

# Estudio de Prospectiva Energética del Ecuador 2012-2040

**Proyecto: 00089679**  
**Aseguramiento de la Eficiencia Energética**

**Síntesis Ejecutiva**  
**Marzo 2016**

**Equipo del Trabajo:**  
Gonzalo Bravo  
Nicolás Di Sbroiavacca  
Hilda Dubrovsky  
Francisco Lallana  
Raúl Landaveri  
Marina Recalde  
Beno Ruchansky

## Contenido

<b>RESUMEN.....</b>	<b>6</b>
<b>1. METODOLOGÍA Y ESCENARIOS.....</b>	<b>6</b>
1.1. Objetivos y alcance del estudio presente .....	6
1.2. Descripción de la metodología utilizada para la definición de los escenarios energéticos .....	7
1.3. Los Escenarios Socioeconómicos .....	8
1.3.1. Ecuador y el contexto internacional .....	8
1.3.2. La probable evolución del PIB.....	10
1.4. Los Escenarios Energéticos. ....	13
1.4.1. Breve resumen de la evolución reciente del sistema energético ecuatoriano .....	14
1.4.2. Lineamientos de los Escenarios energéticos y acciones propuestas. ....	17
<b>2. RESULTADOS DE LA PROSPECTIVA ENERGÉTICA .....</b>	<b>20</b>
2.1. Proyecciones del Consumo Final .....	21
2.2. La prospectiva de las principales cadenas productivas.....	26
2.2.1. La Oferta Eléctrica.....	26
2.2.2. Sector Hidrocarburos .....	32
2.3. Análisis de los Escenarios a través de Indicadores .....	36
<b>3. ANÁLISIS COSTO-BENEFICIO .....</b>	<b>40</b>
3.1. Descripción metodológica .....	40
3.2. Costo-beneficio de los Escenarios Tendencial y Alternativo .....	42
3.3. Resumen del Análisis Costo-beneficio .....	44
<b>4. ANÁLISIS DE SENSIBILIDAD A LAS PRINCIPALES VARIABLES .....</b>	<b>45</b>
4.1. Descripción metodológica .....	46
4.2. Análisis de sensibilidad por medidas .....	47
<b>5. RESUMEN, CONCLUSIONES, Y SUGERENCIAS .....</b>	<b>50</b>
5.1. Observaciones sobre la situación de la demanda.....	51
5.2. Observaciones sobre la situación de la Oferta .....	52
5.3. Otras consideraciones.....	54
5.4. Conclusiones, resumen de los parámetros relevantes y estudios necesarios .....	55
<b>BIBLIOGRAFÍA GENERAL .....</b>	<b>57</b>

## Principales Acrónimos

a.a.: anual acumulada  
AB Año Base  
API: American Petroleum Institute  
ARCONEL: Agencia de Regulación y Control de Electricidad (anterior CONELEC: Consejo Nacional de Electricidad)  
AP: Autoproducción  
BCE: Banco Central del Ecuador  
BEN: Balance Energético Nacional  
BID: Banco Interamericano de Desarrollo  
BZ: bagazo  
CAF: Corporación Andina de Fomento  
CAN: Comunidad Andina de Naciones  
CBT: Consumo Bruto Total  
CC: Ciclo Combinado  
CELEC: Corporación Eléctrica del Ecuador  
CENACE: Centro Nacional de Control de Energía  
CEPAL: Comisión Económica para América Latina y el Caribe  
CIER: Comisión de Integración Energética Regional  
CNT: Consumo Neto Total  
CR: Coque Residual  
CO<sub>2</sub>eq: Dióxido de Carbono equivalente  
D: Demanda  
DO: Diesel Oil  
DOE: Departamento de Energía de los Estados Unidos  
EA: Escenario Alternativo  
ERN: Energías Renovables No Convencionales  
EOR/IOR: Recuperación Mejorada de Petróleo (Enhanced Oil Recovery/ Improved Oil Recovery)  
ET: Escenario Tendencial  
FCC: Cracking Catalítico Fluidizado (Fluid Catalytic Cracking)  
Fu: Factor de utilización  
FO: Fuel Oil  
GIZ: Agencia Alemana de Cooperación al Desarrollo. Deutsche Gesellschaft für Internationale Zusammenarbeit (GIZ) GmbH.  
GLP: Liquid Petroleum Gas  
GN: Gas Natural  
GNL: Gas Natural Licuado  
GO: Gas Oil  
ICE: Impuesto Consumos Especiales  
INAMHI: Instituto Nacional de Meteorología e Hidrología  
Hg: Mercurio  
IE: Intensidad Energética  
INEC: Instituto Nacional de Estadísticas y Censos  
INECEL: Instituto Ecuatoriano de Electrificación  
INER: Instituto Nacional de Eficiencia Energética y Energías Renovables  
ISA: Interconexión Eléctrica S.A.  
I&TT: Ishipingo, Tiputini y Tambococha  
IVA: Impuesto Valor Agregado

LBE: Ley Básica de Electrificación  
LE: Leña  
LEAP: Long Range Energy Alternatives Planning  
LRSE: Ley de Régimen del Sector Eléctrico  
MAE: Ministerio de Ambiente  
MCI: Motor de Combustión Interna  
MCPEC: Ministerio Coordinador de Producción, Empleo y Competitividad  
MEER: Ministerio de Electricidad y Energía Renovable  
MH: Ministerio de Hidrocarburos (parte del antiguo MRNNR: Ministerio de Recursos Naturales No Renovables)  
MICSE: Ministerio Coordinador de Sectores Estratégicos  
MIPRO: Ministerio de Industrias y Productividad  
MTOP: Ministerio de Transporte y Obras Públicas  
Na: Sodio  
NAO: Nafta Alto Octano  
NBO: Nafta Bajo Octano  
NEB: Necesidades Energéticas Básicas  
NEC: Norma Ecuatoriana de la construcción  
O: Oferta  
OBT: Oferta Bruta Total  
OCP: Oleoducto de Crudos Pesados  
OIBT: Oferta Interna Bruta Total  
OIT: Oferta Interna Total  
OTEP: Oferta Total de Energía Primaria  
OGE&EE: Optimización de Generación Eléctrica y Eficiencia Energética  
OLADE: Organización Latinoamericana de Energía  
ONUDI: Organización de las Naciones Unidas para el Desarrollo Industrial  
PAERPI: Plan de ahorro de energía de los sectores residencial, público e industrial  
PEC: Programa de Eficiencia Energética para Cocción por Inducción y Calentamiento de Agua con Electricidad  
PIB: Producto Interno Bruto  
PME: Plan Maestro de Electricidad  
PMH: Plan Maestro de Hidrocarburos  
PNEE: Plan Nacional de Eficiencia Energética  
PNVB: Plan Nacional del Buen Vivir  
RDP: Refinería del Pacífico  
RFO: Residual Fuel Oil  
SGE: Sistema de Gestión de Energía  
SHE: Secretaría de Hidrocarburos del Ecuador  
SIEE: Sistema de Información Económica Energética  
SISDAT: Sistematización de Datos del Sector Eléctrico.  
SNI: Sistema Nacional Interconectado  
S.N.T.: Sistema Nacional de Transmisión  
SP: Servicio Público  
TEP: Tonelada equivalente de petróleo  
TG: Turbina de Gas  
TG DO: Turbina de Gas quemando Diesel Oil  
TG FO: Turbina de Gas quemando Fuel Oil  
TIE: Transacciones Internacionales de Electricidad



Al servicio  
de las personas  
y las naciones

USD: Dólar de los Estados Unidos de Norteamérica  
VAI: Valor Agregado Industrial  
VAN: Valor Actual Neto  
VPN: Valor Presente Neto  
WTI: West Texas Intermediate

#### Principales Unidades de Medida

bbld: barriles diarios  
Bep: Barril equivalente de petróleo  
Bbl: Barril  
Mbd: Miles de barriles por día  
kV: Kilovoltio  
kWh/hab: kilowattios hora por habitante  
kBep: miles de bep  
MMbd: Millones de Barriles diario  
MMpcd: Millones de pies cúbicos por día  
MMUSD: Millones de dólares  
MW: Mega watts  
TEP: Tonelada equivalente de petróleo  
TIE: Transacciones Internacionales de Electricidad  
TJ: Tera joules  
TPC: Trillones de Pies Cúbicos  
USD: Dólar de los Estados Unidos de Norteamérica

## RESUMEN

En el marco del cumplimiento de los objetivos del PNBV<sup>1</sup>, el Gobierno del Ecuador, a través de los Ministerios competentes, ha lanzado una serie de iniciativas orientadas a satisfacer los siguientes propósitos: aumentar las reservas de hidrocarburos y la capacidad de refinación a fin de aumentar los saldos exportables de petróleo y derivados; disminuir el consumo e importación de derivados mediante acciones de ahorro, uso eficiente y sustitución por electricidad; y modificación de la matriz de generación eléctrica mediante la incorporación de nueva oferta hidroeléctrica y de otras renovables, que se espera generen excedentes para su exportación.

En dirección a evaluar la implementación de esas iniciativas se realizó un ejercicio de modelización con el Modelo LEAP, en el que se simularon dos escenarios energéticos (tendencial y alternativo) en correspondencia, cada uno, con dos escenarios socioeconómicos de moderado y alto crecimiento. Esos escenarios energéticos estuvieron estructurados a partir de la incorporación de 17 medidas (o iguales medidas con diferencias en el grado de penetración o en su velocidad). La metodología de evaluación de impactos utilizada a nivel de cada medida (salidas LEAP), se complementó con la definición de indicadores, análisis Costo-beneficio y Sensibilidades a las variaciones del PIB y de los precios internacionales de la energía.

Se ha elaborado la presente síntesis que incluye: presentación de la metodología de trabajo; la definición y propuesta de escenarios socioeconómicos y energéticos; análisis de resultados en la demanda y la oferta energética; y la evaluación de resultados mediante indicadores, análisis costo-beneficio, y sensibilidades a la evolución del PIB y a los precios de los energéticos. Finalmente, se presentan conclusiones, y sugerencias

## 1. METODOLOGÍA Y ESCENARIOS

### 1.1. Objetivos y alcance del estudio presente

Este documento es una síntesis de la Prospectiva Energética para Ecuador (2013-2040)<sup>2</sup>, cuyo objetivo fue evaluar las consecuencias, sobre la evolución de la demanda y la oferta de energía, de dos escenarios energéticos de menor y mayor implementación de políticas, en el marco de dos escenarios socioeconómicos de crecimientos moderado y alto, respectivamente.

Los resultados, han surgido de la aplicación de la metodología de escenarios y del modelo LEAP (Long Range Energy Alternatives Planning), considerando un conjunto de hipótesis elaboradas en base a la información recogida en entrevistas efectuadas a inicios de 2015 en Ecuador a actores clave del sector, junto a valiosa documentación aportada por diferentes organismos. Es importante mencionar que para el desarrollo de todas las tareas mencionadas, se ha contado con el apoyo del Comité Técnico<sup>3</sup> y otras instituciones relevantes del país.

<sup>1</sup> En especial: Objetivo 11: Asegurar la soberanía y eficiencia de los sectores estratégicos para la transformación industrial y tecnológica; Objetivo 7: Garantizar los derechos de la naturaleza y promover la sostenibilidad ambiental territorial y global; y Objetivo 3: Mejorar la calidad de vida de la población.

<sup>2</sup> Realizada en el marco del Proyecto: 00089679, Aseguramiento de la Eficiencia Energética. Ese estudio consta en su versión ampliada de los siguientes capítulos: Breve Diagnóstico energético; Escenarios Socioeconómicos; Análisis y revisión de los BEN; Hipótesis escenarios energéticos; Análisis de los escenarios y proyecciones; Análisis beneficio-costos y definición de Parámetros que influyen en la variación de los escenarios; Análisis de sensibilidades; y Análisis de las políticas energéticas consideradas, y sugerencias.

<sup>3</sup> El comité técnico estuvo constituido por los siguientes ministerios: Ministerio de Electricidad y Energía Renovable, Ministerio de Hidrocarburos (parte del antiguo MRNRR: Ministerio de Recursos Naturales No Renovables), Ministerio Coordinador de Sectores Estratégicos, Ministerio de

Este documento incluye: la presentación de la Metodología de trabajo; la definición y propuesta de escenarios socioeconómicos y energéticos; análisis de resultados en la demanda y la oferta energética; y la evaluación de resultados mediante indicadores, análisis Costo-beneficio, y sensibilidades a la evolución del PIB y a los precios de los energéticos. Finalmente, se presentan conclusiones, y sugerencias.

Los resultados aquí presentados no pretenden reflejar las consecuencias de un determinado plan energético nacional, sino que manifiestan las consecuencias de la implementación de las principales hipótesis utilizadas. Es importante destacar que esta síntesis no incluye todas las decisiones o propuestas finalmente adoptadas luego de los destacados intercambios de opiniones llevados a cabo especialmente en el último período del proyecto. Esas propuestas han sido incluidas en una nueva área LEAP que ha sido entregada a las autoridades correspondientes.

Se espera con este ejercicio aportar un insumo referencial para la elaboración del Plan Energético Nacional.

## 1.2. Descripción de la metodología utilizada para la definición de los escenarios energéticos

Como se adelantara para el desarrollo de la prospectiva se aplicaron la metodología de escenarios y el modelo LEAP, considerando un conjunto de hipótesis elaboradas en base a los resultados de entrevistas efectuadas en Ecuador en 2015 con actores claves del sector, junto a información secundaria aportada por organismos relevantes nacionales.

La "técnica de escenarios" constituye un elemento central dentro de esa tarea de "exploración" del futuro. Los escenarios constituyen una imagen coherente del estado de un determinado sistema en ciertos puntos del futuro. La coherencia se refiere, por una parte, a la compatibilidad interna que deben guardar entre sí, los diferentes elementos o hipótesis que definen o conforman un escenario, atendiendo a un marco teórico - conceptual de referencia. Por otra parte, dicha coherencia requiere que se puedan especificar las trayectorias que unen a los diferentes estados que se incluyen en el escenario.

Teniendo en cuenta el objetivo de reducir el grado de incertidumbre para la toma de decisiones, se propusieron dos escenarios (2013-2040) contrastados con la finalidad de "cubrir" adecuadamente la trayectoria real futura del sistema considerado, es decir, de manera tal que la trayectoria real del sistema sea contenida, con una alta verosimilitud, por la diversidad de trayectorias correspondientes a los escenarios definidos.

Se formularon, entonces, dos escenarios socioeconómicos asociados a crecimientos moderado y alto, que reflejaron las principales tendencias macroeconómicas y sub-sectoriales de las variables explicativas (drivers), así como de los precios internacionales del petróleo.

En consonancia con esos escenarios se propusieron dos escenarios energéticos. Uno de ellos, denominado "escenario de tendencial o de pocos cambios" el que constituyó un futuro de continuidad (de la estructura y el tipo de funcionamiento) respecto de la evolución histórica reciente del sistema, dejando de lado los movimientos coyunturales. Este escenario requirió algunos ajustes dado que el sistema que se pretendió escenificar ha mostrado cambios importantes en el pasado reciente. Se diferenció un primer período dentro del cual habrían de completarse los cambios estructurales y de funcionamiento más relevantes que ya se habían evidenciado con claridad y, una segunda etapa, donde el sistema evolucionaría desarrollándose "en régimen" dentro de la nueva situación.

El segundo, es el "escenario alternativo, de muchos cambios o de aplicación de políticas" que, por contraste al de referencia, incorporó hipótesis marcadamente diferentes a las de éste último. Para ello, en el escenario alternativo se maximizaron todos los indicios de cambio relevantes que habían comenzado a manifestarse en los diferentes planos o aspectos del sistema energético. Como el escenario de referencia ya incorporó cambios estructurales y de funcionamiento de magnitud muy significativos, el escenario alternativo no presentó dentro de un horizonte de mediano plazo (cuatro o cinco años), disparidades muy importantes.

El esquema de correspondencia entre los escenarios propuestos se presenta a continuación

Gráfico 1. Esquema de correspondencia de Escenarios



A continuación se presentan brevemente las metodologías de abordaje y propuestas de hipótesis de los escenarios socioeconómicos y energéticos propuestos.

### 1.3. Los Escenarios Socioeconómicos

Para llevar a cabo esta tarea, se han tenido en cuenta las principales tendencias macroeconómicas y sub-sectoriales, obteniéndose las evoluciones de las variables explicativas (drivers) que determinaron la evolución del consumo energético en el período a analizar

Se adoptaron como año base el 2013, y como año horizonte el 2040, y se propusieron variables e hipótesis significativas para el área económica.

Es importante destacar que se dispuso de estimaciones oficiales para el corto plazo, no así para el largo plazo y es allí donde el esfuerzo tuvo más posibilidades de apartarse de la evolución real que podría sufrir PIB de Ecuador

Para la elaboración de estos escenarios, se han considerado diversas fuentes y estudios realizados en Instituciones Públicas del País, en su mayoría facilitados por el equipo técnico de respaldo al proyecto. El INEC, BCE, ARCONEL, MAE, MEER, han sido, entre otros, los principales organismos consultados. Entre los documentos utilizados, se destacan: Plan Nacional de Desarrollo / Plan Nacional para el Buen Vivir 2013-2017, el Estudio Nacional para el Cambio de la Matriz Productiva, el Plan Maestro de Electrificación 2013-2022, entre otros.

#### 1.3.1. Ecuador y el contexto internacional

El marco económico del sector energético ecuatoriano corresponde a un sistema que en el 44% de su matriz productiva se asienta en la producción de bienes primarios, industriales, y servicios de reducido valor agregado (servicios de comercio y servicio doméstico). El porcentaje restante, está compuesto por servicios de alto valor agregado. La mayor parte de las exportaciones está conformada por bienes primarios (más del 70%), seguidos por los bienes industrializados con el 21%, y tan solo el 7% por servicios (Plan Nacional del Buen Vivir, p. 73).



En el período 2000-2012 la exportación de petróleo, gas natural y servicios relacionados representó en promedio el 46% de las exportaciones totales de bienes y servicios.

Ecuador es un país con importantes niveles de intercambio con el mundo, tanto en lo que hace a las exportaciones como importaciones, por ello es importante encuadrar la futura situación nacional en el considerando de la probable evolución del contexto internacional, en el que los precios del petróleo ocupan un lugar relevante para el país.

Dentro de los principales rubros de importación en 2012 se encontraban: Maquinarias, equipos y aparatos eléctricos 20%; Aceites refinados de petróleo y de otros productos 19%; Productos químicos básicos, abonos y plásticos primarios; y, Otros productos químicos 14%.

Se resumen a continuación los principales países con los que Ecuador mantiene intercambios económicos:

- ✓ Principales socios comerciales de Ecuador: Estados Unidos, China, Chile, Colombia y Perú.
- ✓ Principales destino de las exportaciones: Estados Unidos, Chile, Perú y Colombia.
- ✓ Principales orígenes de las importaciones: Estados Unidos, China, Colombia, Panamá.

Dentro de ese contexto, puede identificarse que el proceso de ralentización de la economía mundial, posterior a la crisis financiera se ha mantenido en el corto/mediano plazo. Esta situación ha venido acompañada de una reducción del comercio mundial a diferencia de lo que ocurrió en períodos anteriores. En este sentido, es importante destacar el rol que tuvo la entrada de China a la Organización Mundial del Comercio (OMC) y la proliferación de las cadenas de valor industriales en la mayor tasa de crecimiento del comercio mundial en el Período 2001-2007 (CEPAL, 2014). El lento proceso de recuperación de la economía mundial, se espera venga acompañado de un paulatino despegue del comercio internacional, que podría tener un impacto directo sobre los países de América Latina y el Caribe, y en particular sobre los países de América del Sur, dada su alta dependencia de las exportaciones de productos primarios.

Por su parte, es importante tener en cuenta el rol de la Unión Europea en el comercio mundial, ya que la misma es responsable de un tercio de las importaciones mundiales pues su patrón de crecimiento es mucho más intensivo en importaciones que otras regiones del mundo. Escenarios que proyecten un estancamiento de las economías europeas tendrán un doble impacto negativo sobre la región de AL&C: reducción directa de las exportaciones a la zona de la UE y efecto indirecto mediante reducción de las exportaciones de China y los Estados Unidos a Europa, con la caída de la demanda de esos países por materias primas y otros productos desde la región (CEPAL, 2014).

Es importante tomar nota sobre la evolución reciente, la tendencia histórica y las proyecciones de los precios del petróleo, que tienen evidentemente fuerte impacto sobre el desempeño de la economía mundial. En este sentido, muchas de las proyecciones han sido realizadas para precios del petróleo que se encuentran significativamente por encima del precio promedio del mismo en la actualidad<sup>4</sup>. Mientras que en los últimos tres años el precio promedio del petróleo (dólares 2012) fue de 94,13, 96,57 y 89, 78 U\$S<sub>2012</sub>/bl respectivamente, reduciéndose a 45,66 promedio en enero de 2015.

No obstante, los analistas coinciden en que esta baja de los precios evidenciada en los últimos meses constituye muy probablemente una fluctuación dentro de la tendencia alcista. Dada la gran cantidad de aspectos que confluyen para la determinación del precio y el rol fundamental que ocupan los elementos especulativos, la predicción de los precios a futuro es muy difícil. En este sentido la conjunción de diferentes elementos parecería asegurar la permanencia de la volatilidad de los precios en los próximos años. Dichos elementos serían: la inestabilidad de países como Irak y del

<sup>4</sup> Por ejemplo, las proyecciones para el corto plazo realizadas por UN/DESA (2015) en el World Economic Situation and Prospects 2015, se sitúan en un precio promedio del barril de crudo Brent de U\$S 102 en 2014, U\$S 92 en 2015 y U\$S 96 en 20

Medio Oriente, la crisis económica mundial que afecta la demanda de los países de la OCDE y disminuye el ritmo de crecimiento de la demanda de China y Países Emergentes, la aparición del shale oil en especial en EEUU; y por sobre todo la especulación con los papeles petroleros<sup>5</sup>.

Por otra parte, la reciente baja de los precios del petróleo puede constituir un alivio para las cuentas nacionales de aquellos países importadores de energía, pero puede al mismo tiempo implicar una fuerte amenaza (al menos en el corto/mediano plazo) para las economías que presenten una fuerte dependencia de las exportaciones energéticas en gran cuantía, tal es el caso de la economía ecuatoriana. Como contrapartida, los precios de los energéticos en baja podrían tener como efecto positivo el alivio de la inflación en muchos de los países (UN/DESA, 2015. Global Economic Outlook, en “World Economic Situation and Prospects 2015”. Naciones Unidas).

En congruencia con el escenario mundial en el cual el crecimiento económico de las regiones de Asia se mantiene (aunque a tasas inferiores a las evidenciadas en las décadas pasadas) es preciso suponer que en las próximas décadas (al menos hasta 2040) la demanda de alimentos y materias primas (energía y minerales) mantendrá su tendencia, para satisfacer la demanda de la población urbana creciente. Este aspecto posibilitará que los términos de intercambio de la región se mantengan beneficiosos.

Así, aún en contextos de desaceleración de la economía global, es posible mantener las hipótesis de una economía regional creciendo a tasas superiores a las mundiales. Eso se deberá en las primeras décadas al efecto de la demanda de productos primarios y a la recuperación del desarrollo industrial de Brasil, con efectos positivos sobre el resto de las economías de la región.

### 1.3.2. La probable evolución del PIB

Para su determinación se ha considerado el marco global descrito y se ha trabajado con información nacional de referencia relevante. El Ecuador posee por un lado un Plan Nacional de Desarrollo / Plan Nacional para el Buen Vivir 2013-2017 (PNBV), este Plan se complementa con el Estudio Nacional para el Cambio de la Matriz Productiva 2015 (ENCMP)<sup>6</sup>. Ambos documentos presentan un cierto detalle y reflexión en términos cualitativos en cuanto a la estrategia de Desarrollo, con coherencia respecto a los distintos objetivos, metas y acciones planteados. Esos lineamientos y argumentaciones son los que debieron ser tomados y detallados para avanzar en cuantificaciones como la estimación puntual de los subsectores que van a liderar el crecimiento futuro del Ecuador.

Se ha podido recoger información secundaria suficiente suministrada directamente por el comitente, otra obtenida en los sitios oficiales del Gobierno Nacional y proveniente de entrevistas a informantes calificados recabadas en la misión de noviembre 2014 y posteriores intercambios por correo electrónico, como para construir un escenario hasta el año 2030.

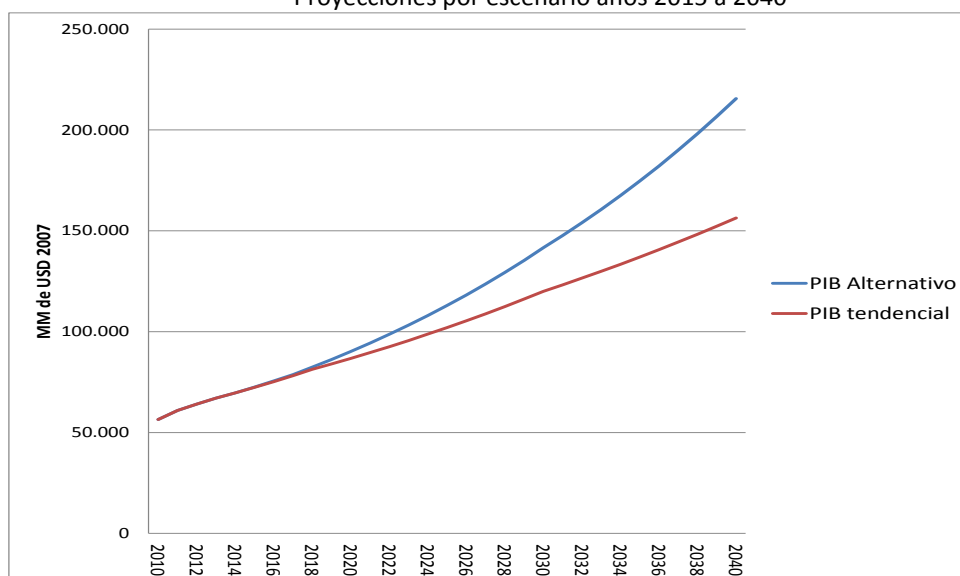
A partir del análisis de la información económica contenida en el Estudio para el Cambio de la Matriz ENCMP, se interpretó el crecimiento allí planteado como un posible escenario alternativo, antes que tendencial. Es así debido a que el mismo requiere realizar un considerable esfuerzo de generación de instrumentos legales y de promoción que logren movilizar al sector productivo, para poder alcanzar un PIB de MMUSD (2007) 215.549 en el año 2030. Allí se justifica la

<sup>5</sup> Ver en página 172 FB, 2014 <http://fb.cab.cnea.gov.ar/opacmarc/cgi-bin/wxis?IsisScript=/xis/opac.xis&task=BIB-RECORD&db=fb&curr=1&total=80&cid=files6fMww> )

<sup>6</sup> Vicepresidencia de la República del Ecuador Estrategia Nacional de Cambio de Matriz Productiva Vicepresidencia / 1a edición – Quito, 2015. Carpeta MICSE\ENCMP - Estudio Nacional para el Cambio de la Matriz Productiva; archivo: VPR STCICMP 2015 9 Est. Nac. cambio Matriz Productiva Marzo 15.pdf

tasa 4.4 % anual acumulada (a.a.) para todo el período (2013-2040) para el escenario alternativo. Esta proyección determina un escenario alternativo viable, pero que requerirá esfuerzos de gestión y de política pública, así como un nivel mínimo de consenso entre los actores relevantes del país. En el caso del escenario tendencial se obtiene una tasa acumulada anual para todo el período del 3.18% (ver Gráfico 2). Ligeramente más baja y nuevamente compatible con las del 3.2% a.a. planteada en el Plan Maestro de Expansión de la Electricidad, y coherente con la del 4% reflejada en el Plan de expansión Hidrocarburos. Refleja así una continuidad histórica considerando un incremento moderado de la actividad económica.

Gráfico 2. PIB en MMUSD (2007) evolución 2010-2014, y Proyecciones por escenario años 2015 a 2040



Fuente: Elaboración propia

Para desagregar y diferenciar el crecimiento por subsectores se consideraron las propuestas cualitativas de la ENCMP, en la que se indica que: "La estrategia da prioridad a un grupo de seis industrias básicas con alto potencial de mejorar el impacto en la balanza de pagos (vía aumento de exportaciones y/o sustitución de importaciones) y/o alto potencial de encadenamientos como son: petroquímica<sup>7</sup>, siderúrgica (acero plano); fundición y refinería de cobre; fundición de aluminio, astillero<sup>8</sup> y pulpa." ENCMP 2015 página 80.

Para las proyecciones poblacionales se han empleado datos de población proyectados por el Instituto Nacional de Estadística y Censos (INEC)<sup>9</sup>.

<sup>7</sup> "Compuestos intermedios para fabricar: plásticos, jabones, detergentes, pinturas, fibras sintéticas, revestimientos entre otros." ENCMP 2015 página 80.

<sup>8</sup> "Priorizado para análisis a pesar de no ser una industria básica al tener un alto potencial de generación de empleo e incentivar el desarrollo de tecnología y educación." ENCMP 2015 página 80.

<sup>9</sup> Fuente: PROYECCIONES MEER\_2010\_2040.xls en carpeta INEC.

<http://www.ecuadorencifras.gob.ec/proyecciones-poblacionales/>

Bajo esas consideraciones, se ha estimado que en el escenario tendencial, se mantendrán mínimas variaciones en la estructura sectorial de la economía del año base (2013), aunque con un leve aumento de la Industria y del sector Comercial, Servicios y Público (ver Tabla 1).

Por su parte, en el escenario alternativo se ha propuesto en cambio, un claro liderazgo de la Industria, particularmente en las ramas antes mencionadas (ver Tabla 2), en contraposición con la caída en la participación del sector Primario y Extractivo y en menor medida del Sector Comercial, Servicios y Público. Por su parte el Sector Construcciones mantiene su participación en este escenario, pero con importante crecimiento en valores absolutos. Pese a la pérdida de participación en el PIB, el sector Primario y Extractivo alcanza valores absolutos de valor agregado (USD 2007), similares a los del escenario tendencial<sup>10</sup>.

Tabla N° 1. Escenario tendencial. Proyecciones: Número de hogares, PIB y PIB por subsectores de la economía. MMUSD (2007) y tasas de crecimiento (%)

Drivers LEAP Prospectiva Ecuador	ESCENARIO TENDENCIAL												tasa AA 2013-2040
	2013		2020		2025		2030		2035		2040		
<b>Población (habitantes)</b>	<b>15.774.749</b>		<b>17.510.643</b>		<b>18.693.140</b>		<b>19.814.767</b>		<b>20.858.149</b>		<b>21.806.740</b>		1,21%
<b>Residencial</b>													
Número de Hogares (totales)	4.219.603		5.067.742		5.505.836		5.891.357		6.192.004		6.419.159		1,57%
<b>PIB (millones de us\$ del 2007)</b>	<b>67.081</b>	<b>100%</b>	<b>86.755</b>	<b>100%</b>	<b>102.040</b>	<b>100%</b>	<b>120.019</b>	<b>100%</b>	<b>136.979</b>	<b>100%</b>	<b>156.336</b>	<b>100%</b>	<b>3,18%</b>
<b>Comercial, Servicios y Público</b>													
Valor Agregado (VA) Comercial, Servicios y Público	36.683	54,7%	47.566	54,8%	56.084	55,0%	66.106	55,1%	75.542	55,1%	86.275	55,2%	3,2%
<b>Industria</b>	<b>8.558</b>	<b>12,8%</b>	<b>11.455</b>	<b>13,2%</b>	<b>13.902</b>	<b>13,6%</b>	<b>16.790</b>	<b>14,0%</b>	<b>19.454</b>	<b>14,2%</b>	<b>22.384</b>	<b>14,3%</b>	<b>3,6%</b>
VA Alimentos Bebidas y Tabaco	3.053	4,6%	3.988	4,6%	4.734	4,6%	5.613	4,7%	6.437	4,7%	7.365	4,7%	3,3%
VA Textil, Prendas de vestir y Cueros	587	0,9%	772	0,9%	922	0,9%	1.098	0,9%	1.263	0,9%	1.447	0,9%	3,4%
VA Madera, Papel e Impresiones	946	1,4%	1.286	1,5%	1.581	1,5%	1.930	1,6%	2.249	1,6%	2.596	1,7%	3,8%
VA Productos químicos, Cauchos y Plásticos	1.164	1,7%	1.584	1,8%	1.950	1,9%	2.382	2,0%	2.777	2,0%	3.206	2,1%	3,8%
VA Minerales No Metálicos, Metales comunes y productos metálicos	1.220	1,8%	1.653	1,9%	2.028	2,0%	2.471	2,1%	2.877	2,1%	3.319	2,1%	3,8%
VA Fabricación de equipos y maquinaria	323	0,5%	435	0,5%	531	0,5%	644	0,5%	748	0,5%	862	0,6%	3,7%
VA Fabricación de vehículos y equipos de transporte	167	0,2%	223	0,3%	271	0,3%	327	0,3%	378	0,3%	435	0,3%	3,6%
VA Fabricación de muebles y otros	233	0,3%	309	0,4%	371	0,4%	445	0,4%	514	0,4%	590	0,4%	3,5%
VA Resto de Industrias	204	0,3%	276	0,3%	339	0,3%	412	0,3%	480	0,4%	553	0,4%	3,8%
VA Refinación de Petróleo (**)	661	1,0%	929	1,1%	1.176	1,2%	1.467	1,2%	1.731	1,3%	2009,94	1,3%	4,2%
<b>VA Agropecuario, Minería y Pesca</b>	<b>12.484</b>	<b>18,6%</b>	<b>16.121</b>	<b>18,6%</b>	<b>18.934</b>	<b>18,6%</b>	<b>22.242</b>	<b>18,5%</b>	<b>25.366</b>	<b>18,5%</b>	<b>28.939</b>	<b>18,5%</b>	<b>3,2%</b>
<b>VA Construcción y Otros</b>	<b>6.688</b>	<b>10,0%</b>	<b>8.402</b>	<b>9,7%</b>	<b>9.607</b>	<b>9,4%</b>	<b>11.019</b>	<b>9,2%</b>	<b>12.389</b>	<b>9,0%</b>	<b>14.024</b>	<b>9,0%</b>	<b>2,8%</b>
<b>VA Resto (**)</b>	<b>2.667</b>	<b>4,0%</b>	<b>3.211</b>	<b>3,7%</b>	<b>3.513</b>	<b>3,4%</b>	<b>3.862</b>	<b>3,2%</b>	<b>4.229</b>	<b>3,1%</b>	<b>4.715</b>	<b>3,0%</b>	<b>2,1%</b>
<b>Consumo No Energetico</b>													
Petroquímica (VA Química) (++)	820	1,2%	1.138	1,3%	1.425	1,4%	1.765	1,5%	2.073	1,5%	2.403	1,5%	4,1%

AA: acumulada anual

(\*\*) No son drivers para el Modelo Leap, completan el PIB

(++) No duplicar, está incluido en la rama Ptos químicos, caucho y plástico

<sup>10</sup> Al desagregar el crecimiento del PIB por subsectores y ramas, se tuvo especial atención en evitar modificaciones bruscas en términos absolutos (medidos en dólares del 2007), ya que si bien el crecimiento del escenario alternativo se basó en la Industria, no hay razones para esperar que el sector Agrícola en particular sea inferior. Sí se espera un mayor desarrollo, tal como se expresó en las sub actividades Forestal, Minería y Producción de Gas y Petróleo.

Tabla N° 2. Escenario alternativo. Proyección Proyecciones: Número de hogares, PIB y PIB por subsectores de la economía MMUSD (2007) y tasas de crecimiento (%)

Drivers LEAP Prospectiva Ecuador	ESCENARIO ALTERNATIVO												tasa AA 2013-2040
	2013		2020		2025		2030		2035		2040		
<b>Población (habitantes)</b>	15.774.749		17.510.643		18.693.140		19.814.767		20.858.149		21.806.740		1,21%
<b>Residencial</b>													
Número de Hogares (totales)	4.219.603		5.067.742		5.505.836		5.891.357		6.192.004		6.419.159		1,57%
<b>PIB (millones de us\$ del 2007)</b>	67.081	100%	90.185	100%	113.000	100%	141.587	100%	174.697	100%	215.549	100%	4,42%
<b>Comercial, Servicios y Público</b>													
Valor Agregado (VA) Comercial, Servicios y Público	36.683	54,7%	43.747	48,5%	51.773	45,8%	64.295	45,4%	82.689	47,3%	106.794	49,5%	4,0%
<b>Industria</b>	8.558	12,8%	17.333	19,2%	27.942	24,7%	36.119	25,5%	41.771	23,9%	47.310	21,9%	6,5%
VA Alimentos Bebidas y Tabaco	3.053	4,6%	4.127	4,6%	5.180	4,6%	6.538	4,6%	8.098	4,6%	10.025	4,7%	4,5%
VA Textil, Prendas de vestir y Cueros	587	0,9%	806	0,9%	1.102	1,0%	1.417	1,0%	1.771	1,0%	2.210	1,0%	5,0%
VA Madera, Papel e Impresiones	946	1,4%	1.542	1,7%	4.177	3,7%	5.314	3,8%	5.846	3,3%	6.138	2,8%	7,2%
VA Productos químicos, Cauchos y Plásticos	1.164	1,7%	4.361	4,8%	5.235	4,6%	6.703	4,7%	7.374	4,2%	7.742	3,6%	7,3%
VA Minerales No Metálicos, Metales comunes y productos metálicos	1.220	1,8%	2.795	3,1%	6.344	5,6%	8.164	5,8%	8.981	5,1%	9.430	4,4%	7,9%
VA Fabricación de equipos y maquinaria	323	0,5%	576	0,6%	1.674	1,5%	2.168	1,5%	2.723	1,6%	3.409	1,6%	9,1%
VA Fabricación de vehículos y equipos de transporte	167	0,2%	296	0,3%	604	0,5%	810	0,6%	1.076	0,6%	1.398	0,6%	8,2%
VA Fabricación de muebles y otros	233	0,3%	385	0,4%	715	0,6%	950	0,7%	1.249	0,7%	1.611	0,7%	7,4%
VA Resto de Industrias	204	0,3%	346	0,4%	666	0,6%	889	0,6%	1.173	0,7%	1.517	0,7%	7,7%
VA Refinación de Petróleo (**)	661	1,0%	2.097	2,3%	2.244	2,0%	3.165	2,2%	3.482	2,0%	3.830	1,8%	6,7%
<b>VA Agropecuario, Minería y Pesca</b>	12.484	18,6%	17.487	19,4%	19.921	17,6%	24.301	17,2%	29.350	16,8%	35.589	16,5%	4,0%
<b>VA Construcción y Otros</b>	6.688	10,0%	9.046	10,0%	11.414	10,1%	14.422	10,2%	17.874	10,2%	22.138	10,3%	4,5%
<b>VA Resto (**)</b>	2.667	4,0%	2.574	2,9%	1.950	1,7%	2.444	1,7%	3.015	1,7%	3.720	1,7%	1,2%
<b>Consumo No Energético</b>													
Petroquímica (VA Química) (++)	820	1,2%	3.898	4,3%	4.647	4,1%	5.971	4,2%	6.568	3,8%	6.896	3,2%	8,2%

AA: acumulada anual

(\*\*) no son drivers para el Modelo Leap, completan el PIB

(++) no duplicar, está incluido en la rama Ptos químicos, caucho y plástico

#### 1.4. Los Escenarios Energéticos.

Para su elaboración, se ha tomado en cuenta en primer lugar la evolución reciente del sector energético ecuatoriano y la situación del año base del estudio (2013)<sup>11</sup>. Se han detectado, así, algunos de los problemas (e iniciativas adoptadas y por adoptarse) más relevantes.

En base a esos resultados, y teniendo como marco los escenarios socioeconómicos propuestos se elaboraron y discutieron con el equipo técnico los principales lineamientos de dos escenarios energéticos, así como las propuestas de acciones más relevantes a implementar<sup>12</sup>. A continuación se resumen los principales contenidos desarrollados.

<sup>11</sup> Elaborada en base a la información recogida en entrevistas efectuadas a inicios de 2015 en Ecuador a actores clave del sector, junto a valiosa documentación aportada por diferentes organismos.

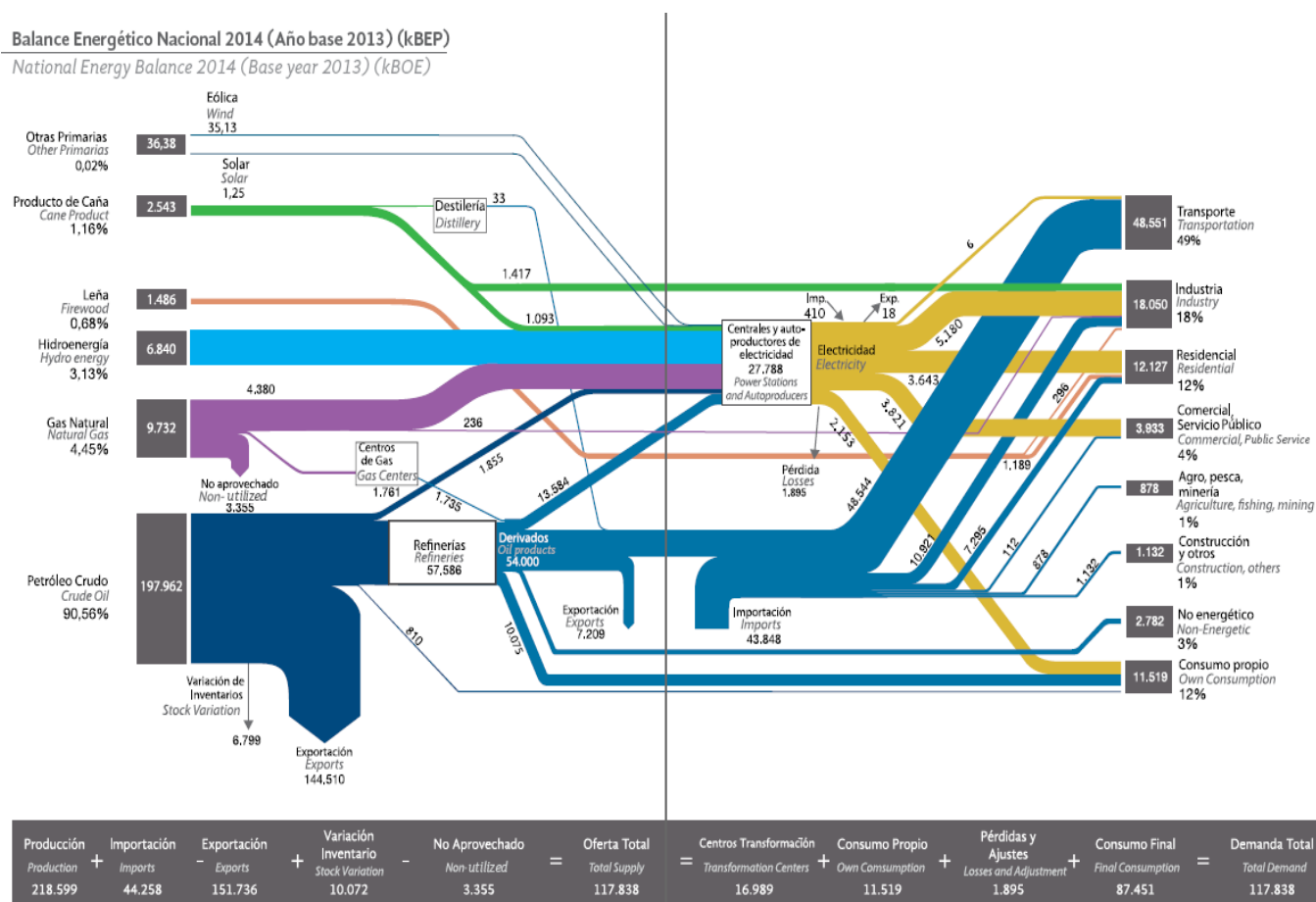
<sup>12</sup> Discusiones con el Equipo Técnico del proyecto, opiniones de actores y bibliografía calificada

### 1.4.1. Breve resumen de la evolución reciente del sistema energético ecuatoriano

Ecuador es un país productor y exportador de petróleo, de manera que los hidrocarburos (petróleo y sus derivados y en menor medida el Gas Natural <sup>13</sup>) tienen una alta participación en la estructura energética y en la economía nacional.

En el Gráfico 3 se presenta el Balance Energético Nacional (BEN) de 2013. Se pueden destacar los niveles relativos de los diferentes flujos energéticos, en los que se destaca la producción de petróleo, y sus destinos (exportaciones y refinación para abastecer el mercado interno y también exportar).

Gráfico 3. Balance Energético Nacional 2013 (datos 2013)



Fuente: Balance Energético Nacional, 2013

En 2013, Ecuador importó energía por un total de 44.258 kBep y exportó un total de 151.736 kBep, es decir que la balanza comercial energética fue de un saldo de 107.478 kBep, representando éste el 49% de la producción total de energía primaria del país y el 91% de su consumo bruto total.

<sup>13</sup> Ecuador, tiene reservas de gas libre en el Golfo de Guayaquil (Campo Amistad) y por otro lado, asociado a la producción de petróleo en el Oriente ecuatoriano se produce gas que en la actualidad es quemado sin uso final ni intermedio en su mayor parte.



Los ingresos del petróleo representaron en 2013, el 23% del presupuesto general del Estado<sup>14</sup> y el 57% del total de los ingresos por exportaciones del país (datos BCE, 2013)<sup>15</sup>. En 2013, dentro de los principales rubros de importación (BCE, 2013)<sup>16</sup>, se encontraron los derivados de petróleo (por restricciones en infraestructura de refinación), principalmente el DO, las Gasolinas y el LPG<sup>17</sup> y otros productos, que en conjunto representaron el 22% del total de las importaciones<sup>18</sup>.

El análisis del sector hidrocarburos indica que ha existido una caída de la inversión exploratoria de los últimos años con la consiguiente declinación en las reservas<sup>19</sup>. Se estima, que de continuar esta tendencia, podría afectarse fuertemente la oferta de petróleo y con ello la economía en su conjunto. Es importante tomar en cuenta que, los principales campos petroleros de Ecuador se encuentran en explotación desde hace más de dos décadas, y están en franca declinación de producción. La exploración de nuevas reservas cada vez es más compleja y difícil, por la presencia de trampas estratigráficas y crudos más pesados. La situación actual de base de los recursos naturales implica que los esfuerzos en un futuro deberían orientarse a la incorporación de nuevas reservas y a la operación de campos maduros.

Por lo tanto, siendo Ecuador un país exportador de hidrocarburos, se estableció que si no se reactivaba la actividad petrolera del upstream, y que si se sostenían las elevadas tasas de crecimiento de la demanda, se verificaría una drástica reducción de las reservas de crudo, que pondría en duda dicho rol exportador, con el consiguiente impacto en la economía en su conjunto. Con el objetivo de incrementar las reservas, se llevaron a cabo distintas acciones. La primera fue concretar la firma de contratos con empresas privadas para aumentar las reservas recuperables de los campos maduros (más de 30 años de explotación) Shushufindi y Libertador. Estos son sometidos a procesos de recuperación mejorada como la inyección de vapor de agua a fin de elevar su extracción que va en descenso por su edad. En segundo lugar, se adjudicaron los campos marginales Armadillo, Ocano-Peña Blanca, Singue y Eno-Ron. Por último, se inició la XI Ronda Petrolera del Suroriente donde se licitan 13 bloques petroleros en Pastaza y Morona Santiago<sup>20</sup>. Este crudo es más pesado que el extraído del nororiente del país, es decir de menor calidad y cuya extracción resulta más difícil.

A su vez frente a las limitaciones en la refinación, se encuentra en inicio la construcción de una refinería de conversión profunda con 200000 (o 300.000) bbl/d de capacidad que cambiará la estructura de refinación. La Refinería del Pacífico

<sup>14</sup>[http://contenido.bce.fin.ec/documentos/PublicacionesNotas/Catalogo/Anuario/Anuario32/](http://contenido.bce.fin.ec/documentos/PublicacionesNotas/Catalogo/Anuario/Anuario32/IndiceAnuario36.htm)

IndiceAnuario36.htm Capítulo II, Sector público no Financiero.

<sup>15</sup> La información actualizada sobre comercio exterior en:

<http://contenido.bce.fin.ec/documentos/Estadisticas/SectorExterno/BalanzaPagos/balanzaComercial/ebc201505.pdf>, <http://contenido.bce.fin.ec/amin/dirlistEBC.php>; <http://contenido.bce.fin.ec/home1/estadisticas/bolmensual/IEMensual.jsp>

Estos porcentajes se modificarían a partir de la baja sostenida del precio del petróleo que se vive a escala mundial desde junio pasado, la que afecta principalmente a los países productores de crudo como es el Ecuador. A ello se debe sumar el factor adicional del diferencial o castigo por su menor calidad que también se ha ampliado.

<sup>16</sup><http://contenido.bce.fin.ec/documentos/PublicacionesNotas/Catalogo/Anuario/Anuario32/IndiceAnuario36.htm>

Capítulo III, 3.2. Comercio Exterior

<sup>17</sup> La importación total de energía tuvo un gran aumento durante el período, pasando de 1.961 kBep en 1990 a 44.258 kBep en 2013, con una tasa promedio de 14,5% a.a.

<sup>18</sup> <http://contenido.bce.fin.ec/documentos/PublicacionesNotas/Catalogo/Anuario/Anuario32/IndiceAnuario36.htm>

<sup>19</sup> Fuente: Coordinación General de Gestión Estratégica del Ministerio de Recursos Naturales de Recursos No Renovables de la República del Ecuador. 2013. Plan Maestro de Hidrocarburos. 2013-2017. En base a la Consultoría de Wood Mackenzie correspondiente al Plan Maestro de Hidrocarburos realizada en el año 2012-2013. Documento Borrador. Quito D.M, Octubre del 2013; y *Fundación Bariloche*. 2015. Elaboración de la Prospectiva Energética del Ecuador 2013-2040, Proyecto: 00089679 Aseguramiento de la Eficiencia Energética. Fecha: Mayo 2015 (150210 Informe con Comentarios\_MEER\_MICSE 21 de mayo.docx, pag 156)

<sup>20</sup> No se dispone información sobre los términos de estos contratos.

(RDP) no producirá fuel oil (FO), solamente un coque residual (CR), y tendrá un alto rendimiento en diesel (DO) y gasolina<sup>21</sup>.

Avanzando en el análisis de la oferta energética, se observa que en la generación de electricidad, hidroenergía ocupó un lugar relevante, y que además se utilizaron otros cinco insumos principales, entre los que se destacaron en especial el GN, y en menor medida, Otras Primarias, Gasolina (para motores), DO y FO. Sin embargo, en la evolución reciente se observó la continua pérdida de participación de la hidroenergía, al mismo tiempo que se introdujo y tomó una participación de casi el 15% en muy pocos años, el GN. También se evidenciaron picos muy marcados de aumento del consumo de DO (con su consecuente impacto económico) e incluso gasolina. La evolución de la estructura de la potencia instalada presentó un constante incremento de la potencia térmica alcanzando en el 2013 una participación del 56% (26% de Motores de Combustión Interna, 19% Turbo gas y 11% turbo vapor<sup>22</sup>). Esta situación se ha ido transformando en altamente perjudicial, sobre todo teniendo presente la estructura de producción y la reducción de la capacidad de refinación manifiesta en los últimos diez años.

En respuesta a estas tendencias, con el propósito de aumentar el índice de renovabilidad en la matriz de generación eléctrica (en cumplimiento de los objetivos del PNBV), el gobierno ha iniciado una serie de acciones, entre las que se destacan las siguientes: la potencia instalada efectiva nacional para la generación hidroeléctrica pasó de 1 786 MW en 2006 a 2 237 MW en 2013 (PME, 2013 y FB, 2015)<sup>23</sup>. Además existen trece proyectos hidroeléctricos en construcción con aproximadamente 4700 MW. En el recurso eólico si bien se cuenta con una potencia en operación de 20 MW, el potencial factible en el corto plazo ascendería a más de 890 MW. En lo referente al recurso solar, se han instalado seis mil sistemas fotovoltaicos, principalmente en la Amazonía, que representan 4 MW. Adicionalmente, se encuentran suscritos títulos habilitantes para el desarrollo de proyectos fotovoltaicos por 282 MW.

En lo referente al uso de biomasa para el aprovechamiento energético, se encuentran operando centrales con bagazo por más de 100MW, y se dispone de un elevado potencial para su utilización en generación eléctrica. Se espera que de concretarse los proyectos mencionados y lograrse los objetivos esperados, la tendencia en cuanto a la creciente participación de derivados de petróleo para la generación eléctrica verificará un punto de inflexión que permitirá aliviar la presión sobre el sector petrolero, con los consiguientes beneficios para la economía nacional.

Con respecto a la evolución del **consumo final energético** por sectores entre 1990 y 2013, se observó que el mayor valor se encuentra en el sector Transporte, que aumentó su participación pasando de 53,7% en 1990 a 57,3% en 2013. Luego le siguió el sector Industrial que mantuvo prácticamente su participación, alcanzando el 21,3% en 2013. En tercer lugar, se encontró el sector Residencial, que disminuyó significativamente su participación, pasando de 20,7% a 14,3%.

Con respecto a la evolución del consumo final por fuentes entre 1990 y 2013, se observó que la electricidad ha sido la fuente cuyo consumo ha crecido a la tasa más alta, siendo esta de 6,5% a.a. Este crecimiento ha sido sostenido en todo el periodo, a excepción de un estancamiento entre 1999 y 2001. Su participación en el consumo energético ha pasado de 8,2% en 1990 a 14,9% en 2013. La cobertura del servicio eléctrico ha ido creciendo permanentemente y se ha estimado que en el 2013 alcanzó el 95,77% de la población. Por otra parte el consumo final de energía per cápita, según ARCONEL “ha crecido a una tasa anual promedio del 5,24%, durante la última década, pasando de 707,45 kWh/hab en el 2002, a 1.210,2 kWh/hab, en el 2011, ocupando niveles bajos en relación a otros países de la región”. Por su parte, los sectores residencial e industrial representan más del 70% de la energía facturada del Ecuador. Es destacable la

<sup>21</sup> Aún no estaría concretado el financiamiento de esta obra (información a diciembre de 2014).

<sup>22</sup> Más de 90 MW de potencia efectiva proveniente de centrales térmicas que pertenecen a ingenios azucareros que utilizan el bagazo de caña.

<sup>23</sup> Con un potencial hidroeléctrico de 23000 MW, **sin considerar limitaciones por posibles impactos ambientales, por probables oposiciones a su concreción, o por vulnerabilidad al cambio climático con disminución del recurso, entre otras afectaciones.**



reducción sostenida de las pérdidas totales de toda la red de distribución eléctrica a nivel nacional desde el máximo de 23% en el 2004 hasta el 12.62% en el 2013<sup>24</sup>.

Continuando con el análisis del consumo por fuentes, se observa que el DO, ha sido la principal fuente, cuya demanda ha crecido a una tasa promedio de 5,4% a.a. Por su parte el LPG, y el Kerosene/Turbo también han tenido altas tasas de crecimiento, del 4,6% a.a. y 4,8% a.a. respectivamente, incrementando sus participaciones en el consumo total. En cuanto al consumo de FO, es la fuente que ha crecido a la tasa más baja (promedio de 0,6% a.a.), lo que ha hecho que pierda participación pasando de 13,6% a 6,7% en todo el periodo analizado.

También las biomásas (Leña y Productos de Caña-bagazo (BZ), han disminuido su participación en la evolución del consumo total. La LE ha sufrido un importante proceso de sustitución por LPG, reduciendo su consumo a una tasa promedio de -4,6% a.a., lo que ha bajado su participación en el consumo energético total del 12,1% en 1990 a 1,8% en 2013. El consumo de Productos de Caña (BZ), ha decrecido a una tasa de -0,2% a.a.; pasando su participación del 4,1% a 1,7% en todo el periodo.

A partir del año 2011 se comenzaron a registrar pequeños consumos finales de GN que en 2013 representaron sólo el 0,3% del total.

Como corolario de lo presentado se puede concluir que la evolución de la estructura y niveles de consumo energético (intermedio y final), ha determinado que la **renovabilidad de la energía utilizada ha sido decreciente**. Según se ha visto, ello ha sido determinado por varios factores entre los que vale mencionar: la participación creciente del sector de transporte en el uso de combustibles fósiles (gasolinas y DO); el elevado consumo de LPG en el sector residencial; y el crecimiento de la participación de la generación térmica (en especial en períodos de sequía). Por otra parte la oferta de hidrocarburos se ha ido restringiendo por demoras en inversiones en exploración y refinación. Como se mencionara, ya se han iniciado diferentes acciones orientadas a la sustitución de fuentes, así como al ahorro energético a nivel de la demanda. Estas conclusiones serán consideradas en los lineamientos de los escenarios energéticos, y en las propuestas de acciones a implementar.

#### 1.4.2. Lineamientos de los Escenarios energéticos y acciones propuestas.

Como se adelantara, en concordancia con los dos escenarios socioeconómicos propuestos y en base al análisis de la problemática sectorial, se han elaborado lineamientos para dos escenarios energéticos (tendencial y alternativo), y propuestas de acciones a implementar en cada uno. A continuación se los presentan resumidamente.

En el **escenario energético tendencial** se propuso acompañar el escenario de crecimiento económico moderado (PIB 3.2 % a.a.)<sup>25</sup>. Se plantearon incrementos moderados de los precios internacionales del petróleo, desde los valores actuales hasta alcanzar en 2040, los U\$S 85 el barril<sup>26</sup>.

<sup>24</sup> Aunque siguen siendo aún altas, las pérdidas no técnicas en varias empresas distribuidoras, en particular aquellas que forman parte de CNEL.

<sup>25</sup> Ver en Tabla 1, con Tasas de Crecimiento de la población y Economía y Drivers LEAP Escenario Tendencial

<sup>26</sup> Para el mediano plazo, el mantenimiento o acrecentamiento de los niveles de producción en EEUU (en el 2013 la diferencia entre el consumo y la producción de petróleo era de casi el 48% y sus importaciones eran de 9,8 millones de barriles /día), estará supeditada no sólo a la elevación de los precios sobre los valores de comienzos del 2015, sino a la detención del alto porcentaje de declinación de estos yacimientos, lo cual exigirá la perforación continua y creciente del número de pozos y la solución de las controversias que provoca la tecnología en cuanto a sus efectos dañinos sobre el ambiente. (Bravo, V. 2015. Anexo Geografía Económica al Documento Mercado Petrolero Internacional. Versión 2015. Fundación Bariloche)

Es este escenario se espera que se mantenga a futuro la problemática sectorial en general, aunque comenzarían a incorporarse lentamente cambios de políticas y regulatorios, en especial en lo que hace a la disminución de los niveles de subsidios (LPG y otros<sup>27 28</sup>). Si bien estas acciones permitirán mejorar en parte los ingresos del sector, se mantendrán las restricciones en el financiamiento de las inversiones, lo que hará postergar algunos proyectos relevantes para su sustentabilidad. Entre ellos, se pueden mencionar aquellos relacionados con el incremento de la prospección y el aumento de reservas de hidrocarburos, la producción y contribución de campos existentes, y una significativa incorporación de generación en base a energías renovables no convencionales.

En este Escenario se postergarán en el tiempo algunas de las metas planteadas en el Plan Nacional del Buen Vivir (PNBV) 2013 - 2017, así como se adoptarán las propuestas de los escenarios más moderados presentados en el Plan Maestro de Electrificación, el Plan Maestro de Hidrocarburos y otros Planes sectoriales.

Es un escenario en el que se mantendrá la estructura de consumo sectorial, con pocas políticas de gestión de la demanda de energía, y en el que se proyectarán aumentos del consumo per cápita con respecto a su evolución reciente. Se encontrará vigente el Plan Nacional de Eficiencia Energética (PNEE), se cumplirán solamente, algunas de las premisas iniciales del Proyecto SECURE<sup>29</sup>, en cuanto a avanzar en la definición de marcos legales, institucionales y regulatorios, en el fortalecimiento de capacidades de funcionarios, y en la mejora de la coordinación del área de eficiencia. También se esperaría avanzar en el proceso de instalación de laboratorios adecuados para la verificación y desarrollo de estándares, y en el fortalecimiento del manejo y capacidad de distribución del programa RENOVA. Sin embargo, no se percibirán resultados significativos en ahorros, salvo los logrados por el avance tecnológico normal de los artefactos nuevos incorporados al mercado correspondiente.

Se espera encontrar en este escenario importantes avances en lo que hace a la incorporación de generación hidroeléctrica y en menor medida de energías renovables no convencionales (ERNC). No se prevé el incremento de la participación del GN. No se proyectan aumentos en los niveles de intercambios eléctricos con los países vecinos.

Como resultado de estas acciones, no se prevé alcanzar el índice de suficiencia de energía secundaria del nivel propuesto en el PNBV (pag. 541) del 76%.

En el **escenario energético alternativo**<sup>30</sup> se propone acompañar el escenario de crecimiento socioeconómico alto (Crecimiento PBI del 4.4 % a.a.)<sup>31</sup>, sin dificultades de financiamiento. En este escenario se **plantean incrementos moderados de los precios del petróleo, desde los valores actuales hasta alcanzar en 2040, los U\$S 110 el barril**<sup>32</sup>.

Se prevé que la sostenibilidad energética del país se apoye en el aumento de la prospección (reservas), la producción y en el procesamiento de petróleo y gas natural, y el aumento de la participación de las **energías renovables a un ritmo mayor al crecimiento** de la demanda anual. Se postula la aplicación de un esquema de subsidios que beneficie a

<sup>27</sup> Se observa que ya en el año 2008, el ARCONEL había elaborado un documento donde se sugería la distribución selectiva de los subsidios en electricidad, en particular la Tarifa Dignidad ver en:

(<http://www.conelec.gob.ec/images/documentos/Planintegralestabilizacionsectorelectrico.pdf>)

<sup>28</sup> Según la fuente: "Plan Maestro de Hidrocarburos v5.docx, pag 13", se estima que con precios del crudo a U\$S 80, los subsidios incluyendo el LPG (676 Mus\$), rondaron los US\$7 mil millones de subsidios al año- También en Doc Perfil programa de Cocción Eficiente (pag 6)

<sup>29</sup> Se ha tomado el marco general de Luna, Nestor. 2015. "Aseguramiento de la Eficiencia Energética en los Sectores Público y Residencial del Ecuador SECURE". Taller de Arranque. Marzo 2, 2015. (pag. 5)

<sup>30</sup> Se ha tomado como marco general En base a las políticas y estrategias expresadas en el PNBV y el Planes sectoriales

<sup>31</sup> Ver Tabla correspondiente del Capítulo 2, con Tasas de Crecimiento de la población y Economía y Drivers Leap Escenario Alternativo

<sup>32</sup> Al igual que en el escenario Tendencial, se prevé para el mediano plazo, incrementos de los precios del petróleo vinculados al mantenimiento o acrecentamiento de los niveles de producción en EEUU, y al aumento de las exigencias de perforación continua y creciente del número de pozos y la solución de las controversias que provoca la tecnología en cuanto a sus efectos dañinos sobre el ambiente

sectores necesitados de la sociedad, así como a aquellos que se incluyan en los planes de desarrollo o estímulo del gobierno, y que permita financiar las principales obras de inversión.

Paralelamente a la ejecución de grandes proyectos hidroeléctricos en función de la información disponible en ARCONEL (2014)<sup>33</sup>. Se implementarán pequeños proyectos de generación de energía con fuentes renovables en zonas cercanas a los consumidores, y con esquemas de gestión participativa de los Gobiernos Autónomos Descentralizados (GADs), las organizaciones comunitarias y el sector privado. Estos proyectos ponen a disposición energías para usos productivos locales y el SNI, lo que permite generar empleo local, optimizar el uso de los recursos (incluyendo residuos agroindustriales), diversificar los territorios en la generación de electricidad y disminuir las pérdidas técnicas en la transmisión de electricidad.

En el marco de la reestructuración de la matriz energética, y con vistas a una reducción drástica de la importación de combustibles, se apuntará al desarrollo de un sistema de refinación de hidrocarburos orientado a la obtención de derivados para el consumo interno (además de exportación de excedentes). Se agrega a ello la entrada en operación de la RDP. Se prevé el aumento de la utilización de biocombustibles y el aprovechamiento del gas asociado para generar electricidad, hasta alcanzar los objetivos del proyecto OGE&EE (Optimización de Generación Eléctrica y Eficiencia Energética).

En este escenario, se profundizan los lazos de integración regional en particular de electricidad (líneas).

Se prevé el cumplimiento de las principales medidas lanzadas por el PNBV, y el PNEE. El esfuerzo en la gestión de la demanda se centrará en la implementación de medidas para profundizar la equidad en el acceso y asequibilidad de los productos y servicios energéticos, así como en el ahorro, el uso eficiente de la energía de consumo y en la sustitución progresiva que considere criterios de eficiencia económica y sustentabilidad ambiental, con énfasis en el transporte de carga y la electrificación en los sectores industrial, residencial y transporte.

En el sector transporte se prevén importantes acciones de eficiencia y sustituciones relevantes entre las que se destacan: la mayor penetración de bioetanol, mejoras en la eficiencia de los vehículos, y la incorporación de autos híbridos o eléctricos.

Como corolario de las propuestas de lineamientos de los Escenarios, se ha elaborado un listado de 17 medidas/acciones/proyectos, cuya implementación generará impactos en los resultados de la Prospectiva, según se presentará en el Capítulo siguiente.

#### **Medidas en Demanda:**

- 1 Sector Residencial: Cocinas a inducción. Se propone: sustitución de LPG por electricidad, principalmente en el uso cocción (PEC: Programa de cocina eficiente), un millón y 3,5 millones de cocinas, según el Escenario Tendencial y Alternativo, respectivamente
- 2 Sector Residencial: Calentadores de agua. Se propone: sustitución de LPG por electricidad: 1 calefón por cada 5 cocinas de inducción, según cada Escenario de Cocinas.
- 3 Sector Residencial: Refrigeradores, Programa de sustitución de refrigeradores ineficientes: 330.000 al 2017 y 2020, según Escenario Tendencial y Alternativo, respectivamente

<sup>33</sup> En base a las siguientes tablas informativas recibidas: - Plan de expansión de generación 2014 - 2023 (en fase de revisión y aprobación), - Proyectos adicionales en estudios y/o trámite; - Proyectos adicionales considerados en el catálogo del MICSE (2015); y- Proyectos adicionales con estudios de pre factibilidad básica concluidos en 2013. Se ha asumido que ese orden está asociado a un orden de mayor a menor probabilidad de ejecución.

- 4 Sector Industrial: Eficiencia en Calderas, mejoras en eficiencia: alcanzando 80 y 82% según escenario Tendencial y Alternativo, respectivamente al 2040.
- 5 Sector Industrial: Mejora en Intensidad Energética en Vapor, mejoras en ciclos energéticos, gestión de flujos, aislaciones
- 6 Sector Industrial: Mejora en Intensidad Energética en Motores, incorporación de reguladores, etc.
- 7 Sector Industrial: Mejora en Intensidad Energética en Calor de Proceso, mejoras en ciclos energéticos, gestión de flujos, aislaciones
- 8 Sector Transporte: Metas biocombustibles: se espera alcanzar la sustitución de la gasolina extra por la Ecopaís en 2017 y en 2022 (aprox. el 45% del mercado nacional de combustibles líquidos), según cada Escenario.
- 9 Sector Transporte: Vehículos Eléctricos e Híbridos: Se plantea una introducción de vehículos del: 4% y 9% en el 2040 respectivamente en el Escenario Tendencial; y 9%, y 19% al 2040 en el Alternativo (Fundación Bariloche(a), 2015).
- 10 Sector Transporte: Eficiencia en transporte, mejoras en el consumo específico de los distintos motores llegando a ahorros en el año 2040 del 12% para el Escenario Tendencial, y 25% para el Alternativo.
- 11 Sector Comercial, Servicios y Público: Alumbrado Público, cambio de lámparas 65 mil lámparas de Hg por Na (al 2018, y 2020 en Escenario Alternativo y Tendencial respectivamente).

#### **Medidas en la Oferta:**

- 12 Refinería del Pacífico. Ingresaría en el 2022 (200.000 bbl/d) o 2018 (300.000 bbl/d), según Escenario Tendencial o Alternativo
- 13 Producción de petróleo Pungarayacu. Ingresaría en el 2017 en ambos Escenarios, en diferentes meses
- 14 Producción de petróleo T&T, Respecto al bloque T&T. Etapa 1-campo Tiputini, entraría en producción en 2016; Etapa 2-campo Tambococha, entraría en producción también en 2016 en ambos Escenarios, en diferentes meses
- 15 Producción de petróleo Ishipingo, Ingresaría en 2018 en ambos Escenarios, en diferentes meses.
- 16 Proyecto OGE&EE, en 2017 alcanzaría la interconexión en ambos escenarios, aunque con más generación con GN en el escenario Alternativo
- 17 Complejo Hidroeléctrico Zamora Santiago, ingresaría solamente en el escenario Alternativo por etapas (2021/2033)

Los escenarios tendencial y alternativo de este ejercicio de análisis se han estructurado a partir de la incorporación de estas medidas, o iguales medidas con diferencias en el grado de penetración o en su velocidad. Es importante recordar que el contexto de cada escenario es distinto pues está vinculado a diferentes hipótesis socioeconómicas y energéticas globales. De allí que la metodología utilizada de análisis a nivel de cada medida, presenta diferentes cualidades para su evaluación, ya que permite tener una contextualización de la conveniencia social (sistémica) variable según el contexto.

## **2. RESULTADOS DE LA PROSPECTIVA ENERGÉTICA**

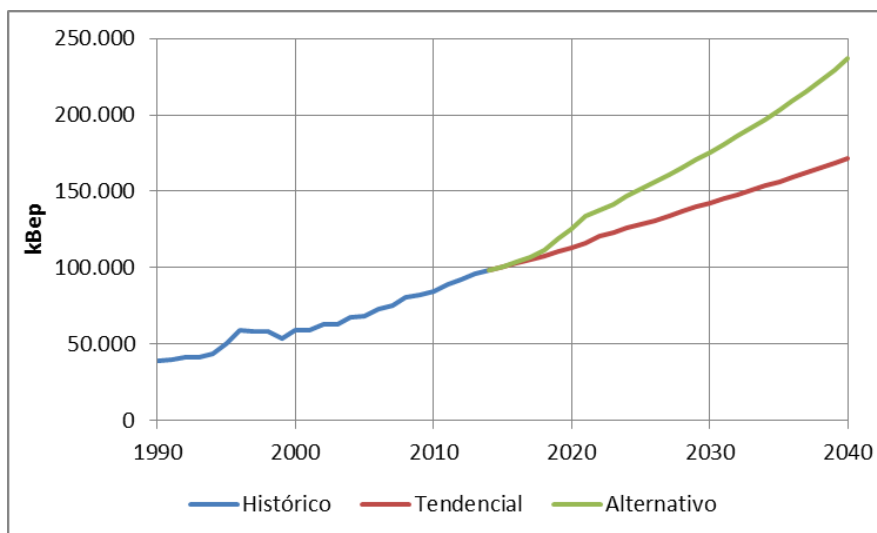
Como consecuencia de la implementación de las diferentes hipótesis planteadas en cada Escenario, se han obtenido, mediante su simulación en el LEAP, resultados significativos para el futuro del sector energético y la macroeconomía nacional. A continuación se presentan los principales efectos detectados en la probable evolución de la Demanda y de la Oferta de energía.

## 2.1. Proyecciones del Consumo Final

El consumo final total de energía de Ecuador crecerá entre 2013 y 2040 a una tasa promedio de 2,2% a.a. en el escenario tendencial, mientras que en el escenario alternativo lo hará al 3,4% a.a. Recordemos que en el periodo histórico 2000-2013 el consumo final total creció al 3,85% a.a.

En un primer sub-periodo de las proyecciones realizadas, que va de 2013 a 2021, el crecimiento del consumo final total en ambos escenarios será de 2,36% a.a. para el escenario tendencial y de 4,23% a.a. para el escenario alternativo. Es decir que el contraste entre ambos escenarios cubre adecuadamente la tasa de crecimiento histórica. A partir de 2022 las diferentes hipótesis de los escenarios socioeconómicos y energéticos hacen que las tasas de crecimiento del consumo final total se moderen, quedando por debajo del crecimiento histórico.

Gráfico 4. Consumo final total 1990-2040



Fuente: salidas del modelo LEAP.

En la siguiente tabla se presentan los resultados de las proyecciones para distintos Escenarios, considerando como escenarios “Base” a los correspondientes escenarios socioeconómicos tendencial y alternativo; mientras que los escenarios denominados “tendencial” y “alternativo” parten de los correspondientes escenarios “base” e incorporan las medidas de sustituciones entre fuentes y artefactos y de eficiencia energética, contenidas en cada Escenario.

Tabla 3. Proyecciones del consumo final total según Escenario (kBep)

Escenarios	2013	2020	2030	2040	Dif. 2040	Dif. Acum. 20	Tasa 2013-2040
Base Tendencial	96.097	116.346	147.891	183.923	-11.985	-132.990	2,43%
Tendencial	96.097	113.364	142.575	171.937			2,18%
Base Alternativo	96.097	130.624	191.518	272.523	-35.405	-384.590	3,94%
Alternativo	96.097	125.466	175.899	237.118			3,40%

Fuente: Elaboración propia. Fundación Bariloche(a), 2015

Puede observarse en la tabla anterior cómo las medidas implementadas producen, en términos globales, reducciones en el consumo de energía. En el escenario tendencial, se consumirán al año 2040 unos 11985 kBep menos que en el Base tendencial, lo que implica un ahorro de 6,5% del consumo para dicho año. En el escenario alternativo, el ahorro será de 35405 kBep, que significan un 13% menos en el último año de proyección respecto al Base alternativo.

Si computamos los ahorros acumulados en todo el periodo 2014-2040, en el escenario tendencial serán de 132990 kBep que representan 1,4 veces el consumo del año base; y en el escenario alternativo el ahorro acumulado será de 384590 kBep, casi 4 veces el consumo del año base.

La composición del **consumo de energía por sectores** tendrá cambios respecto a la estructura del año base, de mayor intensidad en el escenario alternativo (Tabla 4). En este escenario se destaca el crecimiento de la participación del consumo de la Industria, que pasará de representar el 16,7% del consumo final total en 2013 al 33,7% en 2040. Ello es consecuencia principalmente del mayor dinamismo de la actividad industrial supuesto en el escenario socioeconómico alternativo.

Tabla 4. Proyecciones del consumo final por sectores (kBep)

Sectores	kBep				Tasa 2013- 2040	Participaciones	
	2013	2020	2030	2040		2013	2040
<b>Escenario Tendencial</b>							
Residencial	12.126	13.912	16.736	18.845	1,65%	12,6%	11,0%
Industria	16.121	20.990	29.561	38.503	3,28%	16,8%	22,4%
Transporte	48.434	56.195	68.312	80.777	1,91%	50,4%	47,0%
Comercial y Publico	3.933	5.248	7.600	10.322	3,64%	4,1%	6,0%
Otros Sectores	2.010	3.114	5.376	8.665	5,56%	2,1%	5,0%
Consumo Propio	13.473	13.905	14.990	14.825	0,35%	14,0%	8,6%
<b>Total</b>	<b>96.097</b>	<b>113.364</b>	<b>142.575</b>	<b>171.937</b>	<b>2,18%</b>	<b>100,0%</b>	<b>100,0%</b>
<b>Escenario Alternativo</b>							
Residencial	12.126	12.303	15.816	19.361	1,75%	12,6%	8,2%
Industria	16.121	28.639	52.996	79.923	6,11%	16,8%	33,7%
Transporte	48.434	58.258	74.655	91.447	2,38%	50,4%	38,6%
Comercial y Publico	3.933	5.265	8.478	15.088	5,11%	4,1%	6,4%
Otros Sectores	2.010	3.382	6.697	14.343	7,55%	2,1%	6,0%
Consumo Propio	13.473	17.619	17.257	16.957	0,86%	14,0%	7,2%
<b>Total</b>	<b>96.097</b>	<b>125.466</b>	<b>175.899</b>	<b>237.118</b>	<b>3,40%</b>	<b>100,0%</b>	<b>100,0%</b>

Fuente: Elaboración propia. Fundación Bariloche(a), 2015

En contrapartida, se registrará una disminución significativa del consumo del sector Transporte, que pasará del 50,4% al 38,6% del total entre 2013 y 2040 para el Escenario Alternativo.

El consumo del sector Residencial también perderá participación, pasando del 12,6% al 8,2%, siempre en el escenario alternativo. En este caso, tienen importancia en esta reducción las medidas aplicadas al sector: cocinas de inducción, calentadores de agua eléctricos y refrigeradores eficientes; medidas que producen una reducción del consumo de energía manteniendo el nivel de satisfacción del uso debido a su mayor rendimiento respecto a los artefactos y/o fuentes que sustituyen.

El Consumo Propio tendrá una tasa de crecimiento muy inferior al consumo final total en ambos escenarios. Ello es debido principalmente a la reducción de la producción de Petróleo por la declinación de los yacimientos actualmente en producción. En el escenario alternativo ocurrirá un mayor aumento del Consumo Propio comparado con el escenario tendencial por la puesta en marcha de la RDP a partir de 2018. Los restantes sectores, Comercial y Público y Otros Sectores, tienen baja participación en el total. Aumentarán su participación en ambos escenarios como consecuencia principal del crecimiento de sus actividades previstas en los correspondientes escenarios socioeconómicos.

El **consumo final por fuentes** sufrirá menores cambios en el escenario tendencial que en el escenario alternativo, como puede apreciarse respectivamente en las Tablas 5 y 6, siguientes.

En ambos escenarios, **se destaca el aumento de la participación de la Electricidad, pasando en el tendencial del 13,4% a 16,8% entre extremos** del periodo de proyección. Si bien estos cambios de participación obedecen a múltiples causas contenidas en ambos tipos de escenarios, socioeconómicos y energéticos, este aumento del crecimiento de la Electricidad por encima del promedio ocurre en los sectores Residencial, Industria y Comercial y Público.



La fuente que más participación pierde en el escenario tendencial es la Gasolina, que pasará de 24,1% a 19,6% entre 2013 y 2040, es decir una baja de 4,5 puntos en porcentaje.

El Crudo Reducido, cuyo consumo es exclusivamente en el propio sector energético, también perderá peso en forma significativa: su participación sobre el consumo total pasará del 7,3% en 2013 al 4,1% en 2040, debido al estancamiento de su consumo respecto al mayor crecimiento de las restantes fuentes.

Como se mencionó, los cambios en las participaciones de las fuentes en el consumo total son más significativos en el escenario alternativo (Tabla 6). La Electricidad aumentará 10,4 puntos de participación en todo el periodo, pasando de 13,4% a 23,8%. En contrapartida el LPG pasará de 8,5% a 3,5%. En sustitución del LPG se debe principalmente a una mayor introducción de las cocinas de inducción y a los calentadores de agua eléctricos en el sector Residencial. Dicha sustitución ocurrirá en el corto plazo, puede verse en la siguiente tabla la significativa reducción del consumo de LPG para el año 2020.

Tabla 5. Escenario Tendencial - Proyecciones del consumo final por fuentes

Fuentes	kBep				Tasa 2013- 2040	Participaciones	
	2013	2020	2030	2040		2013	2040
<b>Escenario Tendencial</b>							
Electricidad	12.910	17.381	22.974	28.879	3,03%	13,4%	16,8%
Gasolina	23.132	25.567	29.650	33.637	1,40%	24,1%	19,6%
Diesel	30.559	37.432	49.232	62.487	2,68%	31,8%	36,3%
Gas Natural	236	286	363	439	2,33%	0,2%	0,3%
Fuel Oil	7.105	8.376	10.482	12.587	2,14%	7,4%	7,3%
LPG	8.155	8.550	10.687	12.617	1,63%	8,5%	7,3%
Leña	1.486	1.709	1.890	1.950	1,01%	1,5%	1,1%
Bagazo	1.416	1.705	2.149	2.574	2,24%	1,5%	1,5%
Jet Kerosene	2.805	3.609	4.880	6.142	2,94%	2,9%	3,6%
Residuos	0	105	334	653		0,0%	0,4%
Carbón Residual	0	0	1.200	1.200		0,0%	0,7%
Petróleo	810	810	810	810	0,00%	0,8%	0,5%
Etanol	0	352	439	482		0,0%	0,3%
Gas de Refinería	512	512	512	512	0,00%	0,5%	0,3%
Crudo Reducido	6.971	6.971	6.971	6.971	0,00%	7,3%	4,1%
<b>Total</b>	<b>96.097</b>	<b>113.364</b>	<b>142.575</b>	<b>171.937</b>	<b>2,18%</b>	<b>100,0%</b>	<b>100,0%</b>

Fuente: Elaboración propia. Fundación Bariloche(a), 2015

En términos generales, en el escenario alternativo habrá también una importante sustitución de Gasolina, que reducirá su participación en el total de 24,1% al 14,7%. En este Escenario las mayores penetraciones de Etanol y de los motores eléctricos e híbridos son las principales causas de esa disminución.

Otro elemento a destacar en el escenario alternativo es la penetración del GN, que no alcanzará un porcentaje relevante en 2040 (1,3% del consumo final total).

Tabla 6. Escenario Alternativo - Proyecciones del consumo final por fuentes



Fuentes	kBep				Tasa 2013-2040	Participaciones	
	2013	2020	2030	2040		2013	2040
<b>Escenario Alternativo</b>							
Electricidad	12.910	24.600	39.378	56.437	5,62%	13,4%	23,8%
Gasolina	23.132	25.433	29.979	34.851	1,53%	24,1%	14,7%
Diesel	30.559	40.714	61.448	88.947	4,04%	31,8%	37,5%
Gas Natural	236	2.474	2.962	3.071	9,98%	0,2%	1,3%
Fuel Oil	7.105	9.049	13.273	18.732	3,66%	7,4%	7,9%
LPG	8.155	4.380	6.034	8.330	0,08%	8,5%	3,5%
Leña	1.486	1.698	1.895	1.989	1,09%	1,5%	0,8%
Bagazo	1.416	1.689	2.195	2.766	2,51%	1,5%	1,2%
Jet Kerosene	2.805	3.734	5.627	8.058	3,98%	2,9%	3,4%
Residuos	0	212	712	1.480		0,0%	0,6%
Carbón Residual	0	2.338	3.138	3.138		0,0%	1,3%
Petróleo	810	810	810	810	0,00%	0,8%	0,3%
Etanol	0	852	964	1.026		0,0%	0,4%
Gas de Refinería	512	512	512	512	0,00%	0,5%	0,2%
Crudo Reducido	6.971	6.971	6.971	6.971	0,00%	7,3%	2,9%
<b>Total</b>	<b>96.097</b>	<b>125.466</b>	<b>175.899</b>	<b>237.118</b>	<b>3,40%</b>	<b>100,0%</b>	<b>100,0%</b>

Fuente: Elaboración propia. Fundación Bariloche(a), 2015

En cuanto a los **impactos de cada medida sobre el consumo de energía**, total y por fuente, que ocurren como consecuencia de su aplicación aislada<sup>34</sup>, se puede observar que todas las ellas producen una reducción del consumo total de energía, excepto la RDP, cuya puesta en marcha implica mayor consumo propio de energía para su funcionamiento.

En líneas generales las medidas tienen similar importancia en ambos escenarios, con diferencias cuantitativas. En las Tablas 7 y 8, se presentan los ahorros e incrementos del consumo de energía (RDP) para los años de corte y el acumulado 2014-2040, en kBep y la participación porcentual de las medidas que producen ahorros.

Tabla 7. Escenario Tendencial – Variaciones del consumo total de energía según medida

Medida	kBep				Participación			
	2020	2030	2040	Acum. 2014-2040	2020	2030	2040	Acum. 2014-40
Cocinas de Inducción	-782	-1.080	-1.372	-25.458	26,2%	14,3%	9,5%	14,4%
Calentamiento de Agua	-192	-269	-347	-6.139	6,4%	3,6%	2,4%	3,5%
Refrigeradores	-95	-43	-1	-1.228	3,2%	0,6%	0,0%	0,7%
Eficiencia en Calderas	-32	-104	-209	-2.396	1,1%	1,4%	1,5%	1,4%
Mejora IE en Vapor	-90	-297	-600	-6.830	3,0%	3,9%	4,2%	3,9%
Mejora IE en Motores	-27	-90	-183	-2.074	0,9%	1,2%	1,3%	1,2%
Mejora IE en Calor de Proc.	-79	-258	-516	-5.915	2,6%	3,4%	3,6%	3,4%
Biocombustibles	0	0	0	0	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
Vehículos Eléctricos	-386	-1.230	-2.534	-28.661	12,9%	16,3%	17,6%	16,3%
Eficiencia Transporte	-1.292	-4.172	-8.612	-97.060	43,2%	55,1%	59,8%	55,0%
Alumbrado Público	-17	-24	-33	-552	0,6%	0,3%	0,2%	0,3%
<b>TOTAL AHORRO</b>	<b>-2.991</b>	<b>-7.567</b>	<b>-14.406</b>	<b>-176.313</b>	<b>100,0%</b>	<b>100,0%</b>	<b>100,0%</b>	<b>100,0%</b>
Refinería del Pacífico	0	2.179	2.179	41.403				
<b>TOTAL NETO</b>	<b>-2.991</b>	<b>-5.388</b>	<b>-12.227</b>	<b>-134.910</b>				

Fuente: Elaboración propia. Fundación Bariloche(a), 2015

Tabla 8. Escenario Alternativo – Variaciones del consumo total de energía según medida

<sup>34</sup> Se refiere a no computar los efectos de las medidas cuando se aplican simultáneamente e interactúan entre ellas, sino cada una en forma aislada. Por ello se observará que las sumatorias de las diferencias aquí presentadas, por año de corte y acumulado en todo el periodo 2014-2040, son levemente superiores, debido al solapamiento de las medidas aplicadas al sector Transporte.

Medida	kbp				Participación			
	2020	2030	2040	Acum. 2014-2040	2020	2030	2040	Acum. 2014-40
Cocinas de Inducción	-2.791	-3.773	-4.760	-89.316	35,4%	18,6%	11,6%	18,6%
Calentamiento de Agua	-711	-1.128	-1.649	-25.797	9,0%	5,6%	4,0%	5,4%
Refrigeradores	-111	-68	-2	-1.859	1,4%	0,3%	0,0%	0,4%
Eficiencia en Calderas	-84	-308	-697	-7.310	1,1%	1,5%	1,7%	1,5%
Mejora IE en Vapor	-274	-1.025	-2.368	-24.463	3,5%	5,1%	5,8%	5,1%
Mejora IE en Motores	-84	-326	-756	-7.762	1,1%	1,6%	1,8%	1,6%
Mejora IE en Calor de Proce	-248	-946	-2.158	-22.425	3,1%	4,7%	5,3%	4,7%
Biocombustibles	0	0	0	0	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
Vehículos Eléctricos	-980	-3.407	-7.725	-81.438	12,4%	16,8%	18,8%	16,9%
Eficiencia Transporte	-2.590	-9.227	-20.903	-219.764	32,8%	45,6%	50,9%	45,7%
Alumbrado Público	-18	-31	-53	-748	0,2%	0,2%	0,1%	0,2%
<b>TOTAL AHORRO</b>	<b>-7.893</b>	<b>-20.240</b>	<b>-41.071</b>	<b>-480.882</b>	<b>100,0%</b>	<b>100,0%</b>	<b>100,0%</b>	<b>100,0%</b>
Refinería del Pacífico	2.692	4.238	4.238	85.499				
<b>TOTAL NETO</b>	<b>-5.201</b>	<b>-16.002</b>	<b>-36.833</b>	<b>-395.383</b>				

Fuente: Elaboración propia. Fundación Bariloche(a), 2015

Los efectos de cada medida tienen distinto peso según el periodo debido al cronograma de su penetración en cada escenario. Pero resulta interesante ver el impacto en el ahorro acumulado en todo el periodo de proyección. Así, en el escenario **alternativo la medida que mayores reducciones producirán en el consumo de energía, será Eficiencia en el Transporte, que producirá el 45,7% del ahorro total acumulado** (sin considerar el aumento de consumo por la Refinería del Pacífico). **En segundo término las Cocinas de Inducción representarán el 18,6% del ahorro total y luego figuran los Vehículos Eléctricos con el 16,9%.**

Es de aclarar que la medida Biocombustibles, que supone la sustitución de Gasolina por Etanol, no produce un ahorro neto de energía ya que ambos combustibles se aplican al mismo tipo de motor.

## 2.2. La prospectiva de las principales cadenas productivas

### 2.2.1. La Oferta Eléctrica

Como se adelantara, la producción de energía eléctrica fue configurada a partir de la información del BEN 2013 como marco rector, con una desagregación mayor remitida por los anuarios estadísticos de ARCONEL, en particular sirvió de respaldo el anuario 2013. Se dividió al sector eléctrico en tres grupos de generación: la **autoproducción del sector petrolero de la Amazonía** (proyecto en curso de OGE&EE), la **autoproducción industrial interconectada** (gran parte de estas autogeneradoras entregan energía al SNI, y a su vez generan para su propio consumo), y el **Servicio Público** (configurado como un conjunto de máquinas que operan con regla de despacho<sup>35</sup>), este último incluyendo potencia y energía de zonas aisladas.

Adicionalmente, se consideró una **máquina de Falla**, que es una potencia ficticia incorporada en el modelado que se despacha en último orden de mérito, es decir cuando ninguna otra máquina puede satisfacer los requerimientos de generación.

<sup>35</sup> La regla de despacho fue mixta asignando despacho prioritario a las plantas de generación con renovables y luego a las máquinas térmicas en función de su costo operativo creciente.

Con respecto a la potencia instalada de los **Autoprodutores Petroleros**, se ha asumido que permanece constante en todo el periodo y para ambos escenarios (597,90 MW). Se verá que al variar su nivel de interconexión<sup>36</sup>, decaerá su generación (aislada), así como la estructura de combustibles consumidos (con mayor sustitución en el Alternativo de combustibles convencionales por gas asociado a la producción petrolera).

En cuanto a la evolución de la potencia instalada de los **Autoprodutores del SNI**, la misma varía según el escenario, acompañando la actividad productiva de los Escenarios Socioeconómicos. Así en el escenario tendencial la potencia del año 2040, alcanza los 511 MW y en el alternativo 853 MW. En el primero, predomina la potencia de origen térmico (en especial TV), manteniéndose aproximadamente la estructura del año base. En el alternativo, también ocurre lo mismo, aunque con mayor participación hidroeléctrica.

En las **Centrales de Servicio Público**, como se adelantara y en lo que respecta particularmente a las hipótesis eléctricas, ambos escenarios comparten la expansión en curso, es decir la incorporación de las centrales hidroeléctricas emblemáticas en construcción. En el mediano y largo plazo los escenarios difieren en la cantidad de proyectos hidroeléctricos incorporados (el tendencial no incorpora proyectos adicionales), y en la incorporación de ciclos combinados adicionales. En el escenario alternativo se incluyó la construcción del Complejo Hidroeléctrico Zamora-Santiago.

En función de las hipótesis planteadas, las necesidades de equipamiento de ambos escenarios son muy diferentes. Mientras que la potencia instalada<sup>37</sup> del escenario tendencial alcanza los 12.406 MW en el año horizonte, se prevé para el alternativo una necesidad de casi el doble (24.277 MW) para suplir con la demanda interna, así como con algunas metas de exportación eléctrica (ver Tabla 9).

Tabla 9. Potencia Instalada por Escenario (MW)

Escenario Tendencial								Escenario Alternativo							
Escenario	2013	2015	2020	2025	2030	2035	2040	Escenario	2013	2015	2020	2025	2030	2035	2040
Falla	250	250	250	250	250	250	250	Falla	250	250	250	250	250	250	250
Imports	600	600	600	600	600	600	600	Imports	600	600	600	600	600	600	600
TG do	644	644	644	644	644	644	644	TG do	644	644	644	644	644	644	644
Motor do	23	23	23	23	23	23	23	Motor do	23	23	23	23	23	23	23
TG gn	253	330	440	440	440	440	440	TG gn	253	380	490	790	790	940	1.390
Motor dua	721	771	871	871	1.471	2.271	3.071	Motor dua	721	821	821	1.121	1.121	1.321	1.721
TV	437	533	533	533	933	1.133	1.133	TV	437	633	633	1.133	1.133	1.633	2.533
CC	-	-	-	-	-	-	-	CC	-	-	375	925	925	925	925
Eolicas	19	19	19	219	319	619	1.119	Eolicas	19	19	119	419	569	1.019	2.019
Solar	2	27	27	27	27	27	27	Solar	2	27	27	27	27	27	27
Geotermia	-	-	-	-	-	-	-	Geotermia	-	-	-	20	20	140	140
Hidroelec	2.158	2.527	2.527	2.527	2.527	2.527	2.527	Hidroelec	2.158	2.527	2.527	2.527	2.527	3.188	4.474
HID Emble	-	-	2.572	2.572	2.572	2.572	2.572	HID Emble	-	-	3.661	3.661	3.661	3.661	3.661
HID Santia	-	-	-	-	-	-	-	HID Santia	-	-	-	2.400	5.320	5.870	5.870
<b>Total</b>	<b>5.107</b>	<b>5.724</b>	<b>8.506</b>	<b>8.706</b>	<b>9.806</b>	<b>11.106</b>	<b>12.406</b>	<b>Total</b>	<b>5.107</b>	<b>5.924</b>	<b>10.170</b>	<b>14.540</b>	<b>17.610</b>	<b>20.241</b>	<b>24.277</b>

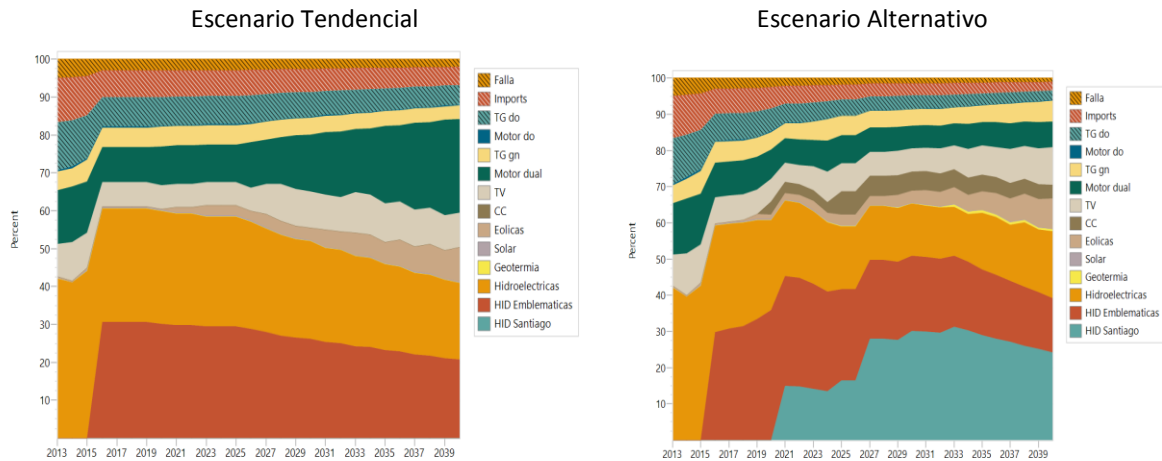
Fuente: Elaboración propia. Fundación Bariloche(a), 2015

<sup>36</sup> El módulo de los Autogeneradores correspondientes a empresas operadoras de petróleo corresponde a un modelado aproximado del proyecto en curso de OGE&EE. La generación fue modelada homogeneizando el parque térmico según el tipo de máquina, una eficiencia y un factor de utilización promedio resultante. Se asume que la energía eléctrica generada por este módulo no tiene pérdidas de transmisión y distribución asociadas ya que principalmente es consumida en los sitios de generación, más allá de existir un sistema de interconexión al interior de la zona. La futura interconexión del central Coca Codo se ha planteado como una disminución de la producción del sector petrolero.

<sup>37</sup> Para los proyectos se han adoptado las potencias efectivas.

En ambos escenarios aumenta la participación de la potencia Hidroeléctrica. En el alternativo se instalan 12.000 MW de ese origen, pero la falta de sostenibilidad de ingresos relevantes de renovables, genera un panorama en el que a partir de 2033, vuelve a aumentar la participación de potencia térmica con motores y TV, según se observa en el Gráfico 5, siguiente.

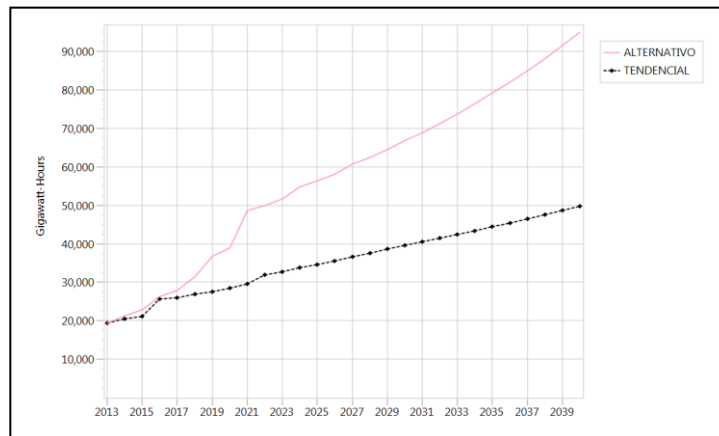
Gráfico 5. Evolución de la potencia instalada en el Servicio Público (%)



Fuente: Elaboración propia. Fundación Bariloche(a), 2015

En cuanto a la **generación de electricidad** en las centrales de **Servicio Público**, en el Gráfico siguiente se presentan las proyecciones de la generación de Electricidad por Escenario.

Gráfico 6. Generación de Centrales de Servicio Público Escenarios Tendencial y Alternativo. (GWh)



Fuente: Elaboración propia. Fundación Bariloche(a), 2015

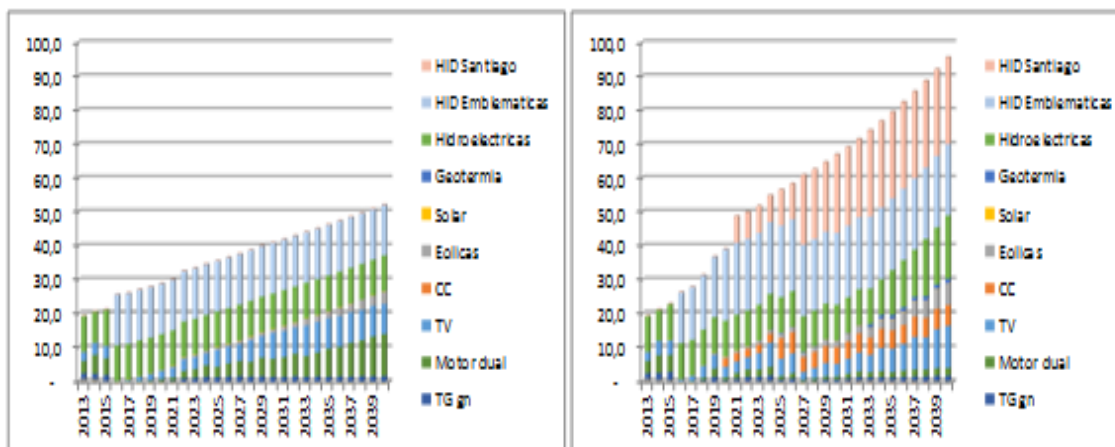
Se observa que la Generación del Escenario Alternativo, casi duplica a la del Tendencial. Las diferencias que se aprecian están asociadas a las diferentes tasas de crecimiento dependientes de los Escenarios Socioeconómicos. En el caso del escenario tendencial la tasa de crecimiento es del 2,34 % a.a, y en el Escenario Alternativo el crecimiento de la oferta es al 3,80 % a.a. Estas tasas determinan diferenciados niveles de requerimientos de generación. Según se observa en el

Gráfico 7, en función de las hipótesis de oferta eléctrica adoptadas para cada Escenario, se observan diferentes estructuras de generación (Fundación Bariloche(c), 2015). Puede notarse que en el escenario tendencial la generación térmica alcanza en el año horizonte el 42% (Motores 23% y 15% TV). Por su parte, en el escenario alternativo, esa generación desciende al 23% (13 %TV, y 6% CC). Las renovables, complementan esas participaciones predominando la generación hidroeléctrica con 51 y 69 % en el tendencial y alternativo respectivamente.

Gráfico 7. Estructura de Generación eléctrica en Centrales de SP. (GWh)

Escenario Tendencial

Escenario Alternativo



Fuente: Elaboración propia. Fundación Bariloche(a), 2015

Se observa en el escenario alternativo la relevancia de la generación del Complejo Hidroeléctrico Zamora-Santiago, así como de las centrales geotérmicas (Tufiño Chiles Cerro Negro, Chachimbiro, y Chacana). También se destaca la incorporación de la generación de ciclos combinados adicionales

En cuanto a los **consumos de combustibles** (insumos para generar, incluyendo Hidroelectricidad) en **centrales de Servicio Público**, se observa (ver Tabla 10) que debido al escenario socioeconómico asociado, el escenario alternativo presenta niveles mayores de consumo en valores absolutos con respecto al Tendencial.

Tabla 10. Evolución del consumo de combustibles fósiles en Centrales de SP. (MM de Bep)

Tendencial	2015	2020	2025	2030	2035	2040
Gasoline	0,00	-	0,00	0,00	-	-
Diesel	1,30	0,10	0,60	0,70	0,90	1,20
Natural Gas	3,60	0,40	3,10	3,00	2,90	3,10
Residual Fuel Oil	11,70	4,30	10,00	17,10	22,70	27,70
Petroleum Coke	-	-	-	-	-	-
Total	16,70	4,80	13,70	20,70	26,50	32,10
Alternativo	2015	2020	2025	2030	2035	2040
Gasoline	0	-	-	0	0	0
Diesel	1,7	0,2	0,2	0,3	0,4	0,5
Natural Gas	4,4	3,7	8,1	6,7	8,2	10,2
Residual Fuel Oil	13,5	6,2	9,4	7,1	13,1	22,6
Petroleum Coke	-	-	-	-	-	-
Total	19,6	10	17,7	14,1	21,8	33,3

Fuente: Elaboración propia. Fundación Bariloche(a), 2015

En cuanto a la estructura, se observa que en escenario tendencial predomina ampliamente el RFO, y en el Alternativo se incorpora el GN desplazando en parte al RFO. Si se consideran los consumos acumulados, y en los combustibles (insumos para generar) se incluyen las energías renovables (ver Tabla 11), se observa que la diferencia de consumo entre escenarios, está determinada por la caída en el alternativo del RFO y el DO, el aumento del GN y las renovables (en particular la hidroelectricidad), que aportan más de 400 MM de Bep adicionales.



Tabla 11. Evolución del consumo acumulado de combustibles en Centrales de SP.

(MM de Bep)

	Tendencia		Alternativo
	2013	2040	2040
Gasoline	0,927	2,595	3,573
Diesel	40,269	341,869	252,672
Natural Gas	44,995	1.053,87	2.787,01
Residual Fuel Oil	147,068	6.303,56	4.900,75
Wind	0,556	323,541	544,126
Solar	0,038	23,813	23,813
Hydro	106,771	6.731,02	12.331,76
Petroleum Coke	-	-	-
Geothermal	-	-	106,662
ImportEE	-	-	2,594
<b>Total</b>	<b>340,624</b>	<b>14.780,28</b>	<b>20.952,96</b>

Fuente: Elaboración propia. Fundación Bariloche(a), 2015

Se ha observado que si bien en el escenario alternativo, se ha planteado que debe revertirse la tendencia de aumento de la participación térmica, en el mediano plazo se retoma la evolución histórica reciente incrementando la participación térmica y el consumo de combustible fósiles. En particular se manifiesta un aumento de los requerimientos de GN para generar electricidad.

Con respecto a las **Exportaciones eléctricas del SNI**, su simulación simplificada ha permitido determinar su concreción en algunos momentos del periodo, aunque en niveles poco relevantes con respecto a la demanda y la generación del mercado interno.

### 2.2.2. Sector Hidrocarburos

En el caso del subsector hidrocarburos, el mismo fue representado en LEAP con la apertura que se detalla a continuación.

Gráfico 8. Estructura de la Oferta del Sector Hidrocarburos



Fuente: Elaboración propia. Fundación Bariloche(a), 2015

A los efectos de modelar en LEAP el año base del estudio (2013), se utilizó como información de base la provista por el balance energético nacional (BEN), así como un conjunto de informes y datos adicionales, los que permitieron identificar y establecer la configuración inicial del sector y la evolución de la capacidad de producción (a partir de la incorporación de proyectos relevantes para el sector).

De esta manera con la asistencia del modelo LEAP se analizó el impacto de los lineamientos de dicho plan (en base a los escenarios energéticos elaborados para el presente estudio).

Las siguientes medidas fueron evaluadas (incorporadas en ambos escenarios): **puesta en producción del campo Pungarayacu, del campo T&T, del campo Ishpingo y el ingreso de la Refinería del Pacífico (RDP).**



Cada una de estas medidas, ha sido evaluada en el contexto de los dos escenarios, en los que en el tendencial se esperan menores inversiones en exploración y desarrollo, con lo cual los perfiles de producción de los campos en producción y los campos nuevos serán menores que en el alternativo. Por su parte, en el tendencial se considera además que entra en funcionamiento RDP, con una capacidad de procesamiento 200.000 bbld, mientras que en el alternativo se prevé una expansión de la misma a 300.000 bbld. Esto permitirá obtener mayores volúmenes de derivados, principalmente de DO y gasolinas. Estos incrementos son aún mayores en el alternativo, pues allí se plantea una mayor ampliación de la Refinería RDP. Sin embargo, a partir del año 2034 comenzarán a registrarse importaciones marginales de gasolina e importaciones crecientes de diésel, llegando en el 2040 a valores similares a las importaciones registradas en 2013.

En el caso particular de la Gasolina, y en virtud del proceso de sustituciones y la proyección de las variables explicativas del consumo de energía, que plantean los escenarios propuestos en el presente estudio, se observa que en el caso del alternativo, Ecuador podría exportar gasolinas entre el 2025 y 2030, a consecuencia de la ampliación de RDP (a 300.000 bbld), situación que no sucede en el caso del tendencial, donde si bien se reducen las importaciones por la puesta en marcha de RDP (con 200.000 bbld), se observa que en este escenario, Ecuador deberá seguir importando dicho combustible.

Por su parte, en el caso del LPG, se aprecia que en el escenario tendencial el país continúa siendo importador, mientras que en el alternativo ésta situación se revierte, llegando a exportar valores marginales de LPG.

Por último, en el caso del DO, en ambos Escenarios se observa que a partir de la puesta en marcha de RDP, Ecuador podrá disminuir sus importaciones, llegando a generar importantes saldos exportables en el caso del alternativo, y un tanto menores en el tendencial. Sin embargo, en ambos escenarios hacia finales del periodo el país volverá a importar DO.

En cuanto a la evolución de la oferta y demanda de petróleo (ver Tablas 12 y 13), tanto en el escenario tendencial como en el alternativo, se irán agotando paulatinamente las reservas de hidrocarburos líquidos, dejando de exportar el país en el año 2026. Esto como consecuencia de considerar la incorporación de RDP, a los efectos de sustituir derivados importados. En el capítulo de costos se presentan los resultados de los beneficios asociados a esta estrategia. En el caso del tendencial se consumen a lo largo del período aproximadamente el 75% de P1 (probadas)+P2 (probables)+P3 (posibles), mientras que en el alternativo el 90%.

Por su parte, a partir de dicho año, el país deberá importar crudo, sin embargo desde el punto de vista económico, conviene incorporar RDP.

Tabla 12. Balance Petróleo en Millones bep. Escenario Tendencial

	2013	2020	2025	2030	2035	2040
Producción	197.96	217.64	163.31	96.74	67.59	52.81
Importación	-	-	-	35.51	64.56	79.31
Exportación	-138.23	-154.85	-30.83	-	-	-
<b>Oferta Primaria</b>	<b>59.73</b>	<b>62.80</b>	<b>132.49</b>	<b>132.25</b>	<b>132.15</b>	<b>132.13</b>
Refinería RdP	-	-	-70.08	-70.08	-70.08	-70.08
Refinería Lago Agrio	-0.12	-0.12	-0.12	-0.12	-0.12	-0.12
Refinería Shushufindi	-5.77	-5.77	-5.77	-5.77	-5.77	-5.77
Refinería La Libertad	-16.49	-16.65	-16.65	-16.65	-16.65	-16.65
Refinería Esmeralda	-34.70	-38.50	-38.50	-38.50	-38.50	-38.50
Centrales Electricas SP	-	-	-	-	-	-
Autogeneradoras_SIN	-	-	-	-	-	-
AP Petrolera	-1.85	-0.94	-0.56	-0.31	-0.22	-0.19
<b>Total Transformación</b>	<b>-58.92</b>	<b>-61.99</b>	<b>-131.68</b>	<b>-131.44</b>	<b>-131.34</b>	<b>-131.32</b>
Industria	-	-	-	-	-	-
Transporte	-	-	-	-	-	-
Comercial y Publico	-	-	-	-	-	-
Otros Sectores	-	-	-	-	-	-
Consumo Propio	0.81	0.81	0.81	0.81	0.81	0.81
<b>Total Demanda</b>	<b>0.81</b>	<b>0.81</b>	<b>0.81</b>	<b>0.81</b>	<b>0.81</b>	<b>0.81</b>

Fuente: Elaboración propia. Fundación Bariloche(a), 2015

Tabla 13. Petróleo en Millones bep. Escenario Alternativo

	2013	2020	2025	2030	2035	2040
Producción	197.96	297.27	207.59	94.41	51.61	31.46
Importación	-	-	-	73.10	115.68	135.73
Exportación	-138.23	-163.41	-39.49	-	-	-
<b>Oferta Primaria</b>	<b>59.73</b>	<b>133.86</b>	<b>168.11</b>	<b>167.51</b>	<b>167.29</b>	<b>167.19</b>
Refinería RdP	-	-70.08	-105.12	-105.12	-105.12	-105.12
Refinería Lago Agrio	-0.12	-0.12	-0.12	-0.12	-0.12	-0.12
Refinería Shushufindi	-5.77	-5.77	-5.77	-5.77	-5.77	-5.77
Refinería La Libertad	-16.49	-16.65	-16.65	-16.65	-16.65	-16.65
Refinería Esmeralda	-34.70	-38.50	-38.50	-38.50	-38.50	-38.50
Centrales Electricas SP	-	-	-	-	-	-
Autogeneradoras_SIN	-	-	-	-	-	-
AP Petrolera	-1.85	-1.93	-1.14	-0.54	-0.32	-0.22
<b>Total Transformación</b>	<b>-58.92</b>	<b>-133.05</b>	<b>-167.30</b>	<b>-166.70</b>	<b>-166.48</b>	<b>-166.38</b>
Industria	-	-	-	-	-	-
Transporte	-	-	-	-	-	-
Comercial y Publico	-	-	-	-	-	-
Otros Sectores	-	-	-	-	-	-
Consumo Propio	0.81	0.81	0.81	0.81	0.81	0.81
<b>Total Demanda</b>	<b>0.81</b>	<b>0.81</b>	<b>0.81</b>	<b>0.81</b>	<b>0.81</b>	<b>0.81</b>

Fuente: Elaboración propia. Fundación Bariloche(a), 2015

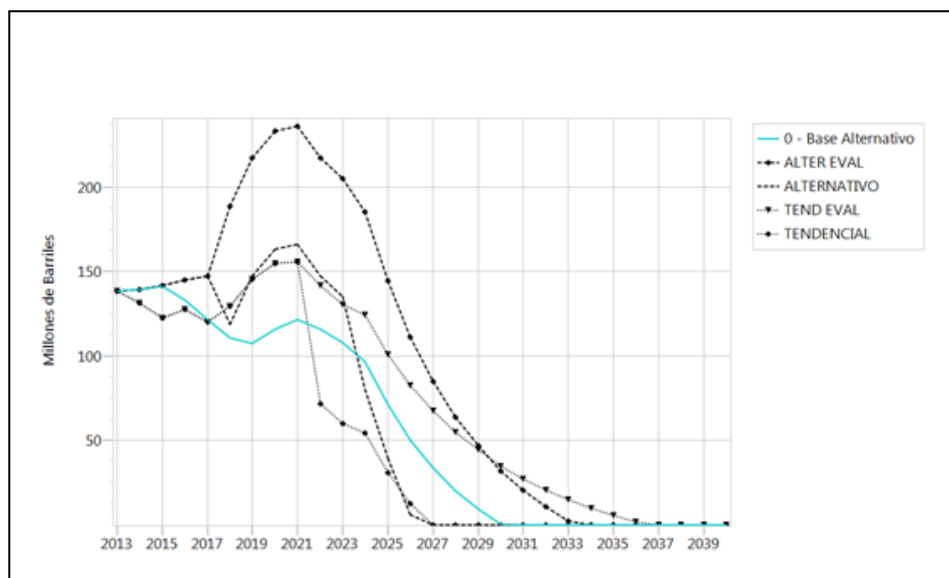
En el Gráfico 9, se presenta la evolución de las exportaciones de petróleo para diferentes escenarios. Adicionalmente al tendencial y alternativo, se ha incorporado el escenario Base alternativo (escenario donde no se considera ni el ingreso

de los nuevos campos ni de RDP), el alternativo Evaluación (donde no está incluida RDP, pero sí los nuevos campos) y tendencial Evaluación (donde no está incluida RDP pero sí los nuevos campos).

Dentro de la familia de escenarios alternativos, se aprecia que el **Evaluación presenta los mayores saldos exportaciones (hasta el 2033) como consecuencia de considerar la puesta en producción de nuevos campos y la no puesta en marcha de RDP**. La contracara de esta situación es la que resulta el Escenario con mayores importaciones de derivados de petróleo. Por su parte, el Base alternativo (que no considera ni la puesta en marcha de nuevos campos ni RDP), presenta exportaciones de crudo que se sostendrían hasta el 2030. Por último el escenario alternativo logra exportar crudo hasta el 2026, y presenta además el escenario con menores requerimientos de importación de derivados, y saldos exportables de alguno de ellos. Esta situación hace que sea un escenario que desde el punto de vista de su evaluación económica, resulte más conveniente que el Base alternativo y alternativo Evaluación.

En cuanto a los escenarios tendenciales, se aprecia que tendencial Evaluación (sin RDP pero con nuevos campos), extiende las exportaciones hasta 2036, mientras que el tendencial (con nuevos campos que producen un poco menos que en el alternativo y RDP sólo en su primera fase de 200.000 bbl/d), extiende las exportaciones hasta 2026 y reduce las importaciones de derivados.

Gráfico 9. Exportaciones de Petróleo de acuerdo a cada Escenario



Fuente: Elaboración propia. Fundación Bariloche(a), 2015

En cuanto al GN, cabe destacar que en el escenario alternativo se plantea una mayor penetración en la Industria y en la generación de electricidad. Entre los centros de consumo de gas se destaca el gas asociado a la Producción de petróleo (o gas no aprovechado), el cual irá disminuyendo a medida que entre en funcionamiento el proyecto OGE&EE (AP Petrolera) y los consumos en plantas de tratamiento de gas.

**Finalmente, se concluye que los recursos hidrocarburíferos del país podrían ser suficientes en el caso del GN, mientras que en el caso del petróleo, se utilizarían buena parte de las reservas probadas de los actuales campos en producción, más las de Pungaraycu, T&T e Ishpingo, sin embargo en el 2027 el país dejaría de exportar. No obstante, el ingreso de**

**RDP genera beneficios netos económicos, con respecto a la estrategia de exportación de crudo, debido al reemplazo de importaciones de derivados y a la generación de saldos exportables de determinados productos.**

### 2.3. Análisis de los Escenarios a través de Indicadores

A fin de evaluar el impacto de las políticas/medidas propuestas en los escenarios tendencial y alternativo para el sector energético ecuatoriano se propone, un listado de “Indicadores de Desempeño” que permiten medir, cuantitativa (fundamentalmente) y cualitativamente, el avance o logros de las mismas.

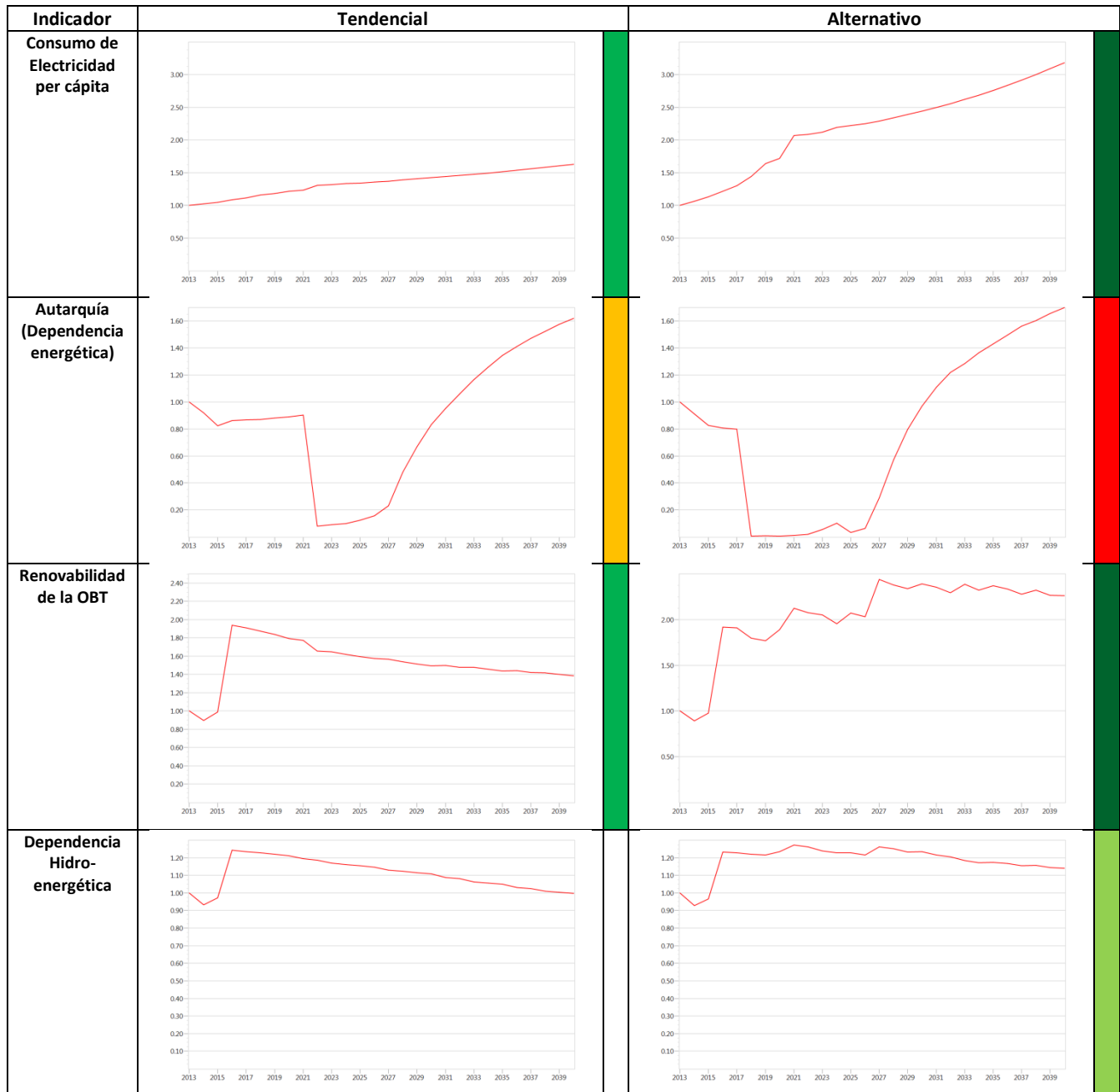
Esos indicadores han sido incluidos en el Modelo LEAP, que toma de los resultados del ejercicio prospectivo, los valores necesarios para su obtención, permitiendo dimensionar el éxito de las medidas implementadas.

A continuación (Tabla 14), se presenta un resumen de la evolución probable de algunos de los principales indicadores propuestos por Escenario. En base a la siguiente escala de colores propuesta, se ha podido medir en forma muy aproximada y simplificada, el grado de satisfacción de la evolución de esos indicadores entre años extremos (2013-2040). Se han normalizado las evoluciones, y para el año base se adoptó valor 1

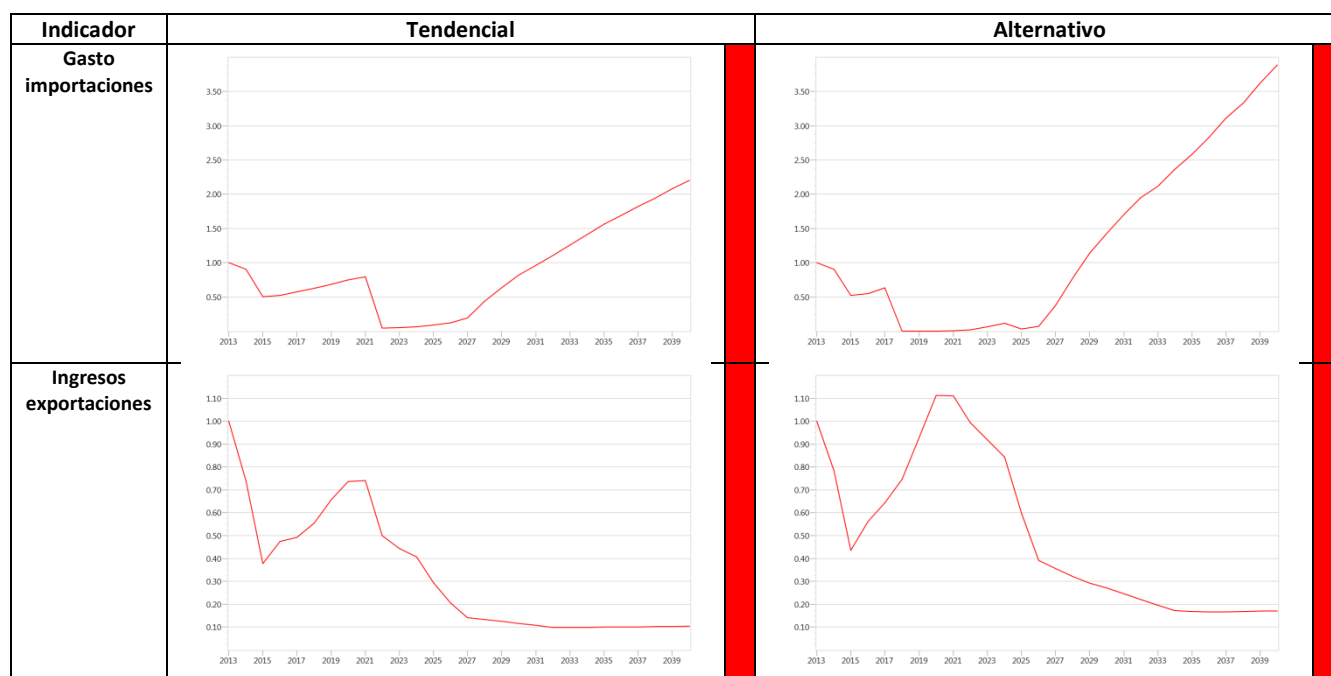
Escala	Codigo
Mejora sustancial	>= 70%
Mejora media	>30% y <70%
Mejora leve	<= 30%
Sin cambios	+/- 5%
Deterioro leve	<= 30%
Deterioro medio	>30% y <70%
Deterioro sustancial	>= 70%

Tabla 14. Evolución de los principales indicadores





Indicador	Tendencial	Alternativo
<b>Gasto en fósiles/PIB</b>		
<b>Saldo Balanza Comercial Energética (Cuenta corriente)</b>		
<b>Consumo contaminante</b>		
<b>Emisiones CO2 eq por PIB</b>		



Fuente: Elaboración propia. Fundación Bariloche(a), 2015

El análisis de los gráficos presentados permite observar por ejemplo que el **Saldo de la Balanza comercial**, indica en 2013 superávit en la cuenta corriente energética (según la estimación del indicador estaría cercano a los 10 billones de USD en el año base). Luego de ascender, a partir de 2027 y 2028 (tendencial y alternativo, respectivamente), comienza una tendencia negativa que nunca se revierte debido a las crecientes necesidades de importación de crudo y derivados (ver **Gasto en Importaciones**). Efectivamente, aún con el desarrollo de I&TT, y la construcción de RDP, no se alcanzan a cubrir los requerimientos y se llegará en el 2040 a valores similares a las importaciones de derivados, registradas en 2013<sup>38</sup>.

Además a partir de 2022 y 2024 (tendencial y alternativo), los **Ingresos por exportaciones** comienzan a decrecer, debido a las limitaciones de disponibilidad de crudo, y al aumento de consumo en transporte y generación de electricidad térmica (ver **Fracción fósil de la generación eléctrica**)<sup>39</sup> para satisfacer en especial la demanda de las cocinas de inducción y de proyectos industriales electrointensivos (ver aumento del **Consumo de Electricidad per cápita**), estabilizándose en valores que alcanzan el 1.5 y 2.5 billones de USD (por exportaciones de Petcoke, jet kerosene y No energético). Como resultado de los hechos mencionados, desde mediados de los años 20', comienza a caer la **Autarquía energética** del país o a aumentar la dependencia energética, así como a caer la **Renovabilidad de la OBT**, según puede observarse en los gráficos de los indicadores correspondientes.

<sup>38</sup> No obstante, según se ha visto, el ingreso de RDP genera beneficios netos económicos, frente a la estrategia de exportación de crudo, ya que se reemplazan importaciones de derivados y se generan durante casi dos décadas saldos exportables de determinados productos

<sup>39</sup> Aún en el escenario alternativo con la entrada del destacado Complejo Hidroeléctrico Zamora-Santiago, y por la falta de continuidad de ingresos hidroeléctricos, se reduce paulatinamente esa generación, hasta alcanzar el 63% en el tendencial en año 2040. En el alternativo esa participación desciende hasta el 72% en ese año. Complementando estas tendencias, ante el fuerte crecimiento de la demanda, va incrementándose la generación térmica.

El análisis simultáneo de los indicadores presentados, permite visualizar rápidamente la complejidad de los procesos e impactos ocurridos en los escenarios en el Saldo de la Balanza Comercial. Se revela así, la elevada influencia que algunos elementos generan en la prospectiva sectorial, entre los que se destacan los siguientes:

1. Los niveles de actividad económica (crecimiento del PIB) y su influencia en el crecimiento de la demanda
2. Los proyectos electrointensivos (en sectores estratégicos)
3. La aplicación de medidas de eficiencia
4. La Evolución del Precio del barril de Petróleo
5. El desarrollo y fecha de ingreso de los proyectos hidroeléctricos
6. La continuidad del desarrollo del sector petrolero (refinación, prospectos)
7. Un tema no incluido en los análisis, pero que podría ser responsable en parte de algunos de los desbalances observados en el pasado reciente, está asociado a los niveles de Subsidios de los energéticos.

Con respecto a los parámetros 2, 3, 5, 6, se realizaron análisis costo-beneficio, que permitieron profundizar en el conocimiento de su viabilidad y conveniencia.

Con respecto a los parámetros 1 y 4, cuya variación, determina que el conjunto de las variables explicativas del consumo (y otras variables derivadas) se modifiquen, se realizaron análisis de sensibilidad a fin de determinar los cambios en las proyecciones de demanda así como en la figura de costo-beneficio de los parámetros anteriores (medidas) ya sea por el impacto relativo en términos energéticos como por las condiciones generales en las que son evaluados, en particular el contexto de precios.

### 3. Análisis costo-beneficio

#### 3.1. Descripción metodológica

A fin de profundizar en el conocimiento de los impactos que generaría la implementación de cada una de las 17 medidas (parámetros/acciones/proyectos) propuestas dentro de los Lineamientos de los Escenarios, se propone el análisis Costo-beneficio de cada una de ellas.

La metodología del análisis costo-beneficio supone computar las implicancias económicas cuantificables del conjunto del sistema energético.

**En el presente capítulo se exhiben los costos en valor positivo y los beneficios en valor negativo<sup>40</sup>. Al tener diferente signo, puede anualmente establecerse su valor neto y descontarse para calcular un valor presente. Este sería el valor presente neto, positivo cuando es un costo total, negativo cuando es un beneficio.**

<sup>40</sup> Es importante aclarar que con el modelo LEAP se pueden realizar análisis económicos desde una perspectiva sistémica social y no desde un punto de vista de rentabilidad económica financiera de proyectos de inversión. Desde este punto de vista, el análisis pensando en la rentabilidad exigida para un determinado proyecto no es aplicable. En cambio, lo que se propone es la cuantificación de todos los costos y beneficios que a nivel sistémico una determinada acción podría significar. De allí que al establecer la metodología de análisis como Costo-Beneficio, sean los costos los que se expresan como un valor positivo y los Beneficios como un costo ahorrado o costo negativo. Este enfoque radica en que muchas de las medidas e iniciativas que son de interés en una planificación energética no están directamente vinculadas a perseguir una oportunidad de negocio, sino que se admite que pueden estar motivadas por objetivos más amplios y que al interior del sistema energético impliquen sobre costos respecto de no realizar la medida. Típicamente las medidas de mitigación al cambio climático, diversificación de la matriz persiguiendo seguridad de suministro, mayor renovabilidad o descentralización son ejemplos típicos de dicha circunstancia. De allí que se respete, en el enfoque utilizado, la convención de adoptar en valor positivo los costos a diferencia de la usada en la evaluación financiera de proyectos de inversión.



Los resultados del costo-beneficio se presentan como una sucesión anual de valores comparados entre escenarios, es decir, todo valor de costo o beneficio se expresa de la diferencia entre dos escenarios. Cuando se evalúa la situación de incluir una determinada medida, de la comparación entre un escenario que la incluya y otro que no la incluya, surge el costo implícito en su implementación y al mismo tiempo el beneficio que produce haber implementado la medida. Dichos costos y beneficios se grafican en valor corriente de cada año del escenario expresados en base monetaria 2007.

Para calcular el resultado económico total de cada una de las medidas, se actualizó el flujo de costos y beneficios, descontando cada monto a un año común o año base, para así poder sumarlos. El año seleccionado fue el año base del estudio, es decir el 2013. Esta actualización fue realizada utilizando una tasa de descuento del 12% anual, y considerando que **los valores de costos son positivos y los beneficios negativos** (o costos evitados). La fórmula de actualización utilizada es de paso anual y en la misma  $d$  representa la tasa de descuento,  $t$  el año en que se percibe el costo o beneficio,  $C$  los costos y  $B$  los beneficios. Con estos parámetros la fórmula es la siguiente:

$$VPN = \sum_{t=2013}^{2040} \frac{C_t + B_t}{(1 + d)^{t-2013}}$$

Los costos están asociados a las inversiones de capital necesarias, ya sea a nivel demanda o a nivel de transformación (como sería la construcción de infraestructura necesaria). En tanto los beneficios surgen por lo general del ahorro de importaciones de combustible, el ahorro en la producción de un recurso o la posibilidad de exportar más cantidad de un energético, lo que representa un beneficio de aplicar una medida que esto posibilite.

Cada medida presenta sus particularidades y origina sus costos y beneficios a partir de diferentes conceptos o productos energéticos, pero las categorías principales en las que se materializan los costos y beneficios son las descritas a continuación, según las leyendas que se observarán en los gráficos:

**Demand:** Costo o beneficio en la demanda, que surge de la aplicación de una medida, en algunos casos este valor no se pudo estimar no obstante se entiende que existirá, caso ahorros industriales por ejemplo.

**Transformation Capital:** Costo o ahorro de inversión de capital en alguno de los módulos de transformación. Pueden estar asociados a las centrales eléctricas, a las necesidades de inversión en exploración y explotación hidrocarburífera o al costo de instalación de la refinería.

**Transformation Fixed O&M:** Costo o ahorro de montos fijos operativos, producto de una mayor o menor necesidad de infraestructura energética.

**Transformation Variable O&M:** Costo o beneficio proveniente de la utilización de la infraestructura de producción de energía.

**Transformation Module:** Cuando se expresa el costo a nivel agregado en un sector de transformación.

**Fuel Production:** Costo o ahorro de la producción de combustibles primarios, principalmente Gas Natural (no así del petróleo ya que se modeló su costo de producción como un centro de transformación con costo fijo por las inversiones de desarrollo de los campos y variable en función del nivel de producción).

**Fuel Imports:** costo o ahorro por la importación de energéticos tanto primarios como secundarios.

**Fuel Exports:** costo (por dejar de exportar) o beneficio (de exportar más) de la exportación de energía tanto primaria como secundaria.

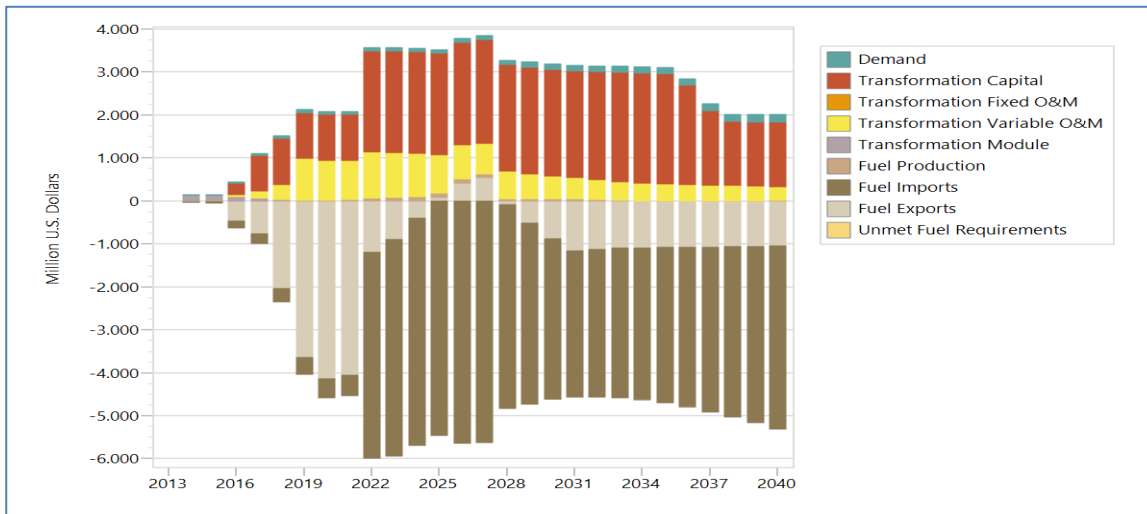
**Unmet Fuel Requirements:** categoría no utilizada.

### 3.2. Costo-beneficio de los Escenarios Tendencial y Alternativo

Los escenarios tendencial y alternativo del ejercicio realizado están estructurados a partir de la incorporación de diversas medidas, o iguales medidas con diferencias en el grado de implementación. Adicionalmente el contexto de cada escenario es distinto pues está vinculado a diferentes hipótesis socioeconómicas y energéticas globales. De allí que esta metodología presenta cualidades para la evaluación de las medidas, ya que permite tener una aproximación de la conveniencia social (sistémica) variable según el contexto.

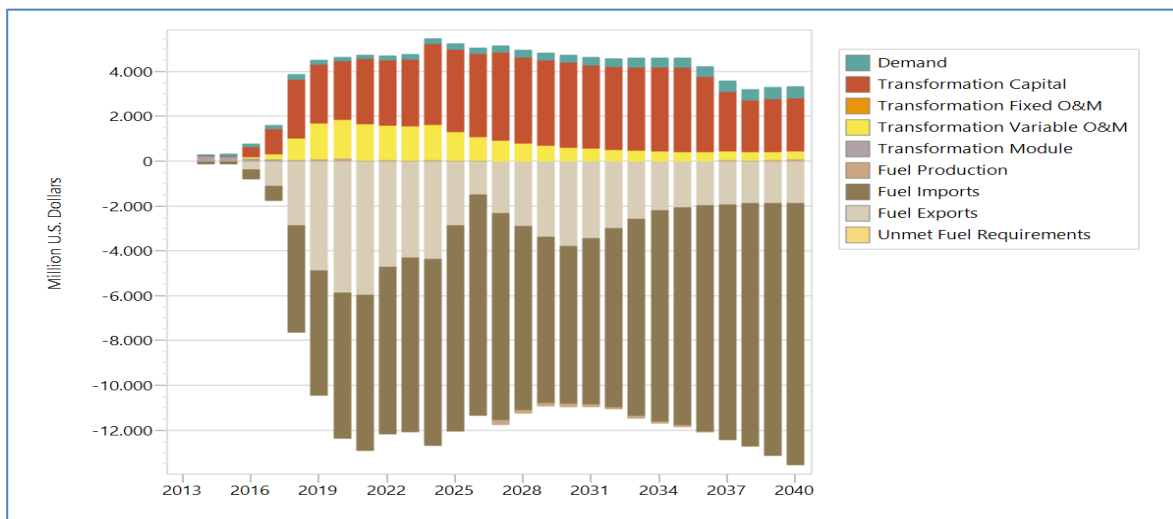
En los Gráficos 10 y 11, se presentan los resultados de costo-beneficio del total de las medidas estudiadas tanto para el escenario tendencial como para el alternativo aplicado al sector energético ecuatoriano, evaluando las consecuencias de la aplicación conjunta de todas las medidas estudiadas en cada uno. **No es la comparación entre ambos escenarios sino la comparación al interior de cada escenario de aplicar el conjunto de medidas o no.**

Gráfico 10. Costo-beneficio Social en el Escenario Tendencial



Fuente: Elaboración propia. Fundación Bariloche(a), 2015

Gráfico 11. Costo-beneficio Social en el Escenario Alternativo



Fuente: Elaboración propia. Fundación Bariloche(a), 2015

Las figuras presentadas deben leerse del siguiente modo: todo lo que se encuentra en valores positivos, son costos que debe afrontar el escenario evaluado por sobre el escenario sin medidas y antagónicamente, todo lo que figura en términos negativos son ahorros que el Escenario presenta frente al escenario de base o escenario sin medidas. Surge claramente de la visualización que las medidas generan un importante ahorro de importación de combustibles (vinculado principalmente a la incorporación de la RDP), al mismo tiempo que permiten exportar más energía, lo que también genera un beneficio, o costo negativo. Adicionalmente los valores se presentan categorizados en diferentes

Ítems, haciendo referencia a los distintos niveles de análisis, esto es, demanda, centros de transformación productores de energía secundaria o primaria y producción y/o importación/exportación de recursos, según las definiciones antes presentadas. Es decir, son costos anuales o beneficios anuales (en este caso presentados en valores corrientes, es decir en moneda del año en curso) que se presentan sobre el Escenario de base.

En ambos escenarios el patrón presentado es equivalente ya que, tal como se dijera, ambos escenarios presentan medidas similares de una manera muy pareja. Sin embargo, como las medidas se presentan con diferente profundidad, y contexto socioeconómico, el marco energético global diverge, entonces los resultados de costo-beneficio de los escenarios son claramente diferenciados.

Por lo pronto es posible apreciar que el conjunto de las medidas aplicadas determinan un importante beneficio por exportaciones (en color gris claro), pero sobre todo generan un importante beneficio como consecuencia de importaciones evitadas (barras marrones). Tanto estas exportaciones adicionales como importaciones evitadas son del conjunto de energéticos primarios y secundarios. En estas gráficas están agregados en términos de valores monetarios todos los energéticos independientemente de su categorización por tipo.

Por otra parte puede apreciarse que para lograr estas figuras de costo-beneficio social es necesario realizar un importante esfuerzo de inversión, el que se visualiza como la importante diferencia en términos de costo de capital que implica seguir la senda de los escenarios tendencial y alternativo por sobre sus escenarios de base o sin medidas, en los que no se interviene el sistema con las medidas planteadas. **El esfuerzo de inversión estaría principalmente explicado por el sector eléctrico así como por la producción de petróleo en la que está incluido el desarrollo de los campos amazónicos de ITT así como la explotación de Pungarayacu y la construcción de la RDP.**

A partir de los resultados presentados en las gráficas, puede calcularse el VPN tal como se presentó anteriormente (hacer la diferencia entre costos y beneficios). Esta operación englobaría el resultado total del Escenario, o de la aplicación de las medidas, obteniéndose un valor presente neto (VPN) del costo-beneficio. Si este **VPN fuera negativo se entiende que los beneficios son superiores a los costos, es decir, podría postularse que frente a las condiciones evaluadas y bajo el contexto del general del escenario es beneficioso para la sociedad la aplicación del conjunto de medidas evaluadas.** Debe tenerse presente, que el resultado del costo-beneficio del conjunto de medidas aplicadas en un escenario no es estrictamente la suma algebraica del costo-beneficio de cada una de las medidas. Esto se debe al hecho que las medidas en cierto modo se superponen. Para mencionar un ejemplo, si una medida de eficiencia industrial produce un ahorro del DO utilizado en calderas para producir vapor, la medida de incrementar la participación de biocombustibles en la mezcla con DO tendría un menor impacto en el ahorro de importaciones ya que una parte se ahorró al disminuir el consumo. Este simple ejemplo muestra cómo se modifica la conclusión de evaluar una medida en forma independiente o hacerlo en conjunto con otras.

**Desde el punto de vista de los resultados cuantitativos, el cálculo del VPN del Escenario Tendencial, a una tasa de descuento del 12%, arroja como resultado un valor redondeado de -8800 MMUSD, mientras que para el Escenario Alternativo se obtiene un valor de -31800 MMUSD. Dichos valores están descontados al año base del estudio, 2013. Puede notarse que ambos valores son altamente negativos, lo que implica la posibilidad que las medidas estudiadas sean favorables.**

### 3.3. Resumen del Análisis Costo-beneficio

A continuación se presenta un resumen de los resultados del análisis realizado para cada medida propuesta. La Tabla 15, ilustra sobre los resultados de los ahorros totales y netos de requerimientos de energía, los VPN de cada medida y la relación VPN/requerimientos netos de energía

Tabla 15. Resumen del Análisis Costo-beneficio

Medidas	Esc. Tendencial				Esc. Alternativo			
	Ahorro	Neto	VPN		Ahorro	Neto	VPN	
	Demanda	Requerim.	[MUSD]	[us\$/Bep]	Demanda	Requerim.	[MUSD]	[us\$/Bep]
	[MBep]	[MBep]			[MBep]	[MBep]		
1 Cocinas de Inducción	-25,5	15,4	632	41,0	-89,3	35,6	2284	64,2
2 Calentadores de Agua	-6,1	3,4	142,6	41,9	25,8	10,8	459	42,5
3 Refrigeradores	-1,2	-2,9	-84,2	-29,0	-1,9	-5,1	-142,8	-28,0
4 Eficiencia Calderas	-2,4	-2,2	-15,9	-7,2	-7,31	-5,8	-47,0	-8,1
5 Mejoras IE Vapor	-6,8	-6,4	-46,2	-7,2	-24,5	-21,8	-170,6	-7,8
6 Mejoras IE Motores	-2,0	-5,2	-54,3	-10,4	-7,8	-18,9	-305,0	-16,1
7 Mejoras IE Calor de Proceso	-5,9	-6,6	-83	-12,6	-22,4	-25,0	-363,0	-14,5
8 Metas Biocombustibles	0	0,8	-64	-80,0	0	3,8	-411,0	-108,2
9 Vehículos Eléctricos e Híbridos	-28,7	-12,5	88	7,0	-81,4	-45,4	-10	-0,22
10 Eficiencia en Transporte	-97,06	-99	-1288	-13,0	-219,8	-227,1	-3737	-16,5
11 Alumbrado Público - Sust. Luminarias	-0,6	-1,6	-20	-12,5	-0,75	-2	-18	-9,0
12 Refinería del Pacífico	41		-1803		85,5		-6100	
13 Explotación Pungarayacu			-6510				-17900	
14 Explotación T&T								
15 Explotación Ishpingo								
16 OGE&EE			-60				-180	
17 Hidroeléctricas Rio Santiago						-368	-6795	-18,5

Fuente: Elaboración propia. Fundación Bariloche(a), 2015

**Aclaración:** la columna "Neto de requerimientos", es la diferencia entre los requerimientos totales de energía primaria que implica incluir o no la medida. Algunas medidas generan un ahorro en la demanda a expensas de generar un incremento en la oferta. El caso de las cocinas a inducción en las que los últimos años de la prospectiva recaen en la necesidad de generación térmica es manifiesto.

La producción de petróleo amazónico (sumados los campos de Tiputini y Tambococho, Ishpingo y Pungarayacu) muestra los **análisis de los resultados de costo-beneficio como la medida más beneficiosa**. Como se anticipara, la producción de petróleo adicional a los yacimientos tradicionales, aún con costos superiores a los de la producción actual, se ven más que compensados al ser evaluados ante la necesidad de importar el recurso que requeriría la RDP, así como las restantes instalaciones de refinación.

Las inversiones necesarias en cada escenario son diferentes pues es distinto el grado de desarrollo productivo planteado, pero en proporción, lo son también los recursos recuperables estimados. Esta medida es la que **genera en el agregado de costo-beneficio del conjunto de medidas la holgura necesaria para tornar favorable el conjunto de medidas evaluadas colectivamente**.

Por otro lado la medida de cocinas a inducción si bien produce ahorros en la importación del LPG utilizado actualmente para suplir la cocción del sector residencial, se observa que se producen otros costos adicionales que producen finalmente un VPN positivo, es decir que implica un costo neto para el sistema, según se observa en la Tabla anterior. Igual signo de VNP presentan los calentadores de agua.

Es importante destacar nuevamente que es necesario **evaluar/cuantificar económicamente si es posible, todos los costos y beneficios asociados a la instrumentación de cada acción/medida**, de otro modo el análisis podría parecer orientado. En esa dirección, **los montos de VPN resultantes y presentados deben tratarse con prudencia**. Igualmente, se entiende que los análisis realizados avanzan metodológicamente en el conocimiento de los impactos que puede generar cada medida ya que, aun no disponiendo de información de algunos costos, el análisis ha permitido cuantificar recursos potencialmente disponibles para el financiamiento de medidas, cuya ejecución presenta beneficios netos.

#### 4. Análisis de sensibilidad a las principales variables

#### 4.1. Descripción metodológica

El análisis de sensibilidad implementado reconoce como principales variables de incertidumbre para el análisis de las medidas planteadas en el estudio, a las tasas de crecimiento de los valores agregados del **PIB proyectado**, así como de los **precios internacionales de la energía**.

Ante la variación de estos parámetros, se manifestaron importantes cambios en las **proyecciones de la demanda así como en la figura de costo-beneficio de las medidas**, ya sea por el impacto relativo en términos energéticos como por las condiciones generales en las que son evaluadas las mismas, en particular el contexto de precios. Este análisis es de gran interés para evaluar el comportamiento de la medida así como su robustez en términos de conveniencia relativa de su implementación.

Desde un punto de vista instrumental, se incluyeron dos parámetros de sensibilidad principales a partir de los cuales el conjunto de variables explicativas del consumo así como una interacción de las mismas con modelos de evolución (como el presentado para transporte), se modifican a partir de su variación. Se consideró como, que la **estructura interna del PIB se mantendría** constante a pesar del cambio propuesto para la tasa de largo plazo, es decir se modificó en términos proporcionales similares a todos los valores agregados sectoriales. Equivalentemente se consideró que **los precios internacionales de los energéticos mantendrían su estructura relativa** y que las variaciones planteadas se montarían sobre la forma de la evolución propuesta en los lineamientos de los escenarios.

Luego de realizada dicha implementación sobre el modelo integrado de energía LEAP, se ensayó una combinación de parámetros relativos al aumento y disminución de los parámetros principales, que fueron seleccionados con una lógica correspondiente a situaciones imaginables posibles. Es decir, ante disminuciones marcadas en los precios internacionales del petróleo, sólo se ensayaron sensibilidades a la baja para el crecimiento económico. **No se asumió posible un escenario con precios para la energía de un 50% más bajo**<sup>41</sup>, en correspondencia con niveles de crecimiento superiores a los planteados para el escenario Alternativo.

**El análisis de sensibilidad planteado se realizó tomando como punto de partida al escenario alternativo. La razón para la selección de dicho escenario como base, está asociada al hecho de que en el mismo las medidas estudiadas alcanzan su penetración máxima, se parte desde un nivel de crecimiento económico importante (es un escenario con un crecimiento medio anual acumulado de 4.4% del PIB) y los precios de los energéticos se encuentran en un valor medio a alto, con una proyección del barril de petróleo a 110 USD/bbl en el 2040.**

Desde este punto de partida se realizaron sensibilidades que a criterio del consultor incluyen **crecimientos medios anuales acumulados de un 3% menores y precios horizonte de la energía de un 50% más bajos**, hasta valores de hasta un **2% mayores para el PIB correspondientes a precios de un 50% más altos que los planteados para el escenario Alternativo**. En la siguiente Tabla 16, se presentan las combinaciones de valores analizadas, guardando la consistencia mencionada de **tasas superiores al caso base para precios mayores y en baja para precios menores**.

<sup>41</sup> Este porcentaje ha sido propuesto a criterio del consultor.

Tabla 16. Esquema de combinación de sensibilidades analizadas

$\Delta$ PIB \ $\Delta$ OIL	0.5	0.75	1	1.25	1.5
-3%					
-1.5%					
0%					
1%					
2%					

Fuente: Elaboración propia. Fundación Bariloche(a), 2015

En la tabla presentada anteriormente se muestra un cuadro de doble entrada correspondiente a las combinaciones de variación planteada para el PIB de base y para el precio de los combustibles. La celda sombreada en celeste representa el caso base, para el que se plantea un aumento de 0% a la tasa a.a. del PIB y una multiplicación de 1 para caso de los energéticos, es decir se conserva el escenario de precios asociado al escenario energético alternativo. Las celdas pintadas en color gris, son combinaciones no admitidas, consideradas inviables debido a la incongruencia de los parámetros. Por ejemplo, **no parece plausible un escenario en el que se crezca un 2% por encima del 4.4% planteado en el escenario alternativo pero con precios internacionales del petróleo (y los energéticos en general) un 50% más bajos que los del caso base (escenario alternativo).**

De allí que la lógica estudiada corresponde a una correlación **Mayor Precio ↔ Mayor Crecimiento**, con alejamientos permitidos no muy amplios de dicha relación. Las celdas en blanco de la tabla anterior son las que se completarán con el resultado de la evaluación de la medida ante un contexto modificado por estos parámetros generales.

A continuación se presentan algunos de los principales proyectos/medidas analizados, y un resumen de los principales resultados obtenidos en los análisis de sensibilidad

## 4.2. Análisis de sensibilidad por medidas

### 1) Refinería del Pacífico (RDP)

El proyecto RDP está muy poco influenciado por alteraciones en la demanda, ya que la forma en que fue modelado corresponde a una situación de operación a capacidad plena, independientemente de la demanda de derivados o de la provisión local de crudo. La RDP producirá ante contextos de demanda y diferentes (mayores o menores) saldos exportables que descontarán sus valores de los saldos de la balanza comercial energética. Es de esperar por ello, que la principal afectación esté dada por el contexto internacional de precios. Se presenta en la Tabla 17 el resultado del costo-beneficio social de la medida ante diferentes parámetros de contexto de evaluación.

Tabla 17. Valor presente del costo-beneficio social según PIB y Precios ensayados [MUSD] del proyecto RDP

RdP					
$\Delta$ PIB \ $\Delta$ OIL	0.5	0.75	1	1.25	1.5
-3%	719				
-1.5%	635	-2,699	-6,034		
0%		-2,607	-6,000	-9,392	
1%			-6,029	-9,446	-12,863
2%					-13,034

Fuente: Elaboración propia. Fundación Bariloche(a), 2015



Se aprecia que la medida posee un cambio de signo en el VPN para valores correspondientes a un escenario de precio del petróleo que alcanza valores en 2040 de alrededor de 55 USD/Bbl. Estos valores tan bajos, sumados a la necesidad de comenzar con la importación de petróleo a partir de 2030 por el perfil de exportaciones planteado en los escenarios desalentarían la construcción de la RDP, sin embargo con valores relativamente bajos de costo total. **Es decir, incluso ante la situación tan adversa como un contexto de precios bajos sostenidos durante el horizonte de la proyección, podría decirse que la refinería merece ser tomada en cuenta.**

## 2) Complejo Hidroeléctrico Zamora-Santiago

El Complejo Hidroeléctrico Zamora-Santiago, incluido en el escenario alternativo, muestra claramente una situación favorable, no sólo en situaciones de altos precios de los derivados (donde sustituyen combustibles en la generación del período final analizado), sino que también ante un contexto de bajos precios de la energía y baja demanda energética.

Tabla 18. Valor presente del costo-beneficio social según PIB y Precios ensayados [MUSD] del Complejo Hidroeléctrico Zamora-Santiago

Hidroeléctricas Rio Santiago					
$\Delta$ PIB \ $\Delta$ OIL	0.5	0.75	1	1.25	1.5
-3%	-1,689				
-1.5%	-2,689	-4,177	-5,666		
0%		-5,119	-6,796	-8,473	
1%			-7,037	-8,752	-10,467
2%					-10,511

Fuente: Elaboración propia. Fundación Bariloche(a), 2015

Ante un contexto de tasas de crecimiento menores de PIB, se presentan saldos eléctricos exportables que apalancan el proyecto, mientras que para escenarios más dinámicos en cuanto al consumo de energía, la sustitución en el largo plazo de combustibles hace muy favorable su inclusión y tanto más a mayores precios o costos de oportunidad de exportación. **Esta medida resulta imprescindible en un contexto de diversificación de la matriz de consumo y el fuerte desplazamiento hacia la electricidad planteado en el escenario alternativo.** La existencia de las industrias básicas así como los planes de masificación eléctrica del sector Residencial y Transporte precisan del mantenimiento de un parque hidroeléctrico rondando el 75% de la generación para sustentar dichas políticas. En particular, la evaluación de esta medida enmarca dicha situación.

## 3) Producción de Petróleo de Pungarayacu e ITT

La producción de petróleo incremental a los campos considerados “base” y sus aumentos de producción por EOR e IOR, consideran la producción de Pungarayacu, Tiputini, Tambococha e Ishpingo. Esta producción posee en término promedio (considerando el conjunto de los campos) valores menores a los considerados incluso en el contexto más desfavorable de precios. Desde un punto de vista costo-beneficio social, siempre es conveniente la explotación, aunque claramente será importante analizar la viabilidad de las inversiones necesarias, así como de su procedencia. En la evaluación costo-beneficio presentada, están considerados los costos de desarrollo y explotación de los campos, por lo que los beneficios presentados en la tabla siguiente corresponderían a beneficios netos acumulados y en valor presente.

Tabla 19. Valor presente del costo-beneficio social según PIB y Precios ensayados [MUSD] del proyecto Producción petrolera

Producción de Petróleo		0.5	0.75	1	1.25	1.5
$\Delta$ PIB \	$\Delta$ OIL					
-3%		-3,202				
-1.5%		-3,202	-10,543	-17,885		
0%			-10,543	-17,885	-25,227	
1%				-17,885	-25,227	-32,569
2%						-32,569

Fuente: Elaboración propia. Fundación Bariloche(a), 2015

Tal como puede apreciarse del análisis de los resultados, tanto el aumento como la disminución de los beneficios ante cambios en los precios de frontera, no respetan una proporcionalidad. Un aumento de 25% en los precios implica un beneficio superior al 40% del caso base, al igual que una disminución en igual magnitud implica un retroceso también del 40% en los beneficios netos. Los valores obtenidos evidencian una elasticidad implícita de aproximadamente 1.65 de los beneficios respecto al precio del petróleo.

#### 4) Medidas del Sector Transporte

Las medidas del sector transporte son un conjunto compuesto por tres iniciativas, dos de las cuales no poseen costos asociados a su implementación y equipamiento. Estas son la introducción de una **meta de bioetanol** en la mezcla con gasolina (de aproximadamente el 5%) y la **mejora en los consumos específicos**, bajo la suposición de normas más estrictas de fabricación e importación de vehículos. Adicionalmente se evaluó una medida en la que sí fueron incluidos sobrecostos de introducción, la correspondiente a una meta de **penetración de vehículos eléctricos e híbridos**.

En todos los análisis realizados, se evidencian resultados de beneficio neto, valores que podrían acotar las inversiones y erogaciones necesarias para lograr la penetración de biocombustibles necesarias, así como los sobrecostos sociales por importar autos de mejores estándares. **Esta situación evidencia montos disponibles para dicha acción, la que debería estudiarse en detalle para conseguir un camino de implementación acorde con la mejora de eficiencia propuesta.**

#### 5) Medidas del Sector Industrial

El conjunto de medidas del sector industrial (eficiencia en calderas, mejora en intensidad energética en vapor, mejora en intensidad energética en motores, y mejora en intensidad energética en calor de procesos) no contiene costos asociados a su implementación, por lo que se destacan sólo los beneficios provenientes de los ahorros energéticos. Puede notarse que los ahorros no sólo están asociados al valor de la energía, sino también al crecimiento planteado para la economía, pues son ahorros expresados en intensidades energéticas, es decir en consumo por unidad de producto. Los montos involucrados para las medidas son importantes y ante variaciones de hasta un 25% de los precios se mantienen relativamente constantes, lo que de alguna manera implica una cuantificación bastante robusta de los montos disponibles. Existe una elasticidad implícita de 0.7 entre el ahorro y el aumento de precio de la energía.

Tabla 19. Valor presente del costo-beneficio social según PIB y Precios ensayados [MUSD] de Acciones en la Industria

Medidas Industria					
$\Delta$ PIB \ $\Delta$ OIL	0.5	0.75	1	1.25	1.5
-3%	-250				
-1.5%	-361	-512	-662		
0%		-693	-896	-1,099	
1%			-1,086	-1,331	-1,575
2%					-1,756

Fuente: Elaboración propia. Fundación Bariloche(a), 2015

## 6) Medidas sector Residencial

Las medidas del sector residencial presentadas a en este apartado, incluyen la sustitución de las cocinas LPG por cocinas de inducción, así como el recambio de calentadores y calefones por equipamiento eléctrico.

Tabla 20. Valor presente del costo-beneficio social según PIB y Precios ensayados [MUSD]

Medidas Residencial: Cocinas y calentadores agua					
$\Delta$ PIB \ $\Delta$ OIL	0.5	0.75	1	1.25	1.5
-3%	951				
-1.5%	1,206	1,356	1,507		
0%		2,410	2,697	2,984	
1%			3,442	3,858	4,274
2%					5,031

Fuente: Elaboración propia. Fundación Bariloche(a), 2015

Tal como puede apreciarse, en todo el rango de la sensibilidad estudiada, estas medidas implican un costo neto para la sociedad, incrementándose notablemente ante escenarios de precios del petróleo mayores. También es notorio el aumento de los costos sociales ante aumentos en la tasa de crecimiento promedio de la economía.

La explicación que a este fenómeno se encuentra en la **matriz eléctrica de generación y la introducción de volúmenes de combustible requeridos para generar la electricidad necesaria, a consecuencia del profundo cambio que implica la concreción del plan de cocinas y calentadores eléctricos**. Este resultado está fuertemente influenciado por el peso en el largo plazo de sostener los equipamientos de consumo residencial que se cambiarán en estos primeros años.

La expansión eléctrica necesaria en una perspectiva con horizonte a 2040 y un fuerte crecimiento de la demanda eléctrica en los restante sectores, implica un compromiso muy fuerte en la generación futura, que aunque asciende al 70% hidroeléctrico, en el año horizonte se requerirán de combustibles fósiles que generarán un mayor costo que el del LPG sustituido con la implementación de la medida.

Ante escenarios de menor crecimiento económico y menores precios de la energía, la medida no resulta tan costosa en términos sociales. **Este resultado implicaría reconsiderar la base de combustibles necesarios para la semi-punta del sistema eléctrico en el largo plazo, considerando opciones de menor costo relativo que el LPG que pretende ser sustituido.**

## 5. Resumen, conclusiones, y sugerencias

En el marco del cumplimiento de los objetivos del PNBV <sup>42</sup>, el Gobierno del Ecuador, a través de los Ministerios competentes, ha lanzado una serie de iniciativas orientadas a satisfacer los siguientes propósitos: aumentar las reservas de hidrocarburos y la capacidad de refinación a fin de aumentar los saldos exportables de petróleo y derivados; para ello también disminuir el consumo e importación de derivados mediante acciones de ahorro, uso eficiente y sustitución por electricidad, esta última generada con nueva oferta de hidroenergía y otras renovables, que generarían excedentes para su exportación.

En dirección a evaluar la implementación de esas iniciativas se realizó un ejercicio de modelización con el Modelo LEAP, en el que se simularon dos escenarios energéticos (tendencial y alternativo) en correspondencia, cada uno, con dos escenarios socioeconómicos de moderado y alto crecimiento. Esos escenarios energéticos estuvieron estructurados a partir de la incorporación de 17 medidas (o iguales medidas con diferencias en el grado de penetración o en su velocidad). La metodología de evaluación de impactos utilizada a nivel de cada medida (salidas LEAP), se complementó con la definición de indicadores, análisis costo-beneficio y Sensibilidades a las variaciones del PIB y de los precios internacionales de la energía.

En base a los resultados obtenidos se ha elaborado un resumen de las principales situaciones emanadas de la demanda, la oferta, de otros temas relevantes; y se proponen, a modo de conclusiones los parámetros relevantes a considerar a futuro, así como estudios necesarios a realizar. A lo largo de este desarrollo se realizan también observaciones y propuestas.

### 5.1. Observaciones sobre la situación de la demanda

Se ha observado que el consumo final total de energía es relevante dado que crecerá entre 2013 y 2040 a una tasa promedio de 2,2% a.a. en el escenario tendencial, mientras que en el escenario alternativo lo hará al 3,4% a.a. La simulación de 11 medidas/acciones<sup>43</sup> a nivel de la demanda permitió observar importantes reducciones del consumo alcanzando el 6.5% en el año 2040 del escenario tendencial, y el 13% al mismo año en el alternativo. **Sin embargo al complementar el estudio con el análisis Costo-beneficio de esas medidas no siempre se lograron Beneficios netos para la sociedad ecuatoriana.**

Por ejemplo en el caso del transporte, que es el sector mayor consumidor energético tanto en el año base como en los escenarios, al implementarse las tres medidas sectoriales propuestas (etanol, eléctricos/híbridos/ y disminución de consumos específicos), se lograron importantes ahorros tanto en el escenario tendencial como en el alternativo. En el alternativo las medidas implementadas, produjeron entre un 40 y un 45% del ahorro total acumulado. El análisis Costo-beneficio de esas tres medidas indicó beneficios importantes, concentrándose el mayor aporte en la medida de disminución de consumos específicos, ya que se producirían ahorros de importaciones y generarían la posibilidad de exportar saldos adicionales. También los análisis de sensibilidad a variaciones del PIB y del precio de los energéticos evidencian resultados de beneficio neto.

Por su parte en el sector residencial se simularon 3 medidas de elevado impacto en los potenciales ahorros energéticos. Por ejemplo con la implementación de la medida sustitución de las cocinas LPG por cocinas de inducción, se lograría

<sup>42</sup> En especial: Objetivo 11: Asegurar la soberanía y eficiencia de los sectores estratégicos para la transformación industrial y tecnológica; Objetivo 7: Garantizar los derechos de la naturaleza y promover la sostenibilidad ambiental territorial y global; y Objetivo 3: Mejorar la calidad de vida de la población.

<sup>43</sup> Esas medidas han sido escogidas dentro del amplio espectro de acciones sugeridas en entrevistas calificadas y en los estudios y planes específicos sectoriales.

entre 14.4 % y 18,6% del total del potencial ahorro energético del escenario tendencial y alternativo respectivamente. Sin embargo, en el análisis Costo-beneficio, se observó que esa medida implicó un costo neto para el sistema, ya que si bien se visualizaron beneficios en los primeros años del período, luego las importaciones evitadas de LPG no se compensaron con: el costo de exportaciones eléctricas no realizadas, así como con los costos del capital necesario para aumentar la generación hidroeléctrica, ni con los costos de utilización de FO (importado y más caro que el LPG que reemplaza) en la generación eléctrica térmica que en el largo plazo ha sido necesaria (incluso en el alternativo donde se incluyó al Complejo Hidroeléctrico Zamora-Santiago). Igual resultado indicó el análisis de los calentadores de agua. También los análisis de sensibilidad a variaciones del PIB y del precio de los energéticos evidenciaron costos netos para la sociedad, incrementándose notablemente ante escenarios de precios del petróleo, mayores, y ante aumentos en la tasa de crecimiento promedio de la economía.

Estos ejemplos permiten concluir la necesidad de realizar estudios más profundos para determinar lo más certeramente posible los verdaderos costos puestos en juego con la implementación de cada una de las medidas/acciones asociadas a la demanda de energía (por ejemplo costos de inversión, de operación y mantenimiento, la infraestructura necesaria de abastecimiento, inversiones y año de ingreso de las mismas, etc.), dado que más allá de los cambios posibles en los escenarios del PIB o de los precios de los energéticos, la viabilidad de las medidas pueden también estar más directamente asociadas a variables endógenas, más que a cuestiones macroeconómicas.

También deben tenerse en cuenta los impactos que dichas medidas generarán por el lado de la oferta en todo el período analizado (como se verá a continuación), como por ejemplo sobre la matriz eléctrica de generación necesaria para hacer frente a la incorporación de varios millones de cocinas a inducción, en simultáneo con otros proyectos electro intensivos, como aquellos asociados al desarrollo de industrias estratégicas o transporte eléctrico.

## 5.2. Observaciones sobre la situación de la Oferta

La simulación de seis medidas/acciones<sup>44</sup> a nivel de la Oferta permitió observar importantes resultados.

Simultáneamente se pudo ver que el crecimiento de la demanda eléctrica debido al impulso de diferentes acciones/medidas como la sustitución de cocinas, incorporación de autos, desarrollo de industrias estratégicas, etc., se vería cubierto en gran parte por generación hidroeléctrica relevante que ya se encuentra en construcción o se prevé con mayor precisión en la propuesta del Plan Maestro de Electrificación, para el mediano plazo.

Con la incorporación de las centrales hidroeléctricas del complejo Hidroeléctrico Zamora Santiago (en un contexto de tasas de crecimiento de la economía, menores), se presentan saldos eléctricos exportables que otorgarían viabilidad al proyecto. En un Escenario más dinámico, de mayor crecimiento de la economía y del consumo energético, la inclusión de este proyecto sería aún más favorable debido al beneficio logrado con la sustitución de combustibles en el largo plazo. En un escenario de mayores precios o costos de oportunidad de exportación, su construcción sería aún más beneficiosa. Por lo tanto, **esta medida es relevante e imprescindible para lograr el objetivo de diversificación de la matriz de consumo, con fuerte penetración de la electricidad, como es el escenario alternativo**. Es importante destacar, según se anticipara, que los resultados observados en la Prospectiva realizada, que el desarrollo de industrias básicas y la implementación de planes de masificación eléctrica en los sectores Residencial y Transporte, precisa para su éxito del mantenimiento de un parque con más del 70% de participación hidroeléctrica de su generación. En particular, la evaluación de esta medida ha enmarcado dicha situación.

<sup>44</sup> Medidas en la Oferta: Complejo Hidroeléctrico Zamora Santiago (sólo escenario alternativo), Refinería del Pacífico, Producción de petróleo Pungarayacu, Producción de petróleo en T&T e Ishipingo, y Proyecto OGE&EE.

Sin embargo, aún en el escenario de ingreso de la Cuenca Hidrológica Río Zamora y Santiago (y demás centrales hidroeléctricas propuestas en el Plan Maestro (anteriormente mencionado), parecería que comienza a necesitarse a partir de **2027, nueva oferta que sería posible de abastecer con generación térmica demandante de combustibles y generadora de emisiones de GEI**. Con ello se observa un cambio de tendencia o agotamiento en los indicadores que reflejan los efectos positivos observados hasta ese momento (menor gasto de importación de combustibles, mejor saldo en Cuenta Corriente, menores emisiones, menor Dependencia Energética, etc.). Se manifiesta así la necesidad de una participación termoeléctrica en el largo plazo, con lo que debería profundizarse el estudio sobre la posibilidad de incrementar la participación del GN en la generación o pensar en otros combustibles térmicos de bajo costo para la punta y semipunta, lo que complementaría el sistema hidroeléctrico planificado.

Complementando esos estudios y dada la elevada relevancia que la generación hidroeléctrica ocupa en el estudio prospectivo, en lo que hace a los resultados de Costo-beneficio de las diferentes medidas que directa o indirectamente se relacionan con la matriz de generación eléctrica, se propone: el control del cronograma de ejecución de los proyectos hidroeléctricos en construcción y en estudios avanzados, realizar estudios para tener maduros proyectos hidroeléctricos en el año 2023 (como mínimo), estudiar la posible **afectación ambiental o energética**, por las áreas inundadas, por la deforestación previa a la inundación, por la alteración de los regímenes de caudales, así como por los usos que compiten o son alternativos a la generación hidroeléctrica, etc. que expresan en oposición entidades especializadas, grupos ecologistas y habitantes afectados, ubicados cerca de los proyectos de generación. Evaluar otros **usos complementarios (co beneficios) a la generación hidroeléctrica** (riego, turismo, agua potable, etc.). Además se considera necesario incluir en los proyectos el análisis de la **vulnerabilidad al cambio climático** del recurso.

**Se estima la necesidad de estudiar con mayor precisión los potenciales de otras fuentes renovables (eólica, solar, geotermia, etc.) de energía para generación eléctrica (y también térmica) a fin de complementar la participación hidroeléctrica.**

Otra cuestión derivada de la previsión de demanda creciente de electricidad, es que los saldos **exportables de electricidad** terminan siendo poco relevantes y no pueden considerarse como un beneficio destacable para la macroeconomía nacional, en comparación con los ingresos/egresos provenientes del sector petrolero. Sin embargo se considera importante continuar los estudios orientados a conocer en profundidad la situación y potencialidad de la integración eléctrica de la región Andina

Con respecto a la oferta hidrocarburífera, se observa que las **inversiones en los prospectos de Ishpingo Tambococha y Tiputtini son necesarias y positivas (no así en Pungarayacu, ante el actual escenario de precios)**, así como la **incorporación de la nueva refinería (RDP<sup>45</sup>)**, y **ampliaciones de las existentes**. Se permitiría obtener beneficios económicos debido a la generación de saldos exportables de diésel y otros derivados en los años intermedios del período en estudio, que le permitirían al país generar valor agregado al crudo nacional. **Como consecuencia de la creciente demanda de derivados en transporte, industria y en centrales térmicas hacia principios de la década del 30, los saldos de excedentes exportables de derivados decaerían, por lo que empezarían a ser necesarias importaciones con crecientes erogaciones** (que por supuesto serían de mayor magnitud de no contarse con la refinería). **Los ingresos por exportaciones se mantendrían en valores que alcanzan el 1.5 y 2.5 billones de USD** (por exportaciones de Petcoke, jet kerosene y No energético).

---

<sup>45</sup> En especial destinada a cambiar la estructura de refinación para sustituir las importaciones de derivados livianos e intermedios de alto valor de mercado y no exportar pesados a bajo precio.



Como consecuencia de estos procesos la dependencia aumentaría (Importación de recursos primarios y secundarios)/ Oferta Bruta de energía) desde casi un mínimo cercano situado al entre el 0% y 3% en los Escenarios Alternativo (2018) y Tendencial (2022) respectivamente, para luego alcanzar valores máximos de 63% y 66% en el año 2040 en los Escenarios Tendencial y Alternativo respectivamente.

**Con el propósito de revertir la tendencia futura observada, se propone entonces en el área Petrolera:** estudiar con mayor profundidad los perfiles de producción de ITT, Pungarayacu, y otros posibles prospectos. También es prioritaria la identificación de nuevos prospectos (como los campos en el suroriente del país) para asegurar un suministro sostenido a la refinación y a la exportación de petróleo. Los esfuerzos en un futuro deberán orientarse a la **incorporación de nuevas reservas y a la operación de campos maduros.**

Para el escenario alternativo, de mayor demanda de GN en generación eléctrica e industria (con favorable impacto ambiental), la oferta estaría supeditada a la **construcción del gasoducto desde el campo Amistad hacia la ciudad de Guayaquil** por parte de Petroecuador EP. Por otra parte, se aprecia que si bien **las reservas P1+P2+P3** alcanzarían para cubrir la demanda de gas a lo largo del período, ello sería en forma ajustada. Es prioritaria la identificación de nuevos prospectos para asegurar un suministro sostenido.

Con respecto a la RDP, se aprecia que la medida posee un cambio de signo en el VPN para valores correspondientes a un escenario de precio del petróleo que alcanza valores en 2040 de alrededor de 55 USD/Bbl. Estos valores tan bajos, sumados a la necesidad de comenzar con la importación de petróleo a partir de 2030 por el perfil de exportaciones planteado en los escenarios desalentarían la construcción de la RDP, sin embargo con valores relativamente bajos de costo total. **Es decir, incluso ante la situación tan adversa como un contexto de precios bajos sostenidos durante el horizonte de la proyección, podría decirse que la refinería merece ser tomada en cuenta.**

Finalmente, en base a los resultados obtenidos se aprecia que a nivel del conjunto de medidas analizadas para los principales sectores de la demanda y la oferta, modificaciones en el margen del crecimiento del PIB y moderados cambios en los precios de los energéticos, no alteran sustantivamente los resultados obtenidos de **los análisis costo-beneficio sociales** bajo las hipótesis del escenario alternativo. Se concluye entonces que **la mayor parte de las medidas analizadas contribuyen al logro de los objetivos de políticas con figuras económicas beneficiosas para la sociedad.**

No obstante, y teniendo en cuenta las simplificaciones necesarias a los efectos de realizar dichas sensibilidades y el modelado integral del sector, se recomienda **profundizar el análisis de cada una de estas medidas, actualizando costos de operación, inversiones y año de ingreso de las mismas**, dado que más allá de los cambios posibles en los escenarios del PIB o de los precios de los energéticos, la viabilidad de las mismas pueden estar más directamente asociadas a variables endógenas, más que a cuestiones macroeconómicas.

Finalmente vale destacar nuevamente que es muy importante y necesario **evaluar/cuantificar económicamente todos los costos y beneficios asociados a la implementación de cada medida**, de otro modo el análisis puede estar sesgado. Por lo tanto, **los montos de VPN presentados deben tratarse con prudencia.**

Sin embargo se interpreta que los análisis realizados son un avance metodológico en el conocimiento de los impactos que puede generar cada medida. Aún en aquellas medidas en las que no se dispuso de la información de costos correspondientes, el análisis ha permitido cuantificar recursos que por ejemplo podrían estar disponibles para el financiamiento de la o las medidas, puesto que su ejecución al menos presenta beneficios netos.

### 5.3. Otras consideraciones

#### **Subsidios:**



No ha sido posible, modelizar todas las medidas/políticas. Por ejemplo los subsidios. Efectivamente, el **esquema de subsidios aplicados (y su control)** a varios de los energéticos (LPG, Diésel, gasolinas, Energía Eléctrica), estaría otorgando señales contradictorias con cualquier política de eficiencia, sobre todo, si se encuentran beneficiados sectores con posibilidades concretas de asumir los verdaderos costos de las cadenas productivas energéticas. Como consecuencia, el Estado deja de percibir ingresos necesarios tanto para dar continuidad a la seguridad energética, así como para otros fines sociales y económicos. Los precios actuales de petróleo estarían generando condiciones favorables para la implementación de un proceso gradual de revisión de los subsidios (focalización y control) a fin de destinarlos solamente a los sectores más vulnerables.

#### ***Continuidad del ejercicio y aplicación de la herramienta transferida:***

Se considera imprescindible que los actores locales tomen la herramienta entregada, trabajen en ella, y la conozcan. Es preciso la conformación de un **equipo que centralice**: los cambios/propuestas que incorporan los actores del sector, que evalúe resultados, analice consistencias de interacciones entre cadenas del sector energético (entre el sector y otros sectores de la economía), y finalmente otorgue elementos orientadores para los decisores sobre las políticas a implementar. En esa dirección, es necesario el **fortalecimiento de capacidades en el área de planificación energética, con recursos calificados y con continuidad temporal**.

#### ***Sistema de información***

Complementando ese fortalecimiento es necesario el desarrollo de un **sistema de información energético**, sin el cuál es difícil desarrollar e implementar un proceso de política y planificación energética como el que se está discutiendo. Ese sistema debería otorgar elementos para la elaboración del Balance Energético Nacional, así como recoger todos los planes y perspectivas sectoriales con los cuales se alimentará la futura prospectiva sectorial.

Con el sistema de información mencionado se podrían elaborar indicadores que permitan dar un panorama aproximado del sistema energético, incluyendo las implicancias en el largo plazo de las decisiones adoptadas actuales. Se podría así hacer un monitoreo de esos indicadores detectando cambios lo largo del tiempo, así como su progreso o no hacia el objetivo fijado. En resumen se podrían con estos indicadores verificar el cumplimiento de metas (corto, mediano y largo plazo), evaluar las acciones planificadas, e identificar correcciones e implementar programas de ajuste.

De ser posible se debería configurar un sistema de monitoreo periódico del cumplimiento de las metas de cada una de las medidas de eficiencia energética, con el propósito de efectuar eventuales reformas con la debida oportunidad.

#### ***Energía útil***

Desarrollo de un **Balance de Energía Útil**, de modo de tener un mejor conocimiento de los consumos en servicios energéticos para la implementación de las políticas públicas.

### **5.4. Conclusiones, resumen de los parámetros relevantes y estudios necesarios**

Como resultado de los análisis realizados y como conclusión de propuestas se ha elaborado un listado tentativo de los temas clave más relevantes que deben ser estudiados en profundidad y considerados en el desarrollo futuro del sector energético de Ecuador:

- ✓ Precio del barril de Petróleo: Seguimiento de su evolución y elaboración de planes de contingencia y medición de impactos en la macroeconomía y en el sector energético ante su variabilidad. Analizar la experiencia de su abordaje en otros países de similar estructura productiva que Ecuador
- ✓ Seguimiento de Cronogramas de ingreso; evaluación de la necesidad de postergación, mediante el establecimiento de posibles gradualismos; establecer mecanismos de coordinación (definición, seguimiento, evaluación, cambios, etc.) de aquellas acciones de similares impactos o antagónicos (energéticos y socioeconómicos):
  - Cocinas a inducción
  - Proyectos estratégicos
  - Proyectos hidroeléctricos
  - RDP
  - Prospectos petroleros ITT

Acompañando las propuestas anteriores, se sugieren algunos estudios relevantes a realizar:

- ✓ Actualización de estimación de potenciales de energías renovables (hidroeléctricos y otras),
- ✓ Maduración de proyectos hidroeléctricos,
- ✓ Perfiles de producción de prospectos petroleros y refinería,
- ✓ Costos de autos eléctricos y de otras medidas (costos de operación, inversiones y año de ingreso),
- ✓ Estudiar la posibilidad de sustitución parcial de Transporte de Carga Automotor por FFCC, y analizar los beneficios de ampliar y mejorar el transporte público
- ✓ Estudios sobre tasas de descuento a aplicar en la evaluación de las medidas,
- ✓ Estudiar el esquema de subsidios y los sectores que deberían estar exentos de su beneficio. Definir esquemas de control, seguimiento y sanción
- ✓ Estudiar las diferentes formas/fuentes de financiamiento (internas y/o externas) que permitan cumplir, en un escenario de bajos precios del petróleo (con la consiguiente disminución de ingresos por exportaciones), con los cronogramas de obras establecidos en los Planes de Expansión
- ✓ Estudios sobre los impactos de la variabilidad climática en la provisión de hidroenergía y el respaldo térmico requerido para dar seguridad al sistema eléctrico.

**Finalmente, se considera relevante tener en cuenta que:**

**Cualquier medida/política, debe ser evaluada de forma integral, considerando los impactos más importantes que produciría en el marco de *todo el sector energético en su conjunto*, en la macroeconomía, y en el ambiente.**

## Bibliografía General

- AIHE. (2012). *Petróleo en cifras. Asociación de la Industria de Hidrocarburo del Ecuador*.
- Albornoz, E. (09 de 10 de 2012). *Visión Sector Eléctrico Ecuatoriano. Beneficios Proyecto Mazar-Dudas*. Cuenca.
- ARCONEL. (2014). *Plan de Expansión de Generación (PEG) 2014-2023*.
- Bariloche, F., & MEER, M. d. (2015). *Taller de Nacional de Capacitación sobre Planificación y Prospectiva Energética a partir del modelo LEAP*. 31 de Agosto - 4 de Septiembre. Quito.
- Barredo, R. (18 de marzo de 2015). *CELEC. Gerente General*. (F. Bariloche, Entrevistador)
- BCE. (2013). *Reporte del Sector Petrolero. IV trimestre 2013. Banco Central del Ecuador*.
- Bravo, V. (2015). *Geografía Económica. Mercado Petrolero Internacional. Dirección de Estadística Económica*. Fundación Bariloche.
- Carvajal, P. (2011). *Matriz energética y líneas de acción futuras. Ministerio de Electricidad y Energía Renovable*. Quito.
- CENACE. (2014). *Plan de Operación del Sistema Nacional Interconectado. Enero-Diciembre 2014*. .
- CEPAL. (2014). *La Alianza del Pacífico y el MERCOSUR: Hacia la convergencia en la diversidad, Santiago de Chile.*
- CREARA, & ENERPRO. (2012). *Plan de Acción de Energía Sostenible para el Ecuador (PAES). Convenio ATN/MC-11398. Diseño del plan de ahorro de energía de los sectores residencial, público e industrial (PAERPI). Informe Final*.
- Dargay, J., Gately, D., & Sommer, M. (2007). *Vehicle Ownership and Income Growth, Worldwide: 1960-2030. Department of Economics, New York University*, 9.
- Dávila, C. (19 de marzo de 2015). *Subsecretario de Energía Renovable y Eficiencia Energética*. (F. Bariloche, Entrevistador)
- Fundación Bariloche(a). (2015). *Modelamiento LEAP v04*.
- Fundación Bariloche(b). (2015). *Comentario Personal*.
- Fundación Bariloche(c). (2015). *Hipótesis de Expansión Eléctrica*. Quito, Ecuador.
- Luna, N. (2015). *Aseguramiento de la Eficiencia Energética en los Sectores Público y Residencial del Ecuador SECURE. Taller de Arranque*.
- MCPE. (2015). *Vehículos eléctricos. Ministerio Coordinador de la Política Económico*.
- MEER. (2013). *Plan Maestro de Electricidad 2013-2022*. Ministerio de Electricidad y Energía Renovable.
- MEER. (2015). *Información de la Entrada en operación, potencia e inversiones de 8 proyectos hidroeléctricos*.
- MEER(a). (2015). *Perfil del Programa de Eficiencia Energética para Cocción por Inducción y Calentamiento de agua con Electricidad*. Ministerio de Electricidad y Energía Renovable.
- MEER, & BID. (2015). *Resultados de encuesta de hábitos de cocción y consumo energético*. Ministerio de Electricidad y Energía Renovable; Banco Interamericano de Desarrollo.
- MEER, & MCPE. (2015). *Proyecciones MEER 2010-2040. Población y hogares. Ministerio de Electricidad y Energía Renovable. Ministerio Coordinador de la Política Económica*.
- MICSE. (2013). *Balance Energético Nacional, BEN. Ministerio Coordinador de Sectores Estratégicos*.
- MRNNR. (2013). *Plan Maestro de Hidrocarburos. Ministerio de Recursos Naturales no Renovables*.
- MRNNR. (2014). *Plan de Implementación de Biocombustibles a nivel nacional. Ministerio de Recursos Naturales no Renovables*.
- MRNNR, M. d. (2015). *Datos Escenarios Energéticos, Refinería del Pacífico Eloy Alfaro*.
- MTOP. (2012). *Plan Estratégico de Movilidad [PEM.EC]. Cuarto Informe. Memoria del PEM*. Ministerio de Transporte y Obras Públicas.
- MTOP. (2015). *Avances y Resultados Plan Renova*. Ministerio de Transporte y Obras Públicas.

- Office of Energy Efficiency and Renewable Energy-US. (2014). *Manufacturing Energy and Carbon Footprints (2010 MECS)*. Recuperado el 10 de 10 de 2015, de Manufacturing Energy and Carbon Footprints (2010 MECS): <http://energy.gov/eere/amo/manufacturing-energy-and-carbon-footprints-2010-mecs>
- Peñaherrera, J. (16 de marzo de 2015). Ministerio de Electricidad y Energía Renovable. (F. Bariloche, Entrevistador) PetroAmazonas. (2014). *Generando Sostenibilidad en el AmbitoÁmbito de la Energía no renovable. OGE: Optimización, Generación Eléctrica, un nuevo modelo de desarrollo energético*. Quito.
- Recalde, P. y. (2015). Dirección de Biomasa y Cogeneración. (F. Bariloche, Entrevistador)
- SHE. (2014). *Plan de Expansión de Generación 2014-2023 (en fase de revisión y aprobación)*. Secretaría de Hidrocarburos del Ecuador.
- UN/DESA (2015). Global Economic Outlook, en “World Economic Situation and Prospects 2015”. Naciones Unidas