsidio** US\$/BEP (b)	Subsidio* (escenario eliminación subsidio) US\$ (c)=(a)*(b)	Demanda de GLP*** (escenario eliminación subsidio) BEP (d)	Subsidio**** US\$/BEP (e)	Subsidio**** (escenario eliminación subsidio) US\$ (f)=(d)*(e)	Total Subsidio (escenario eliminación subsidio) US\$ (g)=(c)+(f)
2014	10,849,366.8	66.3	718,812,975.8	221,235.4	39.8	8,798,925.9	727,611,901.7
2015	10,353,645.7	65.3	675,692,141.0	224,709.7	38.8	8,714,049.6	684,406,190.6
2016	6,170,381.3			223,885.9			
2017	2,348,578.9		-	222,428.7		-	-
2018	1,837,098.2		-	220,951.7		-	-
2019	1,301,187.7		-	219,450.0		-	-
2020	940,232.4		-	217,918.1		-	-
2021	763,102.3		-	216,350.5		-	-
2022	763,094.9		-	214,740.9		-	-
2023	763,087.4		-	213,082.6		-	-

\*Residencial, Contrabando y Beneficencia

\*\* Precio de importación - precio del gas de uso doméstico (US\$ 12.1)

\*\*\* Sector Agroindustrial y Vehicular

\*\*\*\* Precio de importación - precio del gas para sector agroindustrial/vehicular (US\$ 38.59)

**Nota:** Los precios de importación incluyen costos de comercialización interna

**Fuente:** Proyecciones de demanda de GLP, y de precios de importación de GLP realizadas por ECONOMICA CIC. PME 2013-2022.

**Elaboración:** ECONOMICA -CIC- División Técnica de Investigación

En este escenario de eliminación del subsidio en el año 2016, el subsidio calculado en base a diferenciar la producción nacional de GLP, del GLP importado; y, el subsidio por BEP aplicable a cada caso, alcanzaría US\$ 589.0 millones en el año 2015, totalizando un acumulado de US\$ 1215.4 millones en el periodo 2014-2015.

**Tabla 82 Escenario: Eliminación del Subsidio al GLP en 2016 y programa de cocinas de inducción**

**Proyección del subsidio al GLP 2014-2023**

(calculado en base a diferenciar producción nacional de las importaciones)

Año	Producción nacional de GLP proyectada BEP (a)	Demanda de GLP sector residencial (Escenario eliminación subsidio) BEP (b)	Demanda de GLP sector residencial cubierto por importaciones (Escenario eliminación subsidio) BEP (c)=(b)-(a)	Subsidio* US\$/BEP (d)	Subsidio** US\$/BEP (e)	Subsidio Sector Residencial (f)=(a)*(d)+(c)*(e)
2014	2,562,150.3	8,596,867.0	6,034,716.7	26.7	66.3	468,295,533.9
2015	2,558,642.0	8,101,130.1	5,542,488.1	28.0	65.3	433,366,861.6
2016	3,057,527.0	6,169,363.6	3,111,836.6			
2017	3,008,133.0	2,347,567.9				
2018	3,049,886.0	1,836,093.9				
2019	3,092,220.0	1,300,190.2				
2020	3,135,140.0	939,241.8				
2021	3,178,657.0	762,118.8				
2022	3,222,778.0	762,118.8				
2023	3,267,511.0	762,118.8				

\* Costo de producción nacional - precio del gas de uso doméstico (US\$ 12.1)

\*\* Precio de importación - precio del gas de uso doméstico (US\$ 12.1)

Año	Demanda de GLP* (escenario eliminación subsidio) BEP (g)	Subsidio* US\$ (h)=(g)*(e)	Demanda de GLP** (escenario eliminación subsidio) BEP (i)	Subsidio*** US\$/BEP (j)	Subsidio** US\$ (k)=(i)*(j)	Total subsidio (escenario eliminación subsidio) US\$ (l)=(f)+(h)+(k)
2014	2,252,499.8	149,236,918.6	221,235.4	39.8	8,798,925.9	626,331,378.4
2015	2,252,515.6	147,002,042.5	224,709.7	38.8	8,714,049.6	589,082,953.8
2016	1,017.7	-	223,885.9	-	-	-
2017	1,011.0	-	222,428.7	-	-	-
2018	1,004.3	-	220,951.7	-	-	-
2019	997.5	-	219,450.0	-	-	-
2020	990.5	-	217,918.1	-	-	-
2021	983.4	-	216,350.5	-	-	-
2022	976.1	-	214,740.9	-	-	-
2023	968.6	-	213,082.6	-	-	-

\*Contrabando y Beneficencia

\*\* Agroindustrial y Vehicular

\*\*\* Precio de importación - precio del gas para sector agroindustrial/vehicular (US\$ 38.59)

**Nota:** Los costos de producción nacional y precios de importación incluyen costos de comercialización interna

**Fuente:** Proyecciones de demanda de GLP, de costos de producción nacional y de precios de importación de GLP realizadas por ECONOMICA CIC. PME 2013-2022

**Elaboración:** ECONOMICA -CIC- División Técnica de Investigación

En resumen, la eliminación del subsidio al GLP en el año 2016 y la sustitución de cocinas a gas por cocinas de inducción, tal como prevé este escenario, implicaría un ahorro por concepto de subsidio al GLP acumulado en el periodo 2014-2023, en relación al escenario contrafactual, equivalente a US\$ 7169.5 millones (subsidio valorado a costo de oportunidad); este ahorro es igual a la diferencia entre el subsidio acumulado en el periodo 2014-2023 en el escenario contrafactual y el subsidio acumulado en el periodo 2014-2015 en este escenario de eliminación del subsidio en 2016). El ahorro es de US\$6135.1 millones si valoramos el subsidio diferenciando el GLP proveniente de la producción nacional de aquel proveniente de importaciones, y se aplica el subsidio por BEP aplicable en cada caso.

Por otro lado, ECONOMICA CIC elaboró también un Escenario caracterizado por el hecho de que se elimina el subsidio al GLP en el año 2016, pero se lo mantiene vigente únicamente para los hogares pobres. Cabe resaltar que en las conversaciones mantenidas con funcionarios del Ministerio de Finanzas, como del MIPRO, se nos dijo que no se encuentra definida aún una política en este sentido, por lo que se optó por construir este escenario, aunque no se conoce hasta ese momento si el gobierno focalizará o no el subsidio al GLP en el futuro.

En el escenario de focalización del subsidio a los hogares pobres, el subsidio a los hogares pobres, valorado a costo de oportunidad, totalizaría US\$ 210.3 millones en el año 2023; y, el monto acumulado de subsidios en el periodo 2014-2023 en este escenario es de US\$ 2856.9 millones<sup>33</sup>. Dichos resultados se presentan en la siguiente Tabla.

**Tabla 83 Escenario: Focalización del subsidio al GLP en hogares pobres desde 2016 y programa de cocinas de inducción**  
**Proyección del subsidio al GLP 2014-2023 (en base al costo de oportunidad)**

Año	Subsidio hogares pobres US\$ (a)	Subsidio hogares no pobres (b)	Subsidio contrabando y beneficencia (c)	Subsidio sectores agroindustrial y vehicular (d)	Total subsidio (Escenario de focalización del subsidio al GLP en hogares pobres) (e)=(a)+(b)+(c)+(d)
2014	145,239,586.5	424,334,162.6	149,236,918.6	8,798,925.9	727,609,593.6
2015	145,307,402.0	383,380,387.2	147,002,042.5	8,714,049.6	684,403,881.4
2016	150,224,152.5				150,224,152.5
2017	159,894,867.7				159,894,867.7
2018	168,917,955.2				168,917,955.2
2019	176,725,108.7				176,725,108.7
2020	184,072,837.7				184,072,837.7
2021	193,024,806.9				193,024,806.9
2022	201,800,323.8				201,800,323.8
2023	210,314,673.7				210,314,673.7

**Nota:** Los precios de importación incluyen costos de comercialización interna

**Fuente:** Proyecciones de número de hogares pobres, demanda de GLP y de precios de importación de GLP realizadas por ECONOMICA CIC. PME 2013-2022

**Elaboración:** ECONOMICA -CIC- División Técnica de Investigación

<sup>33</sup> La metodología de cálculo del subsidio se detalla en la Sección Metodológica.

En cambio, cuando se valora el subsidio focalizado en hogares pobres a partir del año 2016, diferenciando el subsidio a la producción nacional del GLP del subsidio al GLP de origen importado, se obtiene que el subsidio alcanzaría los US\$99.6 millones en 2023, y un acumulado de US\$1,873.0 millones en el periodo 2014-2023.

**Tabla 84 Escenario: Focalización del subsidio al GLP en 2016 y programa de cocinas de inducción**

**Proyección del subsidio al GLP 2014-2023**  
**(calculado en base a diferenciar producción nacional de las importaciones)**

Año	Producción nacional de GLP proyectada BEP (a)	Demanda de GLP hogares pobres (b)	Producción nacional excedente para otros sectores después de cubrir la demanda de hogares pobres (c)=(a)-(b)	Demanda de GLP hogares no pobres (d)	Demanda de GLP de hogares no pobres cubierto por importaciones (e)=(d)-(c)	Subsidio por BEP (US\$) (Costo de producción nacional - precio del gas de uso doméstico (US\$ 12,1)) (f)
2014	2,562,150.3	2,192,166.2	369,984.1	6,404,665.9	6,034,681.8	26.7
2015	2,558,642.0	2,226,548.6	332,093.4	5,874,546.2	5,542,452.7	28.0
2016	3,057,527.0	2,260,726.9	796,800.1	3,953,816.1	3,157,015.9	29.3
2017	3,008,133.0	2,294,681.0	713,452.0	1,072,667.9	359,215.9	30.7
2018	3,049,886.0	2,328,386.9	721,499.1	952,371.0	230,872.0	32.1
2019	3,092,220.0	2,361,839.1	730,380.9	828,046.2	97,665.2	33.6
2020	3,135,140.0	2,395,028.6	740,111.4	699,735.2		35.1
2021	3,178,657.0	2,429,215.2	749,441.8	567,778.5		36.6
2022	3,222,778.0	2,463,308.9	759,469.1	567,778.5		38.2
2023	3,267,511.0	2,497,402.6	770,108.4	567,778.5		39.9
Año	Subsidio por BEP (precio de importación-precio del gas de uso doméstico (US\$ 12,1)) US\$ (g)	Subsidio sector residencial (h)=(b)*(f)+(c)*(f)+(e)*(g) hasta 2015; (h)=(b)*(f) desde 2016	Subsidio contrabando y beneficencia US\$ (i)	Subsidio agroindustrial y vehicular US\$ (j)	Total subsidio (escenario focalización del subsidio GLP en hogares pobres) US\$ (k)=(h)+(i)+(j)	
2014	66.3	468,293,225.8	149,236,918.6	8,798,925.9	626,329,070.2	
2015	65.3	433,364,552.4	147,002,042.5	8,714,049.6	589,080,644.6	
2016		66,306,278.8			66,306,278.8	
2017		70,439,971.8			70,439,971.8	
2018		74,763,639.0			74,763,639.0	
2019		79,284,117.2			79,284,117.2	
2020		84,008,348.4			84,008,348.4	
2021		88,989,946.1			88,989,946.1	
2022		94,201,030.7			94,201,030.7	
2023		99,654,351.4			99,654,351.4	

**Nota:** Los costos de producción nacional y precios de importación incluyen costos de comercialización interna.

**Fuente:** Proyecciones de número de hogares pobres, demanda de GLP, de costos de producción nacional y de precios de importación de GLP realizadas por ECONOMICA CIC. PME 2013-2022.

**Elaboración:** ECONOMICA -CIC- División Técnica de Investigación

En este Escenario de focalización del subsidio en los hogares pobres del país, el ahorro fiscal, en relación al Escenario contrafactual, alcanza US\$5,724.5 millones (subsidio valorado a costo de oportunidad) durante el periodo 2014-2023; y, US\$5,477.5 millones (subsidio valorado en base a diferenciar la producción nacional de GLP del GLP de origen importado).

#### VI.1.4 Inversiones en distribución, transmisión y generación eléctrica

Las inversiones programadas en el Sector Eléctrico permitirán el desarrollo de proyectos de generación - cobertura y, aquellos que impulsen el cambio de la matriz energética mediante el incremento en la eficiencia eléctrica. Las inversiones para el periodo 2013 – 2022 contemplan programas de generación, transmisión y distribución, con el objetivo de abastecer adecuadamente los requerimientos de la demanda. (CONELEC, 2013)

##### *Expansión de la Generación*

El nuevo plan de expansión de la generación contempla una inversión por US\$9.173 millones, de la cual el 80,97% será utilizado para la construcción de 25 centrales hidroeléctricas, 11,98% para generación térmica (7 proyectos) y el restante 7,05% para centrales de generación no tradicional (2 proyectos); de acuerdo al siguiente cronograma presentado en el Plan Maestro de Electrificación (PME). Se considera que del monto total de inversión, el 87,55% será pública, mientras que el componente privado alcanzaría el 12,45% con 8 proyectos de generación eléctrica.

**Tabla 85 Inversión en Generación**

Programa	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	TOTAL
Millones de US\$											
Hidroeléctricas	529.1	305.0	1,587.0	3,093.0	251.0	60.0	-	-	1,602.0	-	<b>7,427.1</b>
Termoeléctricas	-	444.0	167.0	-	488	-	-	-	-	-	<b>1,099.0</b>
Eólicas y Fotovoltaicas	36.3	610.4	-	-	-	-	-	-	-	-	<b>646.7</b>
<b>Total</b>	<b>565.4</b>	<b>1,359.4</b>	<b>1,754.0</b>	<b>3,093.0</b>	<b>739.0</b>	<b>60.0</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>1,602.0</b>	<b>-</b>	<b>9,172.7</b>

**Fuente:** CONELEC – Plan Maestro de Electrificación 2013 – 2022.

**Elaboración:** ECONOMICA -CIC- División Técnica de Investigación

##### *Expansión de la Transmisión*

De acuerdo al PME, el monto total que se requiere para cubrir el crecimiento de demanda eléctrica alcanza los US\$ 1,027 millones entre 2013 y 2022. Destinando el 63% para subestaciones y el 37% para líneas de transmisión.



**Tabla 86 Inversión en Transmisión**

	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	TOTAL
Millones de US\$											
<b>Línea de transmisión</b>	<b>81.8</b>	<b>171.2</b>	<b>72.2</b>	<b>34.6</b>	<b>8.1</b>	<b>13.9</b>	-	-	-	-	<b>381.7</b>
Nivel I (138kV)	4.6	0.2	0.2	0.2	0.8	2.0	-	-	-	-	<b>8.0</b>
Nivel II (230kV)	48.9	35.3	18.4	5.5	7.2	11.9	-	-	-	-	<b>127.2</b>
Nivel III (500kV)	28.2	135.8	53.7	28.9	-	-	-	-	-	-	<b>246.5</b>
<b>Subestaciones</b>	<b>92.4</b>	<b>251.8</b>	<b>153.7</b>	<b>85.3</b>	<b>32.5</b>	<b>15.8</b>	<b>7.7</b>	<b>4.7</b>	<b>0.9</b>	-	<b>645.0</b>
Reducción	12.3	9.7	4.6	0.0	2.9	6.3	2.2	2.8	0.9	-	<b>41.8</b>
Elevación	43.2	66.6	85.2	54.7	29.6	9.6	5.6	1.9	-	-	<b>296.3</b>
Seccionamiento	36.9	175.5	64.0	30.6	-	-	-	-	-	-	<b>306.9</b>
<b>Total</b>	<b>174.2</b>	<b>423.0</b>	<b>225.9</b>	<b>120.0</b>	<b>40.6</b>	<b>29.7</b>	<b>7.7</b>	<b>4.7</b>	<b>0.9</b>	-	<b>1,026.7</b>

**Fuente:** CONELEC – Plan Maestro de Electrificación 2013 – 2022.

**Elaboración:** ECONOMICA -CIC- División Técnica de Investigación

### *Expansión de la Distribución*

El cambio de la matriz productiva, requiere de mayores niveles de inversión en la etapa de distribución; pues se estima que al final del periodo se atenderá a alrededor de 6 millones de consumidores. Para los años 2016 y 2017, la venta de energía tendrá una variación importante, debido a la incorporación de las cocinas eléctricas, lo que generaría un mayor requerimiento de energía eléctrica. (CONELEC, 2013)

Los 4,479 proyectos se enmarcan en los planes: PMD, FERUM, y PLANREP<sup>34</sup>; además, el Plan de Migración de Cocción por Electricidad y el Plan de Soterramiento de Redes.

El enfoque de los proyectos contemplados en el PMD se centra en el mejoramiento de los índices de calidad del servicio eléctrico y, contribuyen también al aumento de cobertura y la reducción de las pérdidas de energía.

Las obras del programa FERUM para el período 2013 - 2022 están orientadas a beneficiar un total de 246,461 viviendas a nivel nacional, ampliando la cobertura del servicio eléctrico, principalmente en las zonas más alejadas del país.

En el Plan de Migración de Cocción, las inversiones consideran los componentes necesarios para la dotación del suministro a 220V, y un programa de reforzamiento y modificación de las redes de distribución con el objetivo de garantizar el abastecimiento de electricidad a los consumidores.

Finalmente, el plan de soterramiento busca reducir la contaminación visual existente, por lo que el Ministerio de Electricidad y Energía Renovable (MEER), desarrolló un plan de acción para el soterramiento de cables a nivel nacional, en coordinación con el Ministerio de Telecomunicaciones (MINTEL) y la Corporación Nacional de Telecomunicaciones (CNT) para identificar zonas o sectores que requieran intervención.

34 PMD: Plan de Mejoramiento de los Sistemas de Distribución / FERUM: Expansión de las Distribuidoras/PLANREP: Plan de Reducción de Pérdidas.

Los recursos programados para el desarrollo e implementación de estos programas para el período 2013 - 2022, ascienden a US\$3,378 millones. Monto que se distribuye de acuerdo al siguiente esquema:

**Tabla 87 Inversión en Transmisión**

Programa	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	TOTAL
Millones de US\$											
Expansión de las Distribuidoras - FERUM	46.37	54.46	26.41	17.65	15.97	7.06	7.40	7.75	7.38	7.60	<b>198.05</b>
Plan de Mejoramiento de los Sistemas de Distribución - PMD	73.81	102.30	119.74	89.80	81.79	81.52	79.64	77.29	84.61	93.42	<b>883.92</b>
Plan de Reducción de Pérdidas - PLANREP	40.49	45.76	33.69	46.88	43.72	30.44	30.51	31.37	31.53	31.09	<b>365.48</b>
Plan Migración de Cocción	107.72	107.80	124.49	96.38	79.55	122.15	132.62	106.36	122.30	135.52	<b>1,134.89</b>
Plan Nacional de Soterramiento de Redes	62.97	185.83	311.85	234.71	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	<b>795.36</b>
<b>TOTAL</b>	<b>331.36</b>	<b>496.15</b>	<b>616.18</b>	<b>485.42</b>	<b>221.03</b>	<b>241.17</b>	<b>250.17</b>	<b>222.77</b>	<b>245.82</b>	<b>267.63</b>	<b>3,377.70</b>

**Fuente:** CONELEC – Plan Maestro de Electrificación 2013 – 2022.

**Elaboración:** ECONOMICA -CIC- División Técnica de Investigación

#### VI.1.4 Impacto Fiscal Total

Esta Sección presenta la compilación cuantitativa de los resultados de la aplicación de los distintos escenarios trabajados en relación a los subsidios e inversiones estimados para la transformación de la matriz energética ecuatoriana, abordados en Secciones previas, sobre las finanzas públicas de los años 2014-2023. Los rubros tomados en consideración para estos cálculos son los siguientes:

- Subsidio eléctrico a cocinas de inducción
- Ingresos fiscales adicionales por reducción en el diferencial tarifario
- Subsidio al Gas licuado de Petróleo (GLP)
- Subsidio a hidrocarburos para generación termoeléctrica
- Inversiones en distribución, transmisión y generación eléctrica y termoeléctrica

Este impacto macroeconómico recae sobre las cifras del Sector Público no Financiero (SPNF) que comprende: *i)* Presupuesto General del Estado, *ii)* Empresas Públicas no Financieras (EPNF) y *iii)* conjunto de instituciones del Resto del SPNF (RSPNF).

Seguidamente, y tal como se observó en las Secciones correspondientes, los subsidios al Gas Licuado de Petróleo (GLP) y a los hidrocarburos para generación termoeléctrica, han sido estimados en varios escenarios, que se resumen a continuación:

### **Subsidio al Gas licuado de Petróleo (GLP)**

<b>Escenarios</b>	<b>Descripción</b>
Escenario 1a	Se mantiene subsidio en 2016 y no arranca Programa de cocinas de inducción (subsidio calculado en base al costo de oportunidad)
Escenario 1b	Se mantiene subsidio en 2016 y no arranca Programa de cocinas de inducción (subsidio diferenciado)
Escenario 2a	Se elimina subsidio en 2016 y arranca Programa de cocinas de inducción de acuerdo a PME 2013-2022 (subsidio calculado en base al costo de oportunidad)
Escenario 2b	Se elimina subsidio en 2016 y arranca Programa de cocinas de inducción de acuerdo a PME 2013-2022 (subsidio diferenciado)
Escenario 3a	Se elimina subsidio en 2016 y se mantiene un subsidio focalizado para hogares pobres desde 2016, arranca Programa de cocinas de inducción de acuerdo a PME 2013-2022 (subsidio calculado en base al costo de oportunidad)
Escenario 3b	Se elimina subsidio en 2016 y se mantiene un subsidio focalizado para hogares pobres, arranca Programa de cocinas de inducción de acuerdo a PME 2013-2022 (subsidio diferenciado)

### **Subsidio a hidrocarburos para generación termoeléctrica**

<b>Escenarios</b>	<b>Descripción</b>
Escenario 1	Inversiones en hidroeléctricas y termoeléctricas a base de gas natural
Escenario 2	Sin crecimiento de hidroeléctricas y sin crecimiento de térmicas gas natural
Escenario 3	Inversiones en hidroeléctricas y termoeléctricas a base de gas natural con avance igual o superior al 50% a la fecha

Las estimaciones obtenidas en cada escenario han sido sujetas a las distintas combinaciones posibles para cuantificar el impacto fiscal total. En la siguiente Tabla se presenta el Escenario combinado en el cual se realizan todas las inversiones en expansión de generación contempladas en el Cronograma del CONELEC (Escenario 1) y al mismo tiempo se elimina el subsidio al GLP en el año 2016 (Escenario 2b, subsidio valorado diferenciando el subsidio a la producción nacional versus el subsidio al GLP de origen importado).

El impacto fiscal acumulado en el periodo 2014-2023, de las políticas referidas anteriormente, alcanzaría los US\$11,562 millones de gasto; y, el promedio anual del gasto durante el período de análisis, asciende a US\$1,156 millones:

**Tabla 88 Escenario: Inversiones en hidroeléctricas y termoeléctricas a base de gas natural y eliminación del subsidio al GLP en 2016**  
**Proyección impacto fiscal 2014-2023**

Año	Subsidio GLP	Subsidio combustibles generación termoeléctrica	Subsidio cocinas inducción	Diferencial tarifario	Inversiones en generación, transmisión y distribución	Total Impacto Fiscal US\$
	Escenario 2b sin subsidio más cocinas inducción PME	Escenario 1				
2014	626,331,378	68,726,963		(266,323,555)	2,278,520,000	2,707,254,786
2015	589,082,954	75,856,569	23,058,549	(282,315,699)	2,596,060,000	3,001,742,372
2016	-	69,633,158	74,432,541	(302,929,961)	3,698,390,000	3,539,525,738
2017	-	38,586,283	171,751,700	(321,125,250)	1,000,620,000	889,832,733
2018	-	32,732,834	66,287,043	(340,101,217)	330,860,000	89,778,661
2019	-	55,764,328	80,932,151	(359,890,954)	257,910,000	34,715,525
2020	-	68,491,904	95,378,015	(380,529,212)	227,460,000	10,800,707
2021	-	83,649,789	103,768,008	(401,977,375)	1,848,760,000	1,634,200,421
2022	-	78,607,098	93,869,396	(424,334,682)	267,630,000	15,771,811
2023	-	85,539,894	-	(447,634,451)	-	(362,094,558)
2014-2023	<b>1,215,414,332</b>	<b>657,558,818</b>	<b>709,477,403</b>	<b>(3,527,162,357)</b>	<b>12,506,210,000</b>	<b>11,561,528,196</b>
					<b>Promedio 2014-2023 (US\$ millones)</b>	<b>1,156</b>
					<b>Total Impacto Fiscal 2014-2023 (US\$ millones)</b>	<b>11,562</b>

**Fuente:** Proyecciones de subsidio al GLP, subsidio a combustibles para generación termoeléctrica, cocinas de inducción, y aumento de ingresos fiscales por reducción del diferencial tarifario realizadas por ECONOMICA CIC. PME 2013-2022

**Elaboración:** ECONOMICA -CIC- División Técnica de Investigación

El Escenario 2b del GLP considera la eliminación de este subsidio en el año 2016, como resultado de la ejecución del Programa de cocinas de inducción conforme lo programado en el PME 2013-2022; en este escenario, se ha calculado el subsidio diferenciando el GLP proveniente de la producción nacional de aquel proveniente de importaciones, y el subsidio por BEP aplicable a cada caso. El cálculo y la metodología seguida para obtener la proyección del subsidio en base a esta metodología se detallan en la Sección Metodológica de este documento, y los resultados detallados de la estimación se presentan en la Sección “Subsidio al Gas licuado de Petróleo (GLP) 2014-2023” del presente informe.

La combinación de los 2 escenarios mencionados, junto con los correspondientes rubros asociados, esto es el subsidio eléctrico por el ingreso de las cocinas de inducción, la reducción en el diferencial tarifario que se empezó a percibir desde el año 2014, y las Inversiones en generación, transmisión y distribución, necesarias para la puesta en marcha de los Proyectos de generación eléctrica, suman las proyecciones del impacto fiscal para el período 2014-2023.

Dado que el Escenario 2 sin crecimiento de hidroeléctricas y sin crecimiento de térmicas gas natural representa una situación extrema en la que la oferta de generación del año 2013 se mantiene como constante para los subsiguientes años 2014-2023, se presenta a continuación los resultados obtenidos al combinar dicho Escenario con aquel en el que no se elimina el subsidio al GLP en el año 2016 (Escenario 1b, con el subsidio valorado diferenciando el GLP de producción nacional de aquel de origen importado).

Cabe mencionar que en este escenario combinado, se ha eliminado de las Inversiones en generación, transmisión y distribución, el gasto correspondiente a inversiones en generación que contempla el PME 2013-2022 justamente por ser una situación en la cual no se realizarían las inversiones para expandir la generación eléctrica. El resultado de combinar los 2 escenarios descritos, se presenta en la siguiente Tabla; donde se puede observar un gasto fiscal acumulado de US\$15,988 millones en el periodo 2014-2023, y en promedio un gasto fiscal de US\$1,599 millones durante el período de análisis:

**Tabla 89 Escenario: Sin inversiones en hidroeléctricas y termoeléctricas a base de gas natural y sin eliminación del subsidio al GLP en 2016**  
**Proyección impacto fiscal 2014-2023**

Año	Subsidio GLP	Subsidio combustibles generación termoeléctrica	Subsidio cocinas inducción	Diferencial tarifario	Inversiones en generación, transmisión y distribución	Total Impacto Fiscal US\$
	Escenario 1b con subsidio y sin cocinas inducción	Escenario 2				
2014	626,331,378	199,657,314		(266,323,555)	919,170,000	1,478,835,137
2015	630,234,860	275,229,536	23,058,549	(282,315,699)	842,060,000	1,488,267,247
2016	634,465,294	413,943,755	74,432,541	(302,929,961)	605,390,000	1,425,301,629
2017	676,807,573	612,535,360	171,751,700	(321,125,250)	261,630,000	1,401,599,383
2018	713,446,575	707,949,745	66,287,043	(340,101,217)	270,860,000	1,418,442,146
2019	745,700,088	816,691,951	80,932,151	(359,890,954)	257,910,000	1,541,343,235
2020	776,395,292	934,644,899	95,378,015	(380,529,212)	227,460,000	1,653,348,994
2021	813,111,523	1,057,852,087	103,768,008	(401,977,375)	246,760,000	1,819,514,242
2022	849,320,253	1,193,567,423	93,869,396	(424,334,682)	267,630,000	1,980,052,389
2023	884,741,683	1,344,183,561	-	(447,634,451)	-	1,781,290,793
<b>2014-2023</b>	<b>7,350,554,518</b>	<b>7,556,255,630</b>	<b>709,477,403</b>	<b>(3,527,162,357)</b>	<b>3,898,870,000</b>	<b>15,987,995,195</b>
					<b>Promedio 2014-2023 (US\$ millones)</b>	<b>1,599</b>
					<b>Total Impacto Fiscal 2014-2023 (US\$ millones)</b>	<b>15,988</b>

**Fuente:** Proyecciones de subsidio al GLP, subsidio a combustibles para generación termoeléctrica, cocinas de inducción, y, aumento de ingresos fiscales por reducción del diferencial tarifario realizadas por ECONOMICA CIC. PME 2013-2022

**Elaboración:** ECONOMICA -CIC- División Técnica de Investigación

Al comparar los 2 escenarios combinados descritos, se observa que el gobierno ahorraría US\$4,426 millones a lo largo del periodo 2014–2023, en el caso de que se cumpla con el Cronograma de expansión de la generación del CONELEC para dicho periodo, y se elimine el subsidio al GLP en el año 2016. Esta es la diferencia entre el gasto fiscal acumulado en el caso de que no se cumpla dicho Cronograma y no se elimine el subsidio al GLP (US\$15,988 millones) y el escenario combinado en el que si se cumple con el Cronograma de expansión de generación y se elimina el subsidio al GLP en 2016 (US\$11,562 millones).

A continuación se muestra el siguiente cuadro que presenta el gasto promedio anual en el periodo 2014–2023, resultante de las distintas combinaciones de los escenarios de los subsidios al GLP y a los combustibles utilizados en la generación termoeléctrica:

**Tabla 90 Gasto promedio anual bajo distintos escenarios de expansión de generación eléctrica y subsidio al GLP 2014–2023**

**Escenario de expansión en Generación Eléctrica**

Escenario Subsidio al GLP		Escenario 1	Escenario 2	Escenario 3
	Escenario 1a	1893	1722	1904
	Escenario 1b	1770	1599	1781
	Escenario 2a	1176	1005	1187
	Escenario 2b	1156	985	1167
	Escenario 3a	1320	1149	1331
	Escenario 3b	1222	1051	1233

Elaboración: ECONOMICA -CIC- División Técnica de Investigación

En el cuadro siguiente, se muestran las distintas combinaciones de los escenarios correspondientes a la política relacionada con el subsidio al GLP y al cumplimiento del Cronograma de expansión de generación eléctrica, y el subsidio acumulado en el período analizado 2014–2023 en cada escenario combinado, expresado en millones de US\$:

**Tabla 91 Gasto fiscal acumulado 2014–2023 bajo distintos escenarios de expansión de generación eléctrica y subsidio al GLP**

**Escenario de expansión en Generación Eléctrica**

Escenario Subsidio al GLP		Escenario 1	Escenario 2	Escenario 3
	Escenario 1a	18928	17219	19039
	Escenario 1b	17697	15988	17808
	Escenario 2a	11758	10049	11869
	Escenario 2b	11562	9853	11673
	Escenario 3a	13203	11494	13314
	Escenario 3b	12219	10510	12330

Elaboración: ECONOMICA -CIC- División Técnica de Investigación

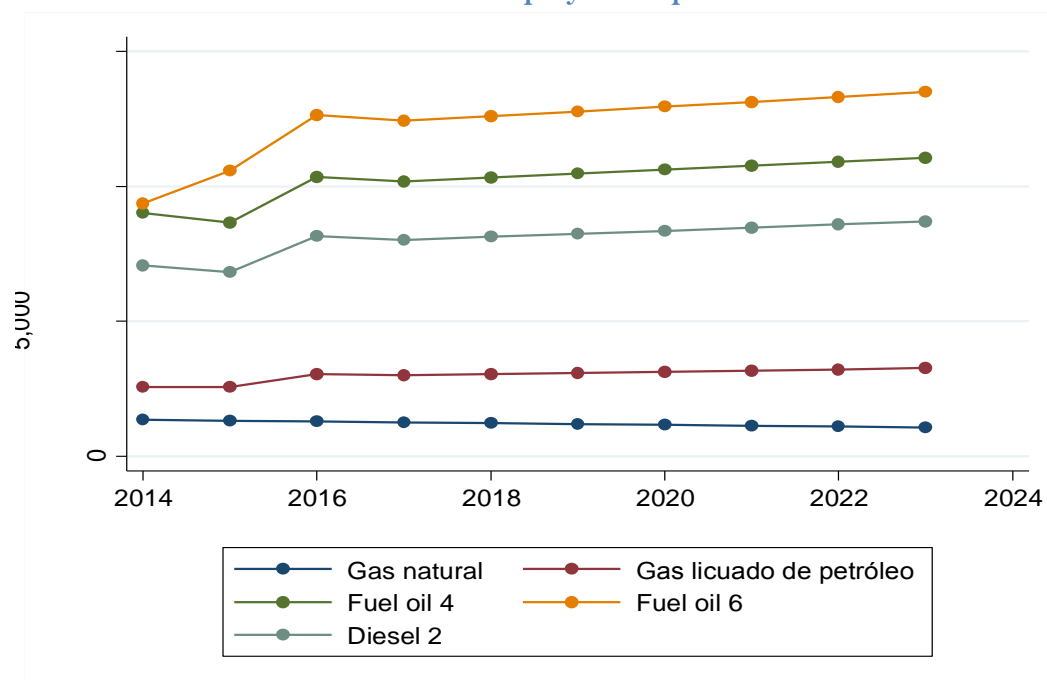
## VI.2 Impacto en balanza de pagos periodo 2014-2023

### VI.2.1 Oferta-utilización por tipo de combustible

Para proyectar el impacto en balanza de pagos del cambio en la matriz energética, se siguió la metodología descrita en detalle en la Sección Metodológica, subsección “Proyección Oferta y utilización de combustibles periodo 2014-2023”. Efectivamente, se procedió en primer lugar a proyectar el equilibrio oferta-utilización para cada combustible (aquellos utilizados en la generación termoeléctrica, y el GLP). Específicamente, se proyectó la producción y el consumo interno de cada uno de estos combustibles (la información de base y los supuestos utilizados se encuentran detallados en la parte de la Sección Metodológica antes mencionada), y, en base a dichas proyecciones, se proyectaron las exportaciones (cualquier excedente de producción por sobre el consumo interno se asumió que se destina a exportaciones) e importaciones (cualquier exceso de consumo interno sobre la producción se asumió que sería cubierto mediante importaciones) correspondientes<sup>35</sup>.

En el siguiente gráfico se presentan las proyecciones de producción para cada combustible, en BEP; el fuel oil 6 presenta la mayor producción de los combustibles considerados, seguido del fuel oil 4, diésel 2, GLP y gas natural.

**Ilustración 4 Producción proyectada por combustible**



**Fuente:** Proyecciones de producción elaboradas por ECONÓMICA –CIC

**Elaboración:** ECONOMICA -CIC- División Técnica de Investigación

<sup>35</sup> Cabe señalar que en esta sección se analizan las tendencias de la oferta-utilización proyectada por combustible, pero que todos los datos correspondientes a los gráficos aquí analizados, constan en la Sección Metodológica, subsección “Proyección Oferta y utilización de combustibles periodo 2014-2023”.

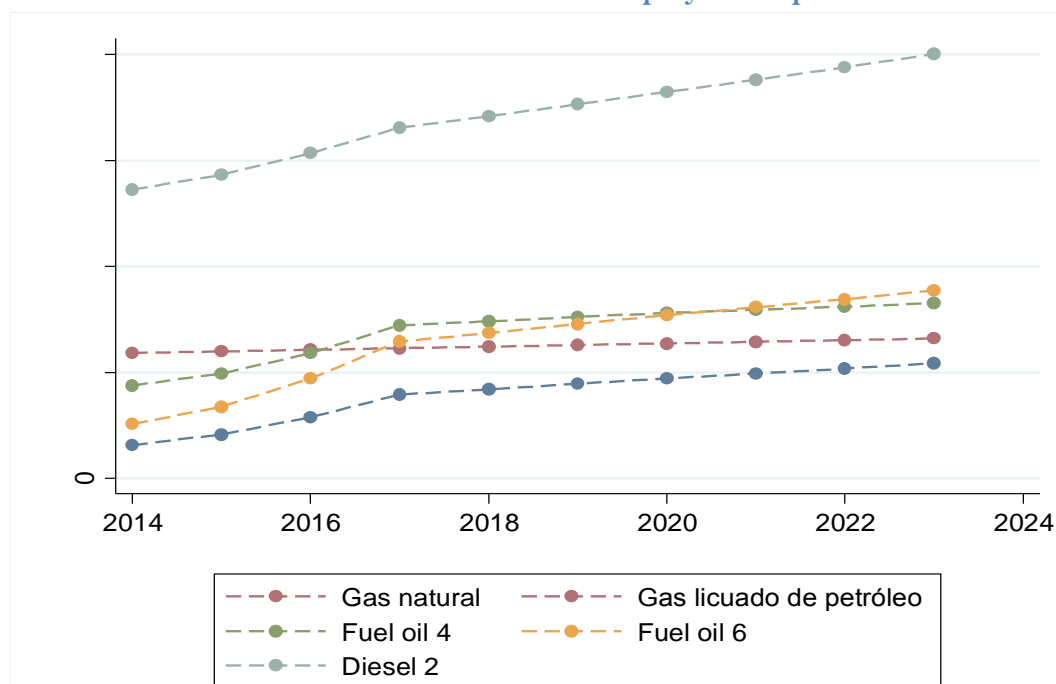


En cuanto al consumo interno de cada combustible, el mismo se calculó para cada combustible de acuerdo a la metodología descrita en la Sección Metodológica, subsección “Proyección Oferta y utilización de combustibles periodo 2014-2023”, para 3 escenarios diferentes, que se resumen a continuación:

- 1) **Escenario 1:** Se cumple el cronograma de expansión de generación eléctrica<sup>36</sup>, se elimina el subsidio al GLP en el 2016 y se cumple el cronograma de penetración de cocinas de inducción del PME 2013-2022
- 2) **Escenario 2:** No se ejecutan los proyectos contemplados en el cronograma de expansión de generación eléctrica, no se elimina el subsidio al GLP y no se introducen las cocinas de inducción al mercado.
- 3) **Escenario 3:** La expansión de generación eléctrica se da únicamente con los proyectos que actualmente tienen un 50% o más de avance. Se elimina el subsidio al GLP en el 2016 y se introducen las cocinas de inducción de acuerdo al cronograma del PME.

En el siguiente gráfico se presenta el consumo interno proyectado para cada combustible, en el Escenario 2 descrito. Como es de esperar, en este escenario extremo en el que no se ejecutan los proyectos de expansión de la generación eléctrica contenidos en el Cronograma del CONELEC, la tendencia del consumo interno de todos los combustibles utilizados en la generación termoeléctrica, es creciente. El consumo interno de GLP también se incrementa en este escenario durante el periodo 2014-2023.

**Ilustración 5 Escenario 2: Consumo interno proyectado por combustible**



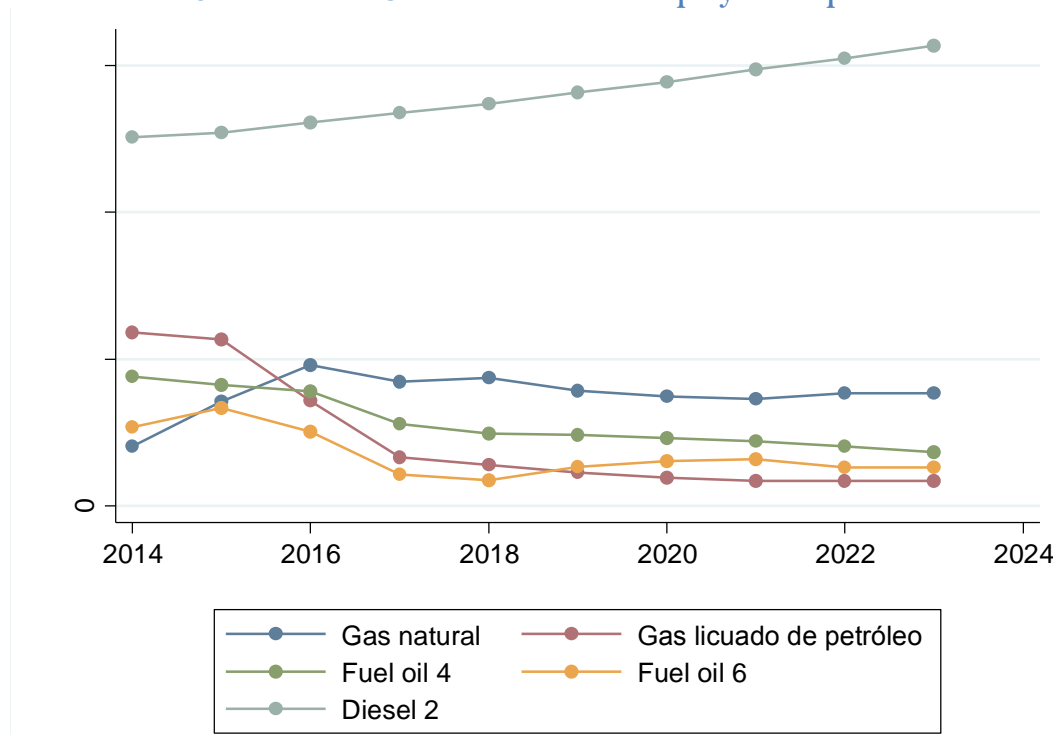
**Fuente:** Proyecciones de consumo interno de combustibles elaboradas por ECONOMICA –CIC

**Elaboración:** ECONOMICA –CIC- División Técnica de Investigación

<sup>36</sup> De acuerdo al Cronograma de expansión de generación 2014-2023 entregado por el CONELEC, que es una actualización del Cronograma del PME 2013-2022 (ver sección de “Proyecciones de oferta de energía eléctrica”).

En el escenario 1 en cambio, en el que se asume como se ha dicho que se cumple el Cronograma de expansión de la generación eléctrica planteado por el CONELEC, el consumo interno de todos los combustibles tiene una tendencia decreciente a lo largo del periodo 2014-2023, con excepción del Diesel 2. En el caso del Diesel 2, la tendencia creciente del consumo interno de este combustible se explica por el hecho de que a pesar de que en este escenario se cumple con los proyectos de expansión de la generación eléctrica, el hecho de que el Diesel 2 es principalmente utilizado en la economía ecuatoriana para fines distintos a la generación termoeléctrica, su consumo interno sigue creciendo, en función del crecimiento del PIB real, de acuerdo a las estimaciones de ECONOMICA CIC.

**Ilustración 6 Escenario 1: Consumo interno total proyectado por combustible**



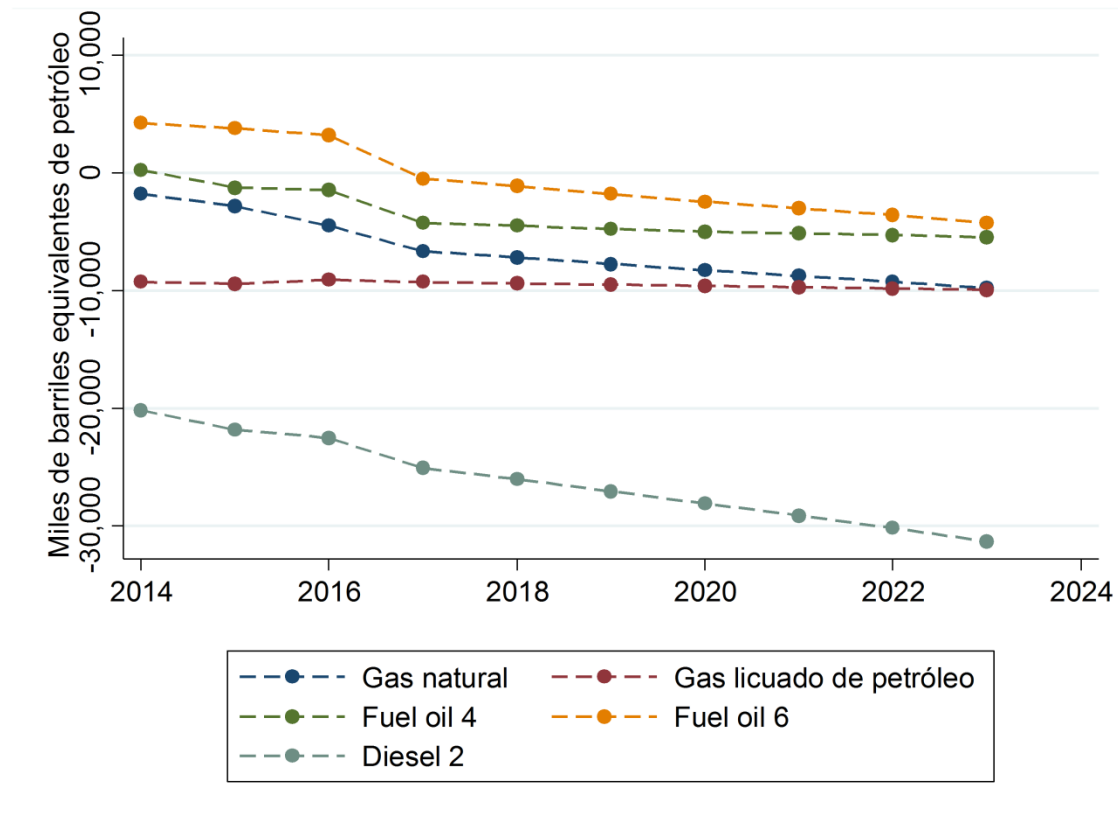
**Fuente:** Proyecciones de consumo interno de combustibles elaboradas por ECONOMICA –CIC

**Elaboración:** ECONOMICA –CIC- División Técnica de Investigación

A continuación se presenta un comparativo de las balanzas comerciales (exportaciones menos importaciones en BEP) estimadas por combustible, en cada uno de los escenarios referidos, empezando por el escenario 2, en el que ninguno de los proyectos hidroeléctricos actualmente en ejecución, u otros de expansión de generación que estén planificados, son completados antes de 2023. Se aprecia que este escenario involucra la importación cada vez mayor de gas natural, fuel oil 4, y diésel 2 para abastecer el consumo energético para generación termoeléctrica asimismo creciente, con lo cual la balanza comercial de cada uno de los combustibles se deteriora con el pasar del tiempo. Lo mismo ocurre con el fuel oil 6, que en este escenario pasa de ser exportado hasta el año 2016, a ser importado a partir de 2017.

Por su parte, el GLP mantiene una balanza comercial proyectada más o menos constante en este periodo, debido a que si bien aumenta el consumo interno proyectado de este combustible, también aumenta paulatinamente la producción. La balanza comercial en BEP, proyectada para cada combustible en este escenario, se puede observar en el siguiente gráfico.

**Ilustración 7 Escenario 2: Balanza comercial proyectada por combustible**



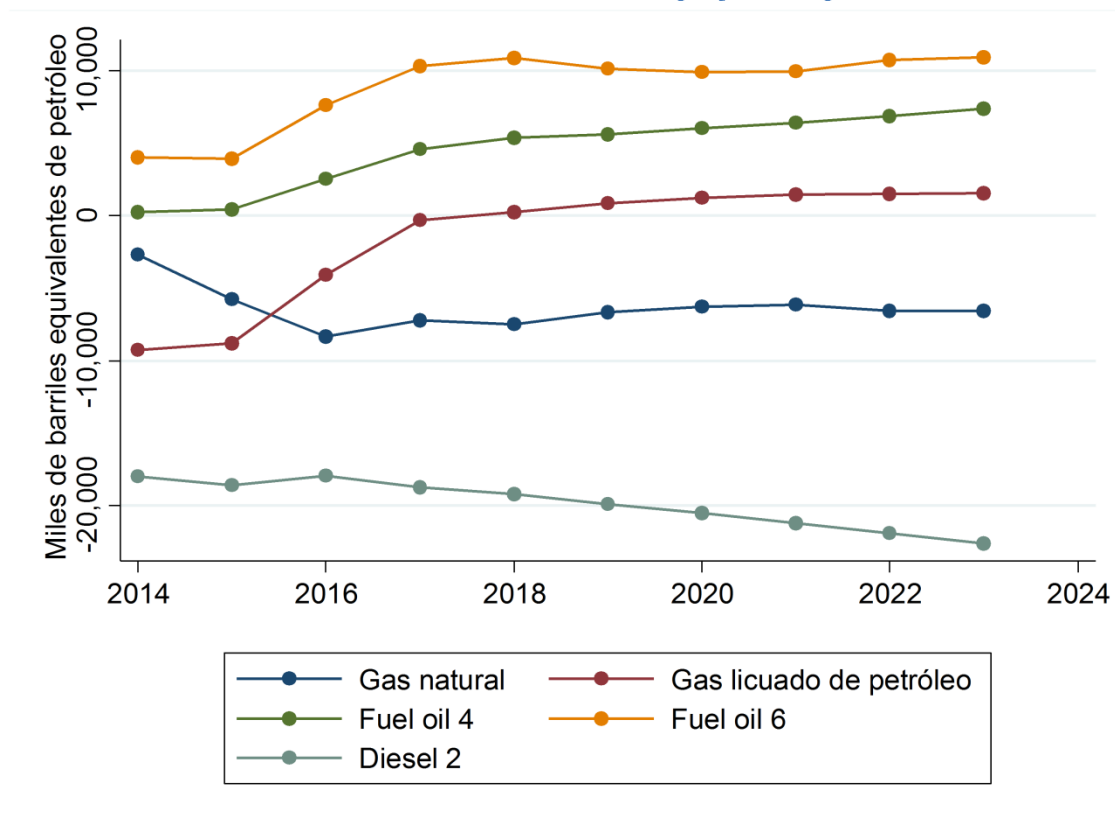
**Fuente:** Proyecciones de exportaciones e importaciones realizadas por ECONOMICA CIC

**Elaboración:** ECONOMICA -CIC- División Técnica de Investigación

En el Escenario 1, en el cual se cumple con el Cronograma de finalización de los proyectos hidroeléctricos y termoeléctricos a gas natural, las importaciones de gas natural son hasta 2018 mayores en comparación con el escenario 2 debido a la expansión de generación eléctrica por medio de proyectos termoeléctricos a base de gas natural. En cambio, las importaciones de GLP se reducen hasta 2017 y se convierten en exportaciones a partir del año 2018 debido a la eliminación del subsidio al gas y la migración de los hogares a cocinas de inducción.

De manera similar el fuel oil 4 se empieza a exportar desde 2014 en el Escenario 1, que de otra manera se tendría que importar. Por su parte, el fuel oil 6 que históricamente se destina en parte a la exportación, se continúa exportando en el Escenario 1, que de otra manera se hubiera requerido importar desde 2017 en el escenario 2. Finalmente, las importaciones de diésel 2 se reducen sustancialmente en el escenario 1 en comparación con el escenario 2.

**Ilustración 8 Escenario 1: Balanza comercial proyectada por combustible**



**Fuente:** Proyecciones de exportaciones e importaciones realizadas por ECONOMICA CIC

**Elaboración:** ECONOMICA -CIC- División Técnica de Investigación

En el Escenario 3, en el que solo se concluyen los proyectos energéticos que tienen actualmente 50% o más de avance, y aquellos cuya fecha de inicio de operaciones de acuerdo al Cronograma del CONELEC es el año 2014; la balanza comercial proyectada de cada combustible es inferior a la del escenario 1, pero superior a la balanza comercial proyectada por combustible en el Escenario 2. Esto se explica porque el volumen de combustibles requeridos para generación termoeléctrica en el Escenario 3, si bien es muy inferior a los requeridos en el Escenario 2, y por ende se reduce la necesidad de importar combustibles, dicho Escenario 3 si implica un mayor volumen de combustibles importados en relación al Escenario 1, en el que si se completa el Cronograma de expansión de la generación del CONELEC para el periodo 2014-2023.

Los datos de exportaciones e importaciones en BEP de cada combustible, en cada uno de los 3 escenarios descritos, se presentan en la Sección Metodológica de este informe, en la subsección “Proyección Oferta y utilización de combustibles periodo 2014-2023”.

A manera de resumen, en las siguientes 3 Tablas se presentan la balanza comercial y el consumo interno por combustible, y total, en cada Escenario, en millones de BEP. Como se

puede observar, en el Escenario 1 la balanza comercial en BEP de combustibles para el Ecuador, acumulada para el periodo 2014-2023 sería negativa en 144.3 millones de BEP, cifra que ascendería a -465.2 millones de BEP en el Escenario 2, y a -159.8 millones de BEP en el Escenario 3. Estas diferencias se explican por el hecho de que en el Escenario 2, se requiere un volumen mayor de combustibles para el consumo interno (813.8 millones de BEP) frente a lo requerido en el Escenario 1 (492.8 millones de BEP) y en el Escenario 3 (508.4 millones de BEP) respectivamente.

**Tabla 92 Escenario 1: Balanza comercial y consumo interno por combustible 2014-2023**  
Millones de BEP

Año	Gas natural		GLP		Fuel oil 4		Fuel oil 6		Diesel 2		Total	Total
	Bal.	Cons.	Bal.	Cons.	Bal.	Cons.	Bal.	Cons.	Bal.	Cons.	Bal.	Cons.
2014	-2.7	4.1	-9.3	11.8	0.2	8.8	4.0	5.3	-18.0	25.1	-26.0	55.1
2015	-5.8	7.1	-8.8	11.3	0.4	8.2	3.9	6.7	-18.6	25.4	-28.9	58.7
2016	-8.3	9.6	-4.1	7.2	2.5	7.8	7.6	5.0	-18.0	26.1	-20.3	55.7
2017	-7.2	8.5	-0.3	3.3	4.6	5.6	10.3	2.1	-18.7	26.7	-11.3	46.3
2018	-7.5	8.7	0.2	2.8	5.4	4.9	10.9	1.7	-19.2	27.4	-10.2	45.6
2019	-6.7	7.8	0.8	2.3	5.6	4.9	10.1	2.7	-19.9	28.1	-10.1	45.8
2020	-6.3	7.5	1.2	1.9	6.0	4.6	9.9	3.1	-20.5	28.9	-9.7	45.9
2021	-6.1	7.3	1.5	1.7	6.4	4.4	9.9	3.2	-21.2	29.7	-9.5	46.3
2022	-6.6	7.7	1.5	1.7	6.9	4.0	10.7	2.6	-21.9	30.5	-9.4	46.5
2023	-6.6	7.7	1.6	1.7	7.4	3.7	10.9	2.6	-22.6	31.3	-9.3	47.0
<b>2014-2023</b>	<b>-63.7</b>	<b>75.9</b>	<b>-15.6</b>	<b>45.8</b>	<b>45.5</b>	<b>56.9</b>	<b>88.3</b>	<b>35.0</b>	<b>-198.6</b>	<b>279.2</b>	<b>-144.3</b>	<b>492.8</b>

Elaboración: ECONOMICA -CIC- División Técnica de Investigación

**Tabla 93 Escenario 2: Balanza comercial y consumo interno por combustible 2014-2023**  
Millones de BEP

Año	Gas natural		GLP		Fuel oil 4		Fuel oil 6		Diesel 2		Total	Total
	Bal.	Cons.	Bal.	Cons.	Bal.	Cons.	Bal.	Cons.	Bal.	Cons.	Bal.	Cons.
2014	-1.8	3.1	-9.3	11.8	0.3	8.8	4.2	5.1	-20.2	27.3	-27.1	56.1
2015	-2.8	4.1	-9.4	12.0	-1.2	9.9	3.8	6.8	-21.8	28.6	-31.4	61.4
2016	-4.5	5.8	-9.1	12.1	-1.4	11.8	3.2	9.4	-22.5	30.7	-34.3	69.8
2017	-6.7	7.9	-9.3	12.3	-4.3	14.4	-0.5	12.9	-25.1	33.1	-45.9	80.6
2018	-7.2	8.4	-9.4	12.4	-4.5	14.8	-1.1	13.7	-26.0	34.2	-48.2	83.5
2019	-7.7	8.9	-9.5	12.6	-4.8	15.2	-1.8	14.6	-27.1	35.3	-50.9	86.6
2020	-8.3	9.4	-9.6	12.7	-5.0	15.6	-2.4	15.4	-28.1	36.5	-53.4	89.6
2021	-8.8	9.9	-9.7	12.9	-5.1	15.9	-3.0	16.1	-29.1	37.6	-55.7	92.4
2022	-9.2	10.3	-9.8	13.0	-5.3	16.2	-3.6	16.9	-30.2	38.8	-58.1	95.3
2023	-9.8	10.9	-9.9	13.2	-5.5	16.5	-4.2	17.7	-31.3	40.1	-60.7	98.4
<b>2014-2023</b>	<b>-66.7</b>	<b>78.8</b>	<b>-94.9</b>	<b>125.1</b>	<b>-36.8</b>	<b>139.2</b>	<b>-5.3</b>	<b>128.7</b>	<b>-261.5</b>	<b>342.1</b>	<b>-465.2</b>	<b>813.8</b>

Elaboración: ECONOMICA -CIC- División Técnica de Investigación

**Tabla 94 Escenario 3: Balanza comercial y consumo interno por combustible 2014-2023**  
**Millones de BEP**

Año	Gas natural		GLP		Fuel oil 4		Fuel oil 6		Diesel 2		Total	Total
	Bal.	Cons.	Bal.	Cons.	Bal.	Cons.	Bal.	Cons.	Bal.	Cons.	Bal.	Cons.
2014	-2.7	4.1	-9.3	11.8	0.2	8.8	4.0	5.3	-18.0	25.1	-25.8	55.1
2015	-5.8	7.1	-8.8	11.3	0.4	8.2	3.9	6.7	-18.6	25.4	-28.9	58.8
2016	-8.8	10.1	-4.1	7.2	2.3	8.0	7.3	5.3	-18.0	26.1	-21.3	56.7
2017	-5.9	7.2	-0.3	3.3	4.9	5.3	10.6	1.8	-18.7	26.7	-9.4	44.3
2018	-6.3	7.5	0.2	2.8	5.6	4.7	11.1	1.5	-19.2	27.3	-8.6	43.9
2019	-6.8	8.0	0.8	2.3	5.6	4.9	10.1	2.7	-19.9	28.1	-10.2	45.9
2020	-7.5	8.7	1.2	1.9	5.7	4.9	9.4	3.5	-20.5	28.9	-11.7	47.9
2021	-8.2	9.4	1.5	1.7	5.8	5.0	9.0	4.1	-21.3	29.8	-13.2	49.9
2022	-9.8	10.9	1.5	1.7	6.0	4.9	9.6	3.7	-22.0	30.6	-14.7	51.8
2023	-11.0	12.0	1.6	1.7	6.2	4.8	9.4	4.1	-22.7	31.4	-16.5	54.1
<b>2014-2023</b>	<b>-72.7</b>	<b>84.9</b>	<b>-15.6</b>	<b>45.8</b>	<b>42.9</b>	<b>59.5</b>	<b>84.5</b>	<b>38.8</b>	<b>-198.9</b>	<b>279.5</b>	<b>-159.8</b>	<b>508.4</b>

**Elaboración:** ECONOMICA -CIC- División Técnica de Investigación

## VI.2.2 Estimación importaciones de CKD

Se espera que la transición de los hogares a las cocinas de inducción involucre la importación de kits CKD para ensamblaje de cocinas de inducción en el país. Para estimar el valor de las importaciones de cocinas de inducción, se asume que todas las cocinas de inducción a las que migran los hogares ecuatorianos serán ensambladas mediante kits de ensamblaje CKD en el Ecuador, los cuales tendrán un valor unitario de \$160 dólares<sup>37</sup>.

En base a ese supuesto, y tomando en cuenta el número de cocinas de inducción que serían introducidas al mercado cada año, de acuerdo a la estimación del PME 2013-2022, se calculó el gasto en importaciones derivado de la compra de los correspondientes kits de ensamblaje CKD, para la fabricación de las cocinas de inducción. Como se puede observar en la siguiente tabla, el gasto en importaciones de CKD alcanzaría los US\$713.3 millones hasta el año 2022.

**Tabla 95 Estimación importaciones de CKD**  
**Proyección de importaciones de cocinas de inducción**

Año	Número de hogares proyectado	Cocinas de inducción CKD	Importaciones US\$
2015	4,289,607	351,600	56,256,000
2016	4,355,454	1,053,000	168,480,000
2017	4,420,869	2,103,400	336,544,000
2018	4,485,806	254,120	40,659,200
2019	4,550,254	264,283	42,285,280
2020	4,614,196	274,553	43,928,480
2021	4,680,059	129,000	20,640,000
2022	4,745,743	27,980	4,476,800
<b>Total</b>		<b>4,457,936</b>	<b>713,269,760</b>

\*Se asume que el total de cocinas de inducción son CKD

**Elaboración:** ECONOMICA -CIC- División Técnica de Investigación

37 Fuente: Entrevista al Sr. Thibaud Rigolle, Asesor del Sr. Ministro de Industrias y Productividad.

### VI.2.3 Incremento neto en la balanza de pagos estimado

La balanza comercial en USD por combustible, se presenta en la Sección Metodológica de este informe, en la subsección “Proyecciones de impacto del cambio de la matriz energética en la balanza comercial”. En esta sección se analizan los resultados de las proyecciones en la balanza de pagos en términos de las ganancias en exportaciones de derivados y el ahorro de importaciones producto del cumplimiento del Cronograma de expansión de la generación eléctrica del CONELEC, y la eliminación del subsidio al GLP y la subsecuente migración de los hogares a las cocinas de inducción; en comparación con el escenario en el que no ocurran dichas políticas. Cabe mencionar que las Tablas correspondientes al incremento neto de balanza comercial comparativo entre escenarios, también se presentan en la Sección Metodológica, subsección “Proyecciones de impacto del cambio de la matriz energética en la balanza comercial”.

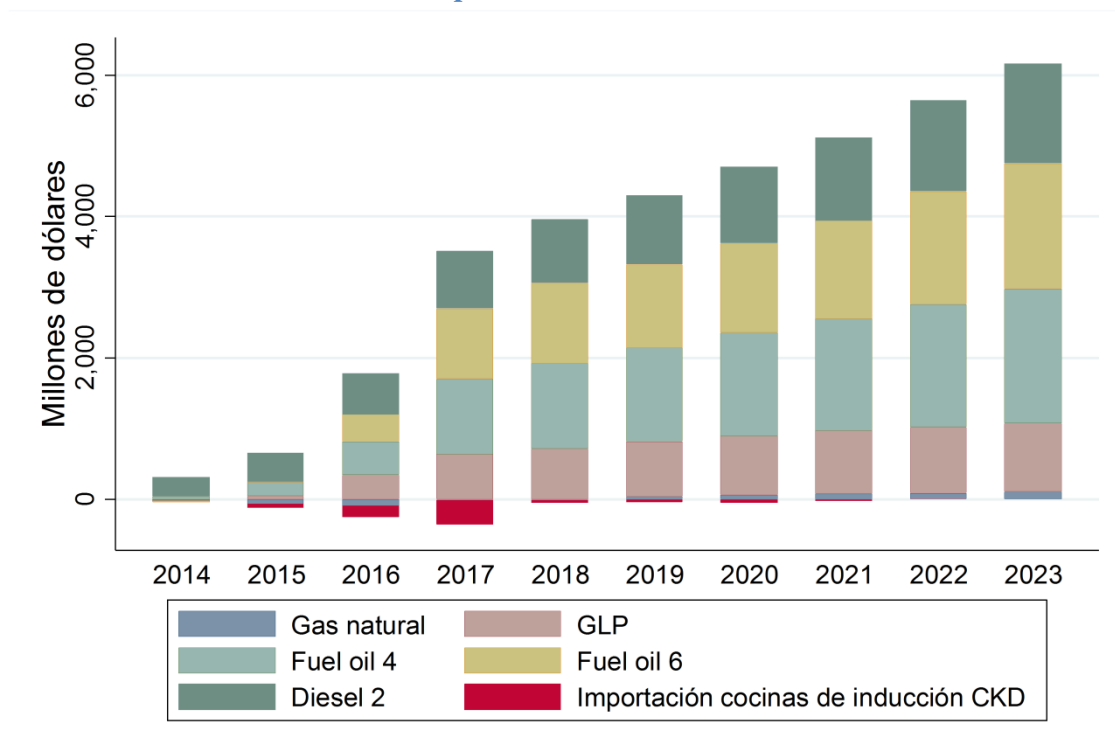
En el escenario 1 se cumple el cronograma de expansión de generación eléctrica, se elimina el subsidio al GLP en el 2016 y se cumple el cronograma de penetración de cocinas de inducción del PME. Las ganancias o incremento neto en la balanza comercial se calcularon en relación al escenario 2, en el cual no se cumple con el cronograma de expansión de generación eléctrica, es decir no se concluye ninguno de los proyectos hidroeléctricos ni de generación termoeléctrica en base a gas natural, no se elimina el subsidio al GLP y no se introducen las cocinas de inducción.

De acuerdo a las proyecciones para el escenario 1, en el año 2014 el incremento neto de la balanza comercial se da por el ahorro de importaciones de diésel 2 y GLP; además este sería el último año que se importa fuel oil 4 y fuel oil 6. En adelante la balanza comercial de los combustibles considerados aumenta cada año. Las mayores tasas de crecimiento de la variable incremento neto en la balanza comercial se dan de 2015 a 2017 por la conclusión de varios proyectos hidroeléctricos. De 2015 en adelante el aporte promedio al incremento de la balanza comercial de combustibles es de 17% para el GLP, 31% para el oil fuel 4, 24% para el fuel oil 6, y 29% para el diésel 2. En el Escenario 1, el incremento anual de la balanza comercial de combustibles, en relación al Escenario 2, pasa de US\$272.4 millones en 2014 a US\$6,163.8 millones en 2023. Por otra parte, el incremento neto acumulado de balanza comercial en el Escenario 1 en relación al Escenario 2, en el periodo 2014-2023, es de US\$ 35,921.2 millones.

El incremento neto en balanza comercial en el Escenario 1, incluyendo las importaciones de CKD para la fabricación de cocinas de inducción, se presenta en el siguiente gráfico. Cabe mencionar que al incluir el gasto en importaciones de CKD, el incremento neto acumulado de balanza comercial en el Escenario 1 en relación al Escenario 2, en el periodo 2014-2023, se reduce a US\$ 35,207.6 millones, en relación a los US\$ 35,921.2 millones de incremento neto en balanza comercial sin incluir las importaciones de CKD.



**Ilustración 9 Escenario 1: Incremento Balanza comercial en relación al Escenario 2 e importaciones de CKD**



**Fuente:** Informe Cifras Petroleras 2007-2013. Plan Maestro de Electrificación.

**Elaboración:** ECONOMICA -CIC- División Técnica de Investigación

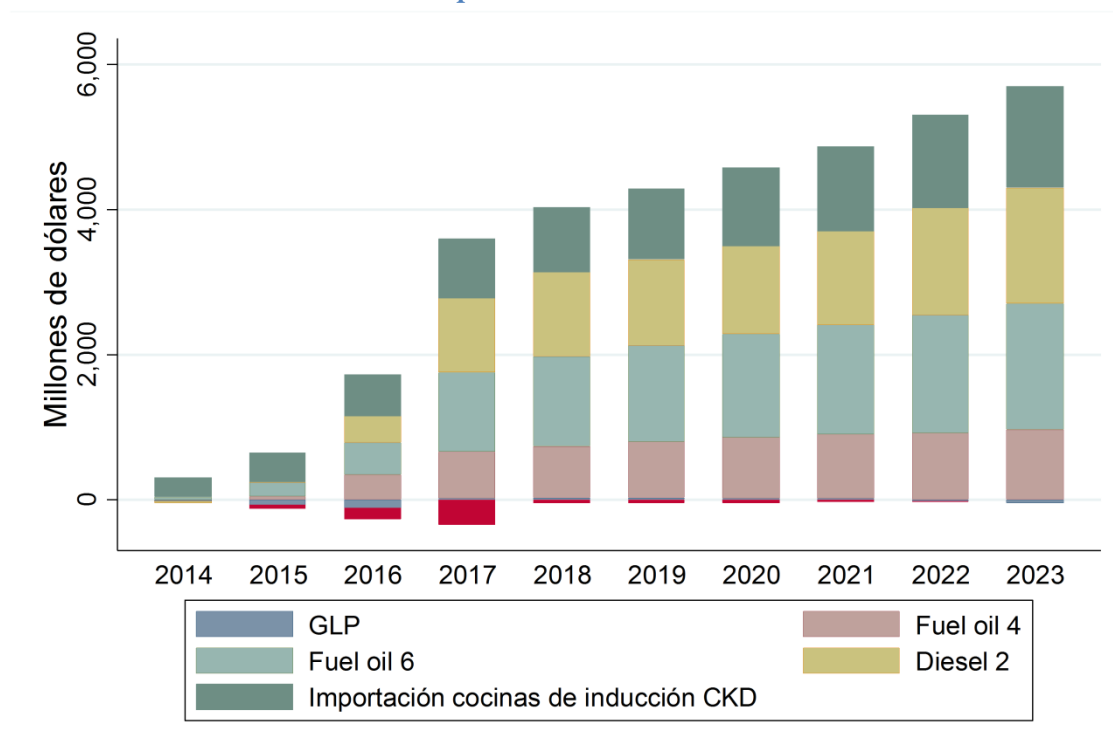
Las ganancias o incremento neto en la balanza comercial, en el Escenario 3 se calcularon de la misma manera en relación al Escenario 2. La expansión de generación eléctrica se da únicamente con los proyectos que actualmente tienen un 50% o más de avance, y aquellos que tienen como fecha de inicio de operaciones el año 2014, pero se elimina el subsidio al GLP en el 2016 y se introducen las cocinas de inducción de acuerdo al cronograma del PME. El incremento neto de la balanza comercial en el Escenario 3 es menor en comparación con el Escenario 1.

En el Escenario 3, de manera similar al escenario 1, los años 2015 a 2017 son los de mayor ritmo de crecimiento de la variable incremento neto en la balanza comercial (en relación al Escenario 2), por la entrada en funcionamiento de los proyectos hidroeléctricos actualmente con un 50% o más de avance. El incremento neto de la balanza comercial (en relación al Escenario 2) pasa de US\$292.1 millones en 2014 a US\$5,698.7 millones en 2023. El incremento neto acumulado de balanza comercial en el periodo 2014-2023, en el Escenario 3 en relación al Escenario 2, es de aproximadamente US\$34,934.9 millones, 3% menor en comparación con el Escenario 1.

En el siguiente gráfico, se presenta el incremento neto en balanza comercial pero además de incluir el ahorro por el lado de la disminución de importaciones de combustibles y el aumento en exportaciones de combustibles, se incluye adicionalmente el impacto de las importaciones de CKD para la fabricación de cocinas de inducción. Al incluir este último efecto sobre la balanza

comercial, el incremento neto en balanza comercial en el Escenario 3 en relación al Escenario 2, disminuye a US\$34,934.9 millones, en relación a US\$34,221.3 (incremento neto en balanza comercial en el Escenario 3 en relación al Escenario 2, sin incluir el efecto de las importaciones de CKD).

**Ilustración 10 Escenario 3: Incremento Balanza comercial en relación al Escenario 2 e importaciones de CKD**



**Fuente:** Informe Cifras Petroleras 2007-2013. Plan Maestro de Electrificación.

**Elaboración:** ECONOMICA -CIC- División Técnica de Investigación

## VII. Conclusiones

La política de subsidios a los combustibles utilizados en la generación termoeléctrica, así como al GLP, hace que los ingresos estatales, se vean obligados a cubrir gastos sustanciales por este concepto. Desde 2005, el precio de venta interna de los derivados de petróleo está congelado; mientras que el precio internacional de los derivados se ha incrementado considerablemente, siguiendo la tendencia del precio WTI del crudo.

En el caso específico del GLP, casi el 80% del GLP es importado con un subsidio promedio de US\$63.7 por barril equivalente de petróleo (BEP) para el sector doméstico (residencial). Dicha política de subsidios ha incentivado la demanda de derivados, que son deficitarios en producción nacional. En el caso del GLP, la demanda se incrementa particularmente en familias de altos ingresos que han incrementado el consumo GLP para uso suntuario; de industrias que han migrado a tecnologías que usan energías subsidiadas; y del contrabando de GLP a poblados ubicados en la frontera de Colombia y Perú.

Existe un vínculo entre los subsidios a los hidrocarburos y los subsidios eléctricos. El Ecuador requiere centrales termoeléctricas que utilizan derivados de petróleo a precios subsidiados, para satisfacer la demanda de energía de la población. Por lo tanto, conforme sube la demanda para la generación de plantas que operan con hidrocarburos, se incrementa el monto de los subsidios. Efectivamente, las centrales termoeléctricas utilizan derivados de petróleo a precios subsidiados para la generación de energía, elevando el subsidio a los combustibles anualmente, dado que los costos de importación de Diesel 2 y Nafta, superan los precios de venta interna. Vale destacar que la producción nacional de Diesel 2, combustible de mayor consumo, cubre apenas el 25% de la demanda.

La Constitución de la República y el Plan Nacional para el Buen Vivir, promueven el mejoramiento y la ampliación de la cobertura del sistema eléctrico, garantizando el aprovechamiento sustentable de los recursos naturales. Para llevar a efecto este objetivo, el Plan de Expansión de Generación 2013 - 2022, pretende solucionar el problema estructural de abastecimiento de energía eléctrica que tiene el Sistema Nacional Interconectado, S.N.I.

Con las nuevas condiciones de demanda planteadas: ingreso de los proyectos de cocinas eléctricas, Metro de la ciudad de Quito, Tranvía de Cuenca, Refinería del Pacífico, industrialización del país, Yachay, entre otras; se evidencian nuevas necesidades de implementación de proyectos de generación para el abastecimiento de energía para la población. Las inversiones para expansión consideradas en el PME 2013-2022 evidencian claramente que la matriz energética hacia el futuro se sustenta fundamentalmente en el aporte de energía hidroeléctrica; pues el 81% del monto total será destinado a la construcción de 25 centrales hidroeléctricas.

Este cambio previsto en la matriz energética tendrá impactos macroeconómicos, tanto en el ámbito fiscal, como en el ámbito externo (balanza de pagos). En el ámbito fiscal, el impacto proviene de las siguientes fuentes: 1) el subsidio a las cocinas eléctricas de inducción que sería introducido en los próximos años de acuerdo a la política anunciada por funcionarios del gobierno nacional; 2) el subsidio a los combustibles a ser utilizados en la generación termoeléctrica, que presentaría una nueva tendencia en relación al subsidio en el que tendría

que incurrir el gobierno nacional si el país mantuviese la matriz energética actual; 3) el costo fiscal de las inversiones en generación, distribución y transmisión eléctrica que exige el cambio en la matriz energética; y, 4) la eliminación del subsidio al GLP de acuerdo a lo anunciado públicamente por funcionarios gubernamentales a fin de incentivar la migración por parte del sector residencial, desde la utilización de cocinas a gas, a cocinas eléctricas de inducción.

Dicho impacto fiscal, fue calculado para diferentes escenarios respecto al cambio en la matriz energética: un **primer escenario** en el que se ejecutan todos los proyectos previstos en el Cronograma de expansión de generación eléctrica del CONELEC 2014-2023; un **segundo escenario** en el que no se ejecutan ninguno de los proyectos previstos en el Cronograma referido, y, un **tercer escenario** en el que se ejecutan aquellos proyectos con al menos un 50% de avance a la fecha así como aquellos que tienen como fecha prevista de inicio de operaciones el año 2014, de acuerdo al Cronograma del CONELEC. Cada uno de estos escenarios produjo una proyección diferente del consumo de combustibles requeridos para la generación termoeléctrica y el subsidio asociado a dicho consumo.

Al mismo tiempo, se construyeron 3 escenarios en relación a la política relacionada con el subsidio al GLP: un **primer escenario** en el que se asume que no se elimina el subsidio al GLP y no se implementa el Programa de Cocción Eficiente (reemplazo de cocinas a gas por cocinas de inducción); un **segundo escenario** en el que se asume que se elimina el subsidio al GLP a partir del año 2016; y, un **tercer escenario** en el que el subsidio al GLP se elimina en el año 2016, para todos los sectores de la economía excepto hogares pobres en los que se focaliza dicho subsidio de ahí en adelante.

Los escenarios descritos fueron complementados con proyecciones del impacto fiscal del subsidio a las cocinas eléctricas de inducción y del incremento tarifario al consumo eléctrico que tuvo lugar en el presente año respectivamente; y, las proyecciones del PME 2013-2022 relacionadas con las inversiones en generación, transmisión y distribución que acompañarían el cambio en la matriz energética.

Con estos datos, podemos concluir que en un escenario combinado en el que se ejecutan todos los proyectos previstos en el Cronograma de expansión de generación eléctrica del CONELEC 2014-2023 y al mismo tiempo se elimina el subsidio al GLP en el año 2016, el impacto fiscal neto acumulado en el periodo 2014-2023, de aplicar todas las políticas mencionadas, alcanzaría USD11,562 millones de gasto gubernamental; mientras tanto, dicho impacto fiscal neto acumulado en el escenario opuesto (no se ejecutan los proyectos previstos en el Cronograma referido y se mantiene el subsidio al GLP) alcanzaría USD15,988 millones. Es decir, que las políticas introducidas por el cambio en la matriz energética y la eliminación del subsidio al GLP, involucran un ahorro fiscal de USD 4,426 millones en el periodo analizado. En el informe se presenta el impacto fiscal de otros escenarios que se construyeron, a partir de combinar los 3 escenarios relacionados con el cambio en la matriz energética con los 3 escenarios relacionados con la política de subsidio al GLP.

En el ámbito externo, el impacto de las políticas relacionadas con el cambio de la matriz energética y los cambios a la política de subsidio al GLP, viene dado por los cambios en la demanda de combustibles para generación termoeléctrica, generados por la puesta en marcha de proyectos de expansión de la generación eléctrica, principalmente hidroeléctricos y

térmicos a base de gas natural. También viene dado por los cambios en la demanda de GLP, generados por los cambios en la política de subsidio a dicho combustible, en los escenarios antes descritos.

Entre los principales resultados obtenidos del análisis cabe resaltar que el incremento neto en la balanza comercial en el periodo 2014-2023, en un escenario en el que se ejecutan todos los proyectos previstos en el Cronograma de expansión de generación eléctrica del CONELEC 2014-2023 y al mismo tiempo se elimina el subsidio al GLP en el año 2016 (en relación a un escenario en el cual dichos proyectos no se ejecutan, y, no se elimina el subsidio al GLP), alcanzaría los US\$35,921.2 millones (US\$35,207.6 millones si a dicho escenario se añade el gasto en importaciones de CKD para el ensamblaje de cocinas de inducción en el país). Dicho ahorro en términos de balanza comercial se reduciría a US\$34,934.9 millones si en vez de implementarse el 100% de los proyectos incluidos en el Cronograma de expansión de generación, se implementan aquellos que a la fecha tienen 50% de avance y aquellos cuya fecha de inicio de operaciones es el año 2014 de acuerdo al mismo Cronograma (dicho ahorro en términos de balanza comercial pasaría a ser US\$34,221.3 millones si se toman en cuenta las importaciones de CKD).

Cabe señalar que el incremento neto en la balanza de pagos generado por las políticas descritas, en la práctica podría ser menor debido a que una parte de las inversiones en generación, transmisión, y distribución de energía eléctrica que se contempla realizará el gobierno en el periodo 2014-2023 (USD 12,506.2 millones de acuerdo al PME 2013-2022), para poner en marcha el cambio de la matriz de generación eléctrica, implica la importación de bienes de capital. Sin embargo, al no contar con una proyección oficial de la proporción de dichas inversiones que corresponderían a importaciones, no se conoce el impacto que esta inversión generará en la balanza comercial del país.

En conclusión, el cambio en la matriz energética prevista por el gobierno nacional, junto con la eliminación del subsidio al GLP, implicará ahorro en términos fiscales y sobretodo de balanza de pagos, debido a la menor necesidad de importar y la posibilidad de exportar más combustibles.

## VIII. Bibliografía

ARCH. (2012). *Boletín Estadístico Hidrocarburífero*. Quito.

BANCO MUNDIAL *Global Economic Prospects*  
(<http://databank.worldbank.org/data/views/variableselection/selectvariables.aspx?source=global-economic-prospects>).

BCE. (2014). *Información Estadística Mensual*. Quito.

BCE *Información Estadística Mensual Jun-2014* / MCPEC - Subsidios energéticos Ecuador 2010  
(<http://www.eia.gov/oiaf/aeo/tablebrowser/#release=AEO2014ER&subject=0-AEO2014ER&table=12-AEO2014ER&region=0-0&cases=full2013-d102312a,ref2014er-d102413a>).

BCE *Operaciones del Sector Público no Financiero-SPNF- % PIB (mensual)*

CENACE. (s.f.). *Informe Anual* (varios años). Quito.

CONELEC. (2012). *Estadísticas del Sector Eléctrico Ecuatoriano 2011*. Quito.

CONELEC. (2013). *Plan Maestro de Electrificación 2013 - 2022*. Quito.

CONELEC. (2014). *Pliego Tarifario para Empresas Eléctricas de Distribución*. Quito.

ENERGY INFORMATION ADMINISTRATION (EIA) *Petroleum Product Prices*.  
(<http://www.eia.gov/oiaf/aeo/tablebrowser/#release=AEO2014ER&subject=0-AEO2014ER&table=12-AEO2014ER&region=0-0&cases=full2013-d102312a,ref2014er-d102413a>).

EL COMERCIO – Redacción Negocios *Gobierno financiará las cocinas de inducción a tres años*. (<http://www.elcomercio.com.ec/actualidad/negocios/gobierno-financiara-cocinas-de-induccion.html>). Este contenido ha sido publicado originalmente por Diario EL COMERCIO en la siguiente dirección: <http://www.elcomercio.com.ec/actualidad/negocios/gobierno-financiara-cocinas-de-induccion.html>.

INEC *Encuesta Nacional de Empleo, Desempleo y Subempleo (ENEMDU)*.

INEC *Proyecciones de población 2011-2020*  
([http://www.inec.gob.ec/estadisticas/index.php?option=com\\_content&view=article&id=329&Itemid=32&lang=es](http://www.inec.gob.ec/estadisticas/index.php?option=com_content&view=article&id=329&Itemid=32&lang=es)).

MCPEC. (2010). *Los subsidios energéticos en el Ecuador*. Quito.

Ministerio Coordinador de Sectores Estratégicos. (2013). *Balance Energético Nacional 2013*. Quito.

PETROECUADOR – Departamento de Planificación y Estadísticas (2008-2014)

***Informe Cifras Petroleras 2007-2013.***

(<http://www.eppetroecuador.ec/BibliotecaVirtual/index.htm>).

Procuraduría General del Estado. (Actualización Mayo de 2013). ***Ley de Hidrocarburos.*** Quito: Dirección Nacional de Asesoría Jurídica de la PGE.

SENPLADES. (2009). Plan Nacional para el Buen Vivir 2009 - 2013. Quito.

SENPLADES. (2013). Plan Nacional para el Buen Vivir 2013 - 2017. Quito.