



PLAN ENERGÉTICO NACIONAL 2014-2025

Documento de Trabajo



ÍNDICE GENERAL

RESUMEN EJECUTIVO

1. INTRODUCCIÓN	26
1.1. CONTEXTO	26
1.2. MARCO INSTITUCIONAL.....	27
1.3. POLÍTICA ENERGÉTICA NACIONAL PROPUESTA	28
2. DIAGNÓSTICO Y LÍNEA BASE	30
2.1. CONSUMO FINAL DE ENERGÍA TOTAL	30
2.1.1. INDICADORES ENERGÉTICOS	32
2.1.2. INDICADORES REGIONALES	32
2.1.3. CONSUMO FINAL DE ELECTRICIDAD	33
2.1.3.1. COEFICIENTE DE ELECTRIFICACIÓN.....	34
2.1.3.2. TRANSACCIONES DE ELECTRICIDAD.....	35
2.1.4. CONSUMO FINAL DE HIDROCARBUROS.....	36
2.1.4.1. EVOLUCIÓN DE LA DEMANDA NACIONAL DE COMBUSTIBLES LÍQUIDOS.....	36
2.1.4.2. RETOS EN EL MERCADO INTERNO DE COMBUSTIBLES LÍQUIDOS	42
2.1.4.3. CAPACIDAD DE REFINACIÓN Y AMPLIACIÓN EN CURSO.....	42
2.1.4.3.1. CAPACIDAD DE REFINACIÓN	43
2.1.4.3.2. MARGEN DE REFINO DEL CRUDO BRENT	44
2.1.4.3.3. CARGA A LAS REFINERÍAS.....	44
2.1.4.3.4. MODERNIZACIÓN DE REFINERÍA TALARA	45
2.1.4.3.5. MODERNIZACIÓN DE REFINERÍA LA PAMPILLA.....	46
2.1.4.4. RETOS DE LA ACTIVIDAD DE REFINACIÓN Y TRANSPORTE DE HIDROCARBUROS	46
2.1.4.5. DEMANDA DE GAS NATURAL POR SECTORES DE CONSUMO Y EXPORTACIÓN	47
2.2. ABASTECIMIENTO DE ENERGÍA.....	48
2.2.1. ABASTECIMIENTO DE ENERGÍA ELÉCTRICA.....	48
2.2.1.1. POTENCIA INSTALADA.....	48
2.2.1.2. PRODUCCION DE ELECTRICIDAD	50
2.2.1.3. LÍNEAS DE TRANSMISIÓN.....	51
2.2.2. ABASTECIMIENTO DE PETRÓLEO CRUDO Y DERIVADOS	51
2.2.2.1. SITUACIÓN ACTUAL EN EL UPSTREAM.....	51
2.2.2.2. RESERVAS.....	52
2.2.2.3. EXPLORACIÓN	54
2.2.2.4. PRODUCCIÓN, IMPORTACIÓN Y EXPORTACIÓN DE PETRÓLEO.....	55
2.2.3. EXPORTACIÓN DE HIDROCARBUROS	56
2.2.3.1. PRINCIPALES RETOS DE LA ACTIVIDAD PETROLERA EN EL UPSTREAM	57
2.2.4. ABASTECIMIENTO DE GAS NATURAL	58

2.2.4.1.	SITUACIÓN ACTUAL EN EL UPSTREAM.....	58
2.2.4.2.	RESERVAS.....	60
2.2.4.3.	EXPLORACIÓN.....	61
2.2.4.4.	PRODUCCIÓN Y EXPORTACIÓN DE GAS NATURAL.....	63
2.2.4.5.	RETOS EN EL UPSTREAM DE GAS NATURAL.....	64
2.2.4.6.	INFRAESTRUCTURA DE TRANSPORTE DE GAS NATURAL.....	65
2.2.4.7.	RETOS EN EL TRANSPORTE DE GAS NATURAL.....	65
3.	PROSPECTIVA.....	67
3.1.	SUPUESTOS PARA ELABORACIÓN DE LA PROSPECTIVA.....	67
3.2.	PROYECCIONES DEL CONSUMO FINAL TOTAL DE ENERGÍA.....	67
3.2.1.	CONSUMO FINAL DE ENERGÍA.....	67
3.2.2.	CONSUMO FINAL DE ENERGÍA POR SECTORES.....	68
3.2.3.	CONSUMO FINAL POR FUENTES ENERGÉTICAS.....	69
3.2.4.	PRODUCCIÓN DE ENERGÍA PRIMARIA.....	71
3.2.5.	OFERTA BRUTA INTERNA DE ENERGÍA PRIMARIA.....	72
3.2.6.	PRODUCCIÓN DE ENERGÍA SECUNDARIA.....	72
3.2.7.	OFERTA DE ENERGÍA SECUNDARIA.....	73
3.3.	BALANZA COMERCIAL DE ENERGÍA.....	74
3.4.	INDICADORES ENERGÉTICOS.....	77
3.5.	PROSPECTIVA ELÉCTRICA.....	80
3.5.1.	PROSPECTIVA DE LA DEMANDA ELÉCTRICA.....	80
3.6.	PROSPECTIVA DE HIDROCARBUROS.....	91
3.6.1.	DEMANDA DE HIDROCARBUROS.....	91
3.6.2.	OFERTA DE HIDROCARBUROS.....	92
3.6.3.	PRODUCCIÓN DE DERIVADOS.....	94
3.6.4.	EXPORTACIONES E IMPORTACIONES DE HIDROCARBUROS.....	95
4.	ENERGÍA RENOVABLE.....	102
4.1.	SITUACIÓN ACTUAL.....	102
4.2.	POTENCIAL NACIONAL DE ENERGÍA RENOVABLE.....	103
4.2.1.	POTENCIAL HIDROELÉCTRICO NACIONAL.....	103
4.2.2.	POTENCIAL EÓLICO NACIONAL.....	104
4.2.3.	POTENCIAL SOLAR NACIONAL.....	105
4.2.4.	POTENCIAL GEOTÉRMICO NACIONAL.....	106
4.2.5.	POTENCIAL DE BIOMASA.....	107
4.3.	MARCO LEGAL.....	107
4.4.	SUBASTAS RER (RENOVABLES NO CONVENCIONALES).....	108
4.5.	PROSPECTIVA DE LAS ENERGÍAS RENOVABLES.....	110
5.	EFICIENCIA ENERGÉTICA.....	112
5.1.	MARCO LEGAL.....	112
5.2.	PROSPECTIVA DE EFICIENCIA ENERGÉTICA AL 2025.....	112

Tabla de Gráficos

Gráfico 1 Consumo Final de Energía periodo 2000-2013.....	30
Gráfico 2 Consumo de Energía por tipo de fuente energética.....	31
Gráfico 3 Consumo de Energía por Sectores.....	31
Gráfico 4 Evolución de la intensidad energética y consumo de energía total per cápita 2000–2013.....	32
Gráfico 5 Evolución del Consumo de Energía Eléctrica por Sectores 2000-2013.....	33
Gráfico 6 Evolución del Coeficiente de Electrificación Nacional y del Coeficiente de Electrificación Rural 2000-2013.....	34
Gráfico 7 Evolución de la potencia, máxima demanda y reserva del SEIN [2000 – 2013].....	35
Gráfico 8 Transacciones internacionales de potencia con Ecuador 2009-2013.....	35
Gráfico 9 Evolución del consumo final de Hidrocarburos por producto 2000-2013.....	36
Gráfico 10 Evolución de la Demanda Nacional de Combustibles Líquidos en MBDC y el PBI en 106 US\$ 2000.....	37
Gráfico 11 Evolución de la Demanda Nacional de GLP, Importaciones y Exportaciones, en MBD.....	38
Gráfico 12 Evolución de la Demanda Nacional de Gasolinas + Gasoholes.....	38
Gráfico 13 Evolución de la Demanda Nacional de Diésel B5 y sus Importaciones, en MBDC.....	39
Gráfico 14 Evolución de la Demanda Nacional de Diésel B5 y sus Importaciones, en MBDC.....	40
Gráfico 15 Evolución de la Demanda Nacional de Diésel B5 y sus Importaciones, en MBDC.....	41
Gráfico 16 Evolución del Margen de Refino Cracking del Crudo Brent, en US\$/BI.....	44
Gráfico 17 Evolución de la carga a las Refinerías, en MBDC.....	44
Gráfico 18 Evolución de la demanda de Gas Natural por Sectores de Consumo, en MMPCD.....	48
Gráfico 19 Potencia Instalada vs Demanda.....	49
Gráfico 20 Oferta eléctrica efectiva por zonas. 2013.....	49
Gráfico 21 Producción de Electricidad vs Demanda.....	50
Gráfico 22 Participación en la producción de energía eléctrica por tipo de fuente, año 2013.....	50
Gráfico 23 Evolución de la Producción de Petróleo Crudo en el Perú durante el periodo 2000 – 2013.....	52
Gráfico 24 Evolución del precio del petróleo crudo WTI y BRENT durante el período 2000 – 2013.....	52
Gráfico 25 Evolución de las Reservas Probadas de Petróleo Crudo durante el periodo 2003 – 2013.....	53
Gráfico 26 Evolución de las Reservas Probadas Desarrolladas y No Desarrolladas, periodo 2003 – 2013.....	53
Gráfico 27 Evolución de las Reservas Probadas, Producción e Incorporación de Reservas, y Ratio Reservas / Producción.....	54
Gráfico 28 Evolución de la Exploración Sísmica 2D y 3D, y N° de Pozos Exploratorios.....	54
Gráfico 29 Evolución del N° de Pozos Exploratorios y Factor de Éxito.....	55
Gráfico 30 Evolución de la Producción, Importación y Exportación de Petróleo Crudo, en MBDC.....	56
Gráfico 31 Evolución de la Balanza Comercial del Petróleo durante el periodo 2000 – 2013, en MUS\$.....	56
Gráfico 32 Exportación de Hidrocarburos 2000-2013.....	57
Gráfico 33 Evolución de la Producción de Gas Natural en el Perú durante el periodo 2000 – 2013, en MMPCD.....	58
Gráfico 34 Evolución de la Producción de Líquidos de Gas Natural en el Perú, periodo 2000 – 2013, en MBDC.....	59
Gráfico 35 Evolución del precio marcador internacional del gas natural Henry Hub , periodo 2000 – 2013, en MBDC.....	59
Gráfico 36 Evolución de las Reservas Probadas de Gas Natural durante el periodo 2003 – 2013, en BCP.....	60
Gráfico 37 Evolución de las Reservas Probadas Desarrolladas y No Desarrolladas de gas natural.....	61
Gráfico 38 Evolución de las Reservas Probadas, Producción e Incorporación de Reservas.....	61

Gráfico 39 Evolución de la Exploración Sísmica 2D y 3D, y N° de Pozos Exploratorios de Gas Natural.....	62
Gráfico 40 Evolución del N° de Pozos Exploratorios de gas natural y su Factor de Éxito.....	63
Gráfico 41 Evolución de la Producción y Exportación de Gas Natural	63
Gráfico 42 Evolución de la Balanza Comercial del Gas Natural, en MMUS\$.....	64
Gráfico 43 Proyección del Consumo Final de Energía.....	67
Gráfico 44 Evolución del Consumo Final de Energía por sectores 2014-2025 Escenario: PBI 4,5%.....	68
Gráfico 45 Evolución del Consumo Final de Energía por sectores 2014-2025. Escenario: PBI 6,5%.....	68
Gráfico 46 Estructura de la participación del Consumo Final de Energía por sectores. Escenario: PBI 4,5%.....	69
Gráfico 47 Estructura de la participación del Consumo Final de Energía por sectores. Escenario: PBI 6,5%.....	69
Gráfico 48 Estructura del consumo por categoría de fuentes años 2014 - 2025. Escenario 4,5%.....	70
Gráfico 49 Estructura del consumo por categoría de fuentes años 2014 - 2025. Escenario 6,5%.....	70
Gráfico 50 Evolución de la demanda Total Final de Energía por fuentes. Escenario 4,5%.....	71
Gráfico 51 Evolución de la demanda Total Final de Energía por fuentes. Escenario 6,5%.....	71
Gráfico 52 Producción de Energía Primaria por Fuentes	72
Gráfico 53 Oferta Bruta de Energía Primaria	72
Gráfico 54 Producción de Energía Secundaria	73
Gráfico 55 Oferta Bruta Interna de Energía Secundaria.....	73
Gráfico 56 Balanza Comercial de Energía Total PBI 4,5%.....	75
Gráfico 57 Balanza Comercial de Energía Total PBI 6,5%.....	76
Gráfico 58 Evolución de la Intensidad Energética 2014-2025, PBI 4,5%.....	78
Gráfico 59 Evolución de la Intensidad Energética 2014-2025, PBI 6,5%.....	78
Gráfico 60 Evolución de la Demanda Final Total de Energía Per Cápita 2014-2025	79
Gráfico 61 Emisiones de CO2 equivalente	79
Gráfico 62 Intensidad de las Emisiones de CO2	80
Gráfico 63 Proyección de la Máxima Demanda 2014-2025	80
Gráfico 64 Proyección de la Demanda de Energía Eléctrica 2014-2025.....	81
Gráfico 65 Producción de Electricidad por tipo de fuente (GWh). Escenario 4,5% PBI.....	85
Gráfico 66 Producción de Electricidad por tipo de fuente (GWh). Escenario 6,5% PBI.....	86
Gráfico 67 Crecimiento del Consumo Final de Hidrocarburos Líquidos	91
Gráfico 68 Crecimiento de la Demanda de Gas Natural.....	91
Gráfico 69 Producción de Hidrocarburos (MBD). Escenario 4,5%.....	92
Gráfico 70 Producción de Hidrocarburos (MBD). Escenario 6,5%.....	92
Gráfico 71: Producción de Petróleo Crudo (BPD).....	94
Gráfico 72 Proyecciones de producción de derivados de petróleo y LGN. Escenario 4,5%	95
Gráfico 73 Proyecciones de producción de derivados de petróleo y LGN. Escenario 6,5%	95
Gráfico 74 Proyecciones de las exportaciones de hidrocarburos 2014-2025. Escenario 4,5%	97
Gráfico 75 Proyecciones de las exportaciones de hidrocarburos 2014-202. Escenario 6,5%	97
Gráfico 76 Proyecciones de importación de Hidrocarburos 2014-2025. Escenario 4,5%	98
Gráfico 77 Proyecciones de importación de Hidrocarburos 2014-2025. Escenario 6,5%	98
Gráfico 78 Proyecciones de importación de Hidrocarburos 2014-2025. Escenario 4,5%	99
Gráfico 79 Proyecciones de importación de Hidrocarburos 2014-2025. Escenario 6,5%	99

Gráfico 80 Estructura de la Producción de Energía Eléctrica por fuentes. Año 2013.....	102
Gráfico 81 Precio vs Energía Ofertada	108
Gráfico 82 Estructura de participación por fuentes en la generación de electricidad. Escenario 4,5%	111
Gráfico 83 Estructura de participación por fuentes en la generación de electricidad. Escenario 6,5%	111
Gráfico 84 Consumo Final de Energía con Programas de Eficiencia Energética (TJ)	113
Gráfico 85 Consumo Final de Energía en el Sector Residencial con y sin Programa de EE.....	114
Gráfico 86 Consumo Final de Energía en el Sector Público con y sin Programa de EE.....	114
Gráfico 87 Consumo Final de Energía en el Sector Productivo y de Servicios con y sin Programa de EE.....	116
Gráfico 88 Consumo Final de Energía en el Sector Transporte con y sin Programa de EE.....	116

Tabla de Cuadros

Cuadro 1 Consumo Final per Cápita (TJ/khab) 2000-2012.....	32
Cuadro 2 Intensidad Energética (TJ/106US\$)2000-2012	33
Cuadro 3 Evolución de las Líneas de Transmisión 2005-2013 (km)	51
Cuadro 4 Infraestructura de Transporte de Gas Natural y Líquidos de Gas Natural en el Perú.....	65
Cuadro 5 Principales indicadores	78
Cuadro 6 Oferta Hidroeléctrica 2014-2025, escenario 4,5%.....	82
Cuadro 7 Oferta Térmica 2014-2025, escenario 4,5%	83
Cuadro 8 Oferta Hidroeléctrica 2014-2025, escenario 6,5%.....	84
Cuadro 9 Oferta Térmica 2014-2025, escenario 6,5%.....	85
Cuadro 10 Estimaciones y participación por tipo de tecnología para escenario PBI 4,5%.....	87
Cuadro 11 Estimaciones y participación por tipo de tecnología para escenario PBI 6,5%.....	89
Cuadro 12 Inversiones de nuevos gasoductos	101
Cuadro 13 Capacidad de Transporte de Gasoductos	102
Cuadro 14 Resultados de la Primera Subasta.....	109
Cuadro 15 Resultados de la Segunda Subasta	109
Cuadro 16 Resultados de la Tercera Subasta	110
Cuadro 17 Proyección de Ingreso de Energía por Energía No Convencional 2014-2025	110

Tabla de Figuras

Figura 1 Proyectos de transporte y distribución de gas natural.....	101
Figura 2 Potencial Hidroeléctrico Nacional	103
Figura 3 Potencial Eólico	104
Figura 4 Potencial Solar Nacional.....	105
Figura 5 Potencial Geotérmico Nacional.....	106

Tabla de Anexos

Anexo N° 1 Proyección de Consumo final de Energía (TJ) al 2025, considerando un crecimiento de PBI 4,5 %.....	119
Anexo N° 2 Producción de Energía Primaria y Oferta Interna Bruta de Energía Primaria, escenario PBI 4,5%.....	121

Anexo N° 3 Producción de Energía Secundaria y Oferta de Energía Secundaria, escenario PBI 4,5%	123
Anexo N° 4 Producción de Petróleo, Líquidos de Gas Natural y Gas Natural	125
Anexo N° 5 Producción de Derivados de refinación de petróleo y procesamiento de Líquidos de Gas Natural	131
Anexo N° 6 Exportaciones e Importaciones de Hidrocarburos.....	132
Anexo N° 7 Balance de Gas Natural	134
Anexo N° 8 Inversiones en el Sector Hidrocarburos	135
Anexo N° 9 Proyección de requerimiento de electricidad al SEIN, considerando un escenario de crecimiento de PBI al 4,5 %.....	137

Documento de Trabajo

RESUMEN EJECUTIVO

INTRODUCCIÓN

En la última década, el Sector Energía peruano ha registrado un importante crecimiento debido al incremento de la demanda interna ligado al desarrollo económico de productos y servicios de calidad a precios que reflejaron las condiciones óptimas de un mercado competitivo en las actividades petroleras, y a tarifas resultantes de subastas en el mercado de producción de gas natural y generación eléctrica. En esta década, se han perfeccionado los mecanismos de regulación para aquellas actividades monopólicas, tal es el caso de los servicios de transporte y distribución de energía.

En el periodo del 2003 al 2013, el Producto Bruto Interno (PBI) se incrementó en 86% y la producción de electricidad aumentó en 92%, en tanto que la producción de hidrocarburos lo hizo en 260%. En el mismo período, el consumo final nacional de estos recursos energéticos se incrementó en 92% para la electricidad mientras que en 100% para los hidrocarburos líquidos y el gas natural agregados. Lo que significa el mayor crecimiento de la actividad económica y de la demanda de energía de las últimas décadas, en base a la creciente inversión privada en infraestructura, así como por la inversión social desarrollada por el Estado.

En esta década, de auge económico para nuestro país, se contó con el soporte de un suministro de energía seguro. Esto se debe principalmente al gas natural, que permitió atender la demanda adicional así como iniciar la exportación de este recurso en cantidades equivalentes al consumo interno. La oferta de las demás fuentes de energía registro un leve descenso, como en el caso de la producción de petróleo crudo. Esta situación trajo como consecuencia el incremento de su importación; además, se produjo un crecimiento limitado para las fuentes hidroeléctricas. En esta década, se han diversificado las fuentes de producción del mercado energético esencialmente con el gas natural, recurso con precios competitivos y bajo nivel de emisiones, siguiendo las tendencias del planeta.

El acceso a la energía ha registrado avances significativos desde la reforma del sector instrumentada a mediados de los años 90. La cobertura eléctrica promedio nacional pasó de 57% en el año 1993, a 71 % el año 2003 y ha llegado a tener el 91% de cobertura en el año 2013. Las actuales políticas de inclusión social energética aseguran elevar aún más este porcentaje en los próximos años con la finalidad de acercarnos a un 100%, el mismo que incluye a proyectos de suministro eléctrico fuera del sistema integrado. Las conexiones de gas natural en Lima metropolitana iniciaron su desarrollo el 2005. Y logró satisfacer a 30 mil consumidores residenciales hasta el 2010, para luego sobrepasar, en la actualidad, los 270 mil consumidores a nivel nacional.

La competitividad energética, expresada en la ausencia de subsidios externos a los principales energéticos y a los precios de mercado registrados obtuvo un reconocimiento significativo los últimos dos años por el Foro Económico Mundial, cuyo panel de expertos la calificó como una de las más eficientes en el mundo por su contribución al desarrollo y crecimiento económico.

En el caso de los combustibles líquidos, la inestabilidad de los mercados ha sido atenuada por un fondo de equilibrio, y al mismo tiempo se ha seguido las tendencias de calidad con mejoras en las especificaciones con el fin de mitigar el efecto adverso en el medio ambiente al incorporar biocombustibles. En el consumo interno, destacan el crecimiento significativo de la demanda de Gas Licuado de Petróleo (GLP) en el mercado residencial, del diésel, y turbo A1 en el Sector Transporte. En este periodo, el retraso en la implementación de inversiones en refinación ha acentuado la dependencia a la importación del diésel. Los esfuerzos deberán encaminarse en los siguientes periodos a otros objetivos: reducir la importación de crudo y diésel, asimismo su demanda por sustitución para acercar el patrón de oferta energética nacional al de la demanda.

En este contexto, el documento analiza las medidas de política sectorial a implementar; además, destaca los proyectos de inversión que se relacionan con los objetivos sectoriales básicos; es decir contar con un abastecimiento energético competitivo, lograr la seguridad y el acceso universal al suministro energético, y desarrollar los proyectos energéticos con mínimo impacto ambiental y bajas emisiones de carbono en un marco de desarrollo sostenible.

PLANEAMIENTO ENERGÉTICO Y LA PROYECCIÓN A MEDIANO PLAZO

El suministro energético seguro, confiable, oportuno y accesible para todos los sectores económicos y sociales del país que respetan el medio ambiente resulta determinante para el crecimiento económico hacia el desarrollo sostenible.

Resulta, por lo tanto, de suma importancia prever necesidades energéticas futuras, al considerar los diferentes recursos existentes en el país y los requerimientos de importación, el comportamiento de los mercados energéticos, las tendencias de la actividad económica, población y la tecnología, así como de la infraestructura necesaria de producción, transporte y distribución.

En este escenario, el proceso de planeamiento energético se convierte en una herramienta necesaria para revisar el entorno y reformular estrategias en el desarrollo de una política de largo plazo. La planificación energética será el instrumento principal para hacer frente a estos desafíos. Una planificación que permita observar los escenarios posibles en el desarrollo de la demanda y de la oferta, además de los proyectos que debemos emprender para hacerlos posibles. No se pretende interferir con las iniciativas de inversión sino señalar guías para su desarrollo con un instrumento referencial y ordenado.

Específicamente, este documento del plan ha sido preparado por el Ministerio de Energía y Minas - MINEM con el apoyo del Comisión Consultiva¹ que se ha fijado dos metas: la presente

¹ Constituida por R.M. 185-2014-MEM/DM y que se encuentra integrado por los señores y señora:

- Luis Del Castillo
- Carlos Herrera Descalzi
- Daniel Hokama Tokashiki
- Carlos Loret de Mola
- Juan Antonio Masías Echegaray
- Miguel Palomino Bonilla
- Martín Vizcarra Cornejo
- Molvina Zevallos Manzuri

propuesta de plan para el mediano plazo (hasta el horizonte 2025), y la preparación de una propuesta para institucionalizar el proceso de planeamiento energético en nuestro país.

El Plan 2014-2025 se basa en algunos supuestos; en particular propone tres hipótesis centrales. En primer lugar, se considera que la economía nacional crecerá en un promedio 4,5% anual y, en un escenario más optimista, 6,5% anual, situación que permitiría confirmar que las reservas e infraestructuras sean suficientes para seguir soportando altas tasas de crecimiento.

En segundo lugar, se postula que el nivel de los precios energéticos en el mercado nacional seguirán las tendencias de los precios mundiales de la energía, a excepción del gas, cuyo precio reflejará las condiciones contractuales actuales e incorporará más lotes con precios acordes a la oferta y demanda nacional.

En tercer lugar, se plantea la existencia actual de la disponibilidad de recursos, basados en el hecho de que actualmente se cuenta con reservas de producción y recursos de hidroelectricidad, gas natural y energías renovables no convencionales, todos ellos ampliamente preparados para enfrentar el crecimiento económico propuesto.

El Perú, en su firme propósito de desarrollo sostenible e integración regional, ha encontrado en la energía limpia su mejor instrumento. En función a ello, la próxima década el sector energético continuará impulsando la inclusión social y el crecimiento económico.

CONSUMO FINAL DE ENERGÍA

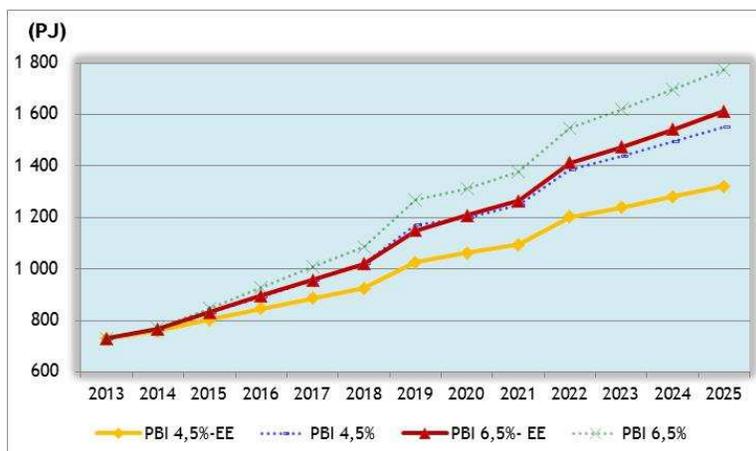
En el próximo periodo del 2014-2025, se espera que el consumo final de energía continúe creciendo en función al desarrollo de la economía interna, el aumento de la población urbana y la ampliación de la cobertura energética, a pesar de la aplicación de medidas de uso eficiente de la energía (EE) en los sectores residencial, servicios, industrial y transporte. Sin embargo, la dependencia a los combustibles fósiles seguirá siendo determinante, y la contribución de los hidrocarburos líquidos y gaseosos en la matriz energética alcanzará el 76%, ligeramente menor a la actual contribución que alcanza el 80%.

Por su parte, el gas natural, la electricidad, el gas licuado de petróleo - GLP y el diésel, serán los recursos energéticos con mayor participación en la estructura del consumo final de energía. Los energéticos con mayor tasa de penetración serán el gas natural y el GLP, mientras que el petróleo residual y los derivados de la biomasa (leña, bosta y yareta) tendrán menor participación, debido a su reemplazo en los mercados residenciales e industriales. Asimismo, la contribución de las energías renovables no convencionales (solar, eólica, geotermia) aún será pequeña; sin embargo, las energías renovables convencionales (hidroelectricidad) continuarán con una participación alta.

El creciente consumo final de energía, que se estima pase de 800 miles de Tera Joule (TJ) a la fecha, a un rango entre 1 321 miles de TJ a 1 612 miles de TJ en el 2025, según el escenario de crecimiento del PBI, será abastecido con recursos energéticos internos y con tecnologías de

generación de energía a costos competitivos, donde el gas natural será el recurso más utilizado en el consumo final como en el sector transformación. Las otras fuentes relevantes continuarán siendo la electricidad, el diésel y el GLP.

Gráfico N°1: Proyección del Consumo Final de Energía



EE: proyección del consumo final de energía con medidas de eficiencia energética.

Fuente: MINEM

Cuadro N° 1: Estructura del consumo final por fuentes: 2014 – 2025

Fuente	Año 2014	Año 2025 – PBI 4,5%	Año 2025 – PBI 6,5%
Electricidad	19%	18%	20%
Gas Natural	13%	35%	35%
Diésel	28%	19%	18%
GLP	10%	12%	12%
Gasolina Motor	8%	4%	4%
Turbo	5%	4%	4%
Petróleo Industrial	2%	0%	1%
Carbón Mineral & Derv.	3%	3%	3%
Bosta & Yareta	1%	1%	0%
Dendroenergía (*)	11%	4%	3%
Total	100%	100%	100%

(*) Incluye leña, carbón vegetal y bagazo

Fuente MINEM

El crecimiento económico y las políticas de inclusión social exigen esfuerzos para masificar el consumo de gas natural - Gasoductos, Gas Natural Comprimido (GNC) y Gas Natural Licuefactado (GNL) - de manera que nos permita seguir siendo autoabastecidos con un energético nacional y disminuir las importaciones. Es necesario también promover el

desarrollo del mercado de combustibles marinos (IFO's)² para obtener un mejor destino de los petróleos industriales que hoy se exportan.

La demanda por sectores (hidrocarburos y electricidad) nos dan una perspectiva más precisa de la evolución de estos mercados según se indica:

Hidrocarburos:

En el periodo 2014 - 2025 se espera que el consumo de combustibles líquidos pase de 209 miles de barriles día (MBD) a 285 MBD o, en otro escenario, de 212 a 339 MBD, por lo cual es necesario impulsar el desarrollo de una infraestructura logística de distribución de combustibles para abastecer a los mercados regionales y, en especial, a los sectores que promueven el crecimiento económico, así como continuar con una política de precios de hidrocarburos que siga la tendencia del mercado internacional, evitando distorsiones en el mercado interno de combustibles. En este sentido los proyectos de modernización de las refinerías de Talara y La Pampilla son de gran importancia.

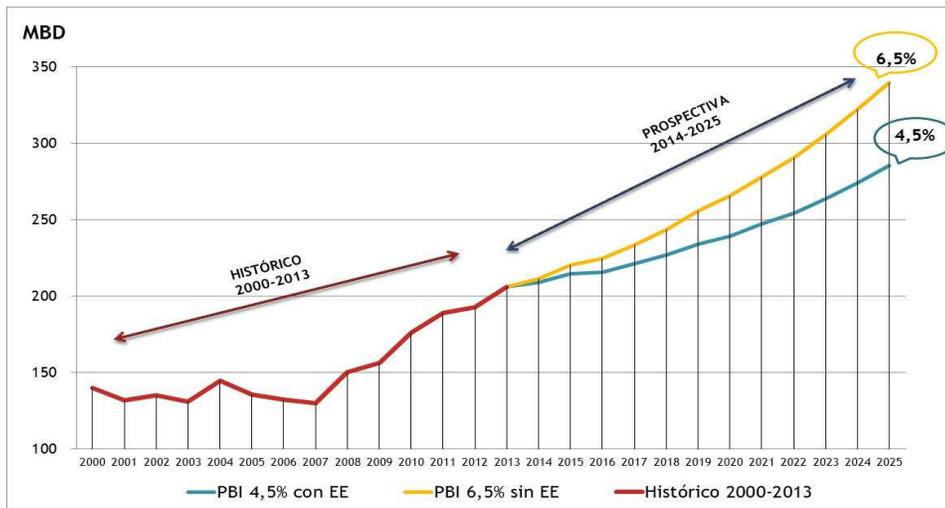
En el plano social, la masificación de gas natural se consolidará a partir del desarrollo de la red nacional de gasoductos, el transporte en las opciones GNC y/o GNL y el desarrollo inicial de las redes de distribución en las principales ciudades del país.

Mientras se alcanza esos objetivos, el Fondo de Inclusión Social Energético (FISE) contribuirá con brindar acceso al gas natural para 1,2 millones de familias de escasos recursos económicos del país, a través de la entrega de vales de descuento para adquirir balones de GLP o, en caso existan redes de distribución de gas, para cubrir parte de los costos de conexión, acometida, e instalaciones internas.

Se prevé que en el año 2025 la demanda de gas natural, que incluye el consumo final más de lo requerido para la generación de electricidad y el desarrollo de la petroquímica a nivel nacional que ascenderá entre 1 900 millones de pies cúbicos día (MMPCD) a 2 400 MMPCD al 2025, para ello requerirá desarrollar un sistema nacional de gasoductos para su abastecimiento.

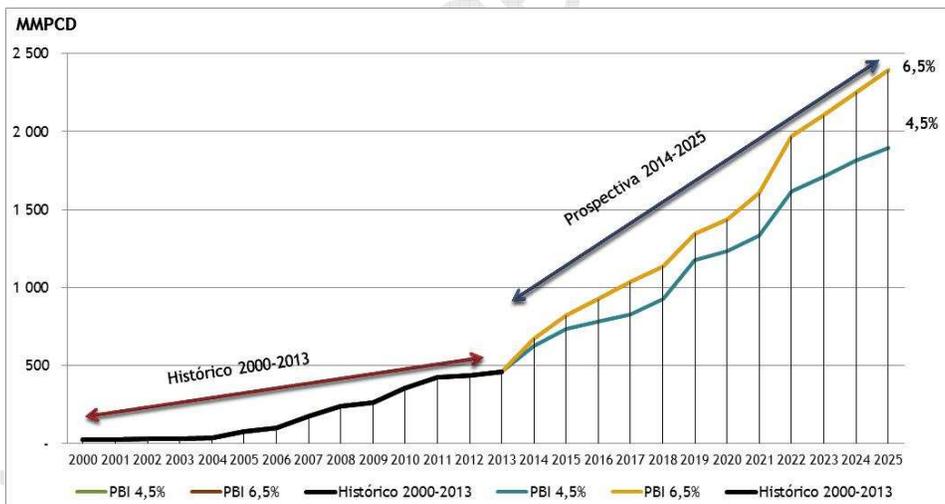
² El IFO (Intermediate Fuel Oil), es un combustible marino que se usa en el motor principal de las naves (buques) de tráfico internacional, está compuesto de una mezcla de Petróleo Industrial N° 6 con Diesel (Aproximadamente 95% PI6 + 5% Diesel).

Gráfico N° 2: Crecimiento del Consumo Final de Hidrocarburos Líquidos



Fuente: MINEM

Gráfico N° 3: Crecimiento de la Demanda de Gas Natural



Fuente: MINEM

Electricidad:

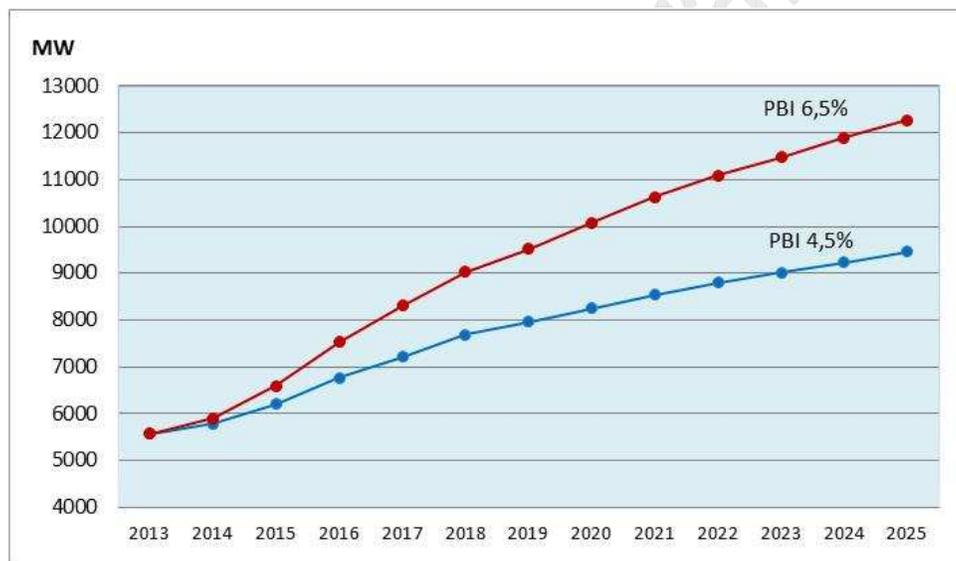
La demanda de electricidad continuará con la tendencia creciente de los últimos veinte años. Se estima que su crecimiento estará basado principalmente en el desarrollo de los proyectos mineros e industriales, y en la facilitación de estas inversiones, así como en el desarrollo de las principales ciudades en las regiones del país.

La demanda pasará de los actuales 5 800 megavatios (MW) a un rango entre 9 500 MW y 12 300 MW al 2025 según los escenarios de crecimiento del PBI de 4,5% y 6,5% respectivamente. En los primeros tres años, su crecimiento será mayor con tasas de 6,6%, y

luego disminuirá en espera de nuevos proyectos. El mercado de electricidad cuenta con dos segmentos: el regulado que atiende a más de 6,5 millones de familias (55% del consumo total), y el segmento libre con 260 consumidores industriales y mineros principalmente.

En el ámbito de la cobertura eléctrica, los niveles actuales de 91% de electrificación alcanzarán valores de cobertura cercanos al 100% (luego de más de 130 años de su inicio) mediante redes convencionales instaladas en lugares de fácil acceso, y mediante sistemas fotovoltaicos off-grid (fuera del sistema interconectado) para las poblaciones alejadas (atendiendo en una primera etapa a 150 mil viviendas y, en una etapa posterior, hasta 500 mil según la reciente subasta). La demanda asociada a este incremento no será significativa con relación al crecimiento del mercado actualmente atendido, no obstante, será importante contar con una política de acceso a la energía que haga sostenible las reformas.

Gráfico N° 4: Proyección de la Máxima Demanda 2014-2025



Fuente: MINEM

OFERTA DE ENERGÍA

La matriz energética muestra que la participación de los hidrocarburos ha sido creciente y mayoritaria: creció desde 67% en el 2000, hasta 80% en el 2013; esto se debe principalmente al aumento de la producción de gas natural. En el mercado eléctrico, la hidroelectricidad ha pasado de representar el 81% en el 2000, a 53% en el 2013.

Hidrocarburos

Actualmente, el Perú es un país deficitario de petróleo crudo y destilados intermedios, importando 85 MBD de petróleo y 48 MBD de diésel, con un costo en la balanza comercial negativo de - 3 000 MMUS\$. Para disminuir la dependencia en la importación de petróleo, el sector debe fomentar una política de exploración y producción petrolera que nos lleven a ser

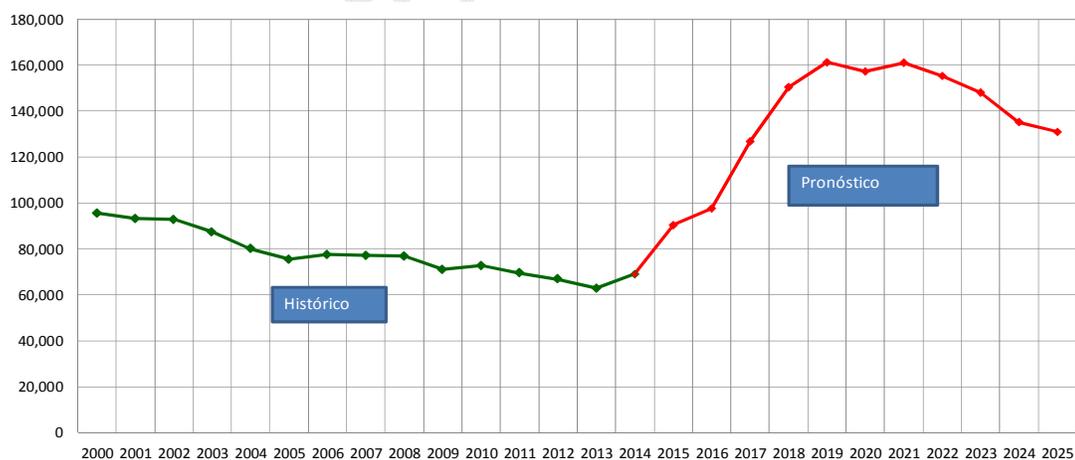
un país autoabastecido de petróleo crudo y una política refinera acorde con las características de la producción nacional de petróleo crudo para la materia prima, y de un grado de complejidad en la producción de derivados que se acerque al patrón del consumo nacional.

Para el logro de este objetivo, se debe incrementar la actividad exploratoria, tanto de recolección de datos sísmicos 2D y 3D, como de perforación de pozos exploratorios, con el propósito de aprovechar los avances tecnológicos que mejoren los factores de éxito, además de diversificar la actividad en cuencas frontera de mayor riesgo y de incrementar el área efectiva de exploración en los contratos vigentes y, por último, de hacer sostenible la actividad de explotación de las reservas probadas no desarrolladas, especialmente aquellas de crudos pesados.

Para este fin, se plantearán objetivos anuales mínimos de nuevos descubrimientos, nuevos niveles de producción, nuevas inversiones en infraestructura logística, con la participación de los operadores de los lotes petroleros, el Ministerio de Energía y Minas, PERUPETRO, OSINERGMIN, y todas las instituciones que participan en el otorgamiento de permisos de la actividad petrolera. La implementación de estos objetivos implica facilitar la inversión con regulaciones predecibles aplicadas por funcionarios calificados.

Entre otros incentivos, se debe evaluar los trámites para obtener los permisos que la actividad petrolera requiere, rediseñándolos en función a la promoción de la inversión en la exploración y explotación de petróleo de manera sostenible.

Gráfico Nº 5: Producción de Petróleo Crudo (BPD)



Fuente: MINEM

Se estima que la producción de petróleo crudo pasará de 62 MBD a 153 MBD en el año 2025. Esto significa que se debe capitalizar el esfuerzo de las empresas para incrementar la producción en lotes que actualmente se encuentran en explotación, tales como el Z-2B, 1-AB, X, 67 e iniciar el desarrollo de los lotes tales como el 64 y 131.

Un importante objetivo de la década, con relación a la balanza comercial energética, es reducir la dependencia a las importaciones, impulsando la mayor producción de derivados de los hidrocarburos líquidos, la modernización de las refinerías del país -con la capacidad de procesar crudos pesados-; así como la mayor producción de petróleo crudo en las zonas del noroeste y la selva del país, sumados a un mejor manejo de la demanda resultante de las políticas de eficiencia.

Por tanto, es imprescindible para el logro de este objetivo que se lleve a cabo la modernización de las refinerías de Talara y La Pampillas en los plazos previstos.

Se estima que la balanza comercial de hidrocarburos del 2014 al 2025, si se asume un crecimiento del PBI del 4,5%, denotaría una elevación en la exportación a una tasa de 9,17% y la importación a una variación de 6,07%; por ende, registraría un saldo de balanza de 140 MBD en el año 2025.

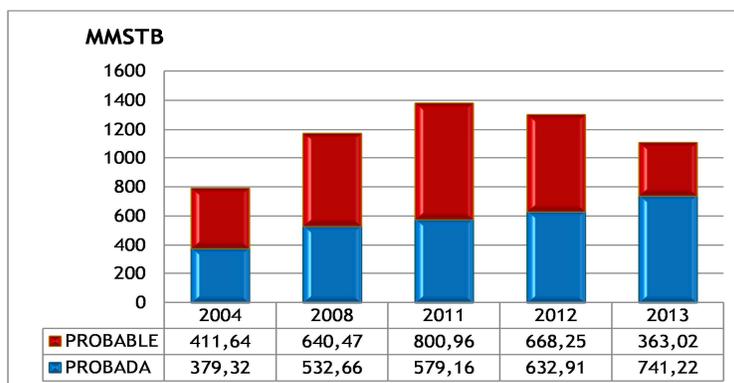
En el caso de que el crecimiento del PBI fuera de 6,5% durante el período 2004-2026 la exportación tendría una tasa de variación promedio anual de 8,85% y las importaciones una tasa de 8,08%; siendo el saldo de la balanza comercial en el año 2025 de 87 MBD.

Explotar los recursos con el propósito de maximizar su procesamiento industrial competitivo y tratar los minerales será una tarea permanente. Desarrollar industrias petroquímicas tanto de la familia del metano como del etano, fertilizantes y polímeros, ayudará a la diversificación industrial, y con ello a mejorar la calidad de vida de los peruanos. Luego de esta tarea se podrá exportar este recurso de distintas formas y a distintos mercados regionales y globales.

Las reservas probadas de gas y los recursos hídricos aseguran el autoabastecimiento. Atender la demanda de energía requiere igualmente de inversiones en el desarrollo de la infraestructura necesaria para el transporte a todas las regiones del país, que permita dotar de energía de calidad en gas y electricidad al mayor número de ciudadanos y desarrollar nuevos servicios e industrias como la industria petroquímica.

En el caso de petróleo, hay una serie de prospectos o estructuras geológicas con grandes expectativas de descubrimiento y confirmación en los lotes, 95, 102, 116, 126, 131, 135, 137, Z-6, Z-1, Z-38 y Z-46, también el Lote Z-2B actualmente en explotación.

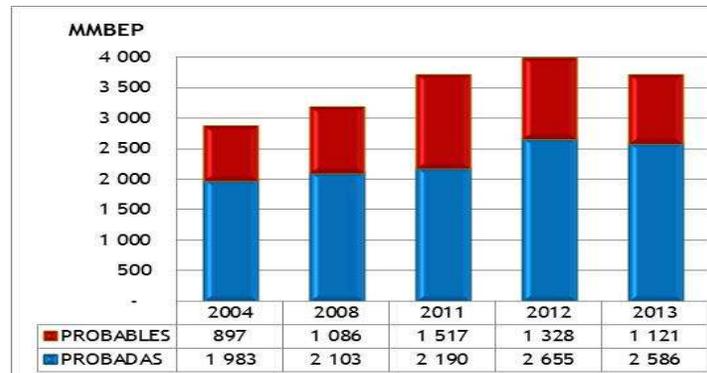
Gráfico Nº 6: Reservas de Petróleo Crudo



Fuente: MINEM

En relación al Gas Natural, en los lotes en exploración 58, 76, Z-1, Z-6 y XIII y explotación 88, 56, 57 y Z-2B también hay una serie de prospectos o estructuras geológicas con potencial de reservas.

Gráfico Nº 7: Reservas de Gas Natural



Fuente: MINEM

Se hace necesario dinamizar la actividad exploratoria. Para ello se requiere rediseñar los procesos para la obtención de permisos y/o autorizaciones y fortalecer la institucionalidad de PERUPETRO para promover la inversión en las actividades de hidrocarburos de manera sostenible.

Electricidad

En la siguiente década, la producción de energía eléctrica provendrá, en mayor proporción, de la hidroelectricidad, incrementándose también la participación de fuentes renovables no convencionales a través de subastas y en función a los costos competitivos de las tecnologías que utilizan. En el caso de la generación térmica se utilizará tecnologías más eficientes, a gas natural.

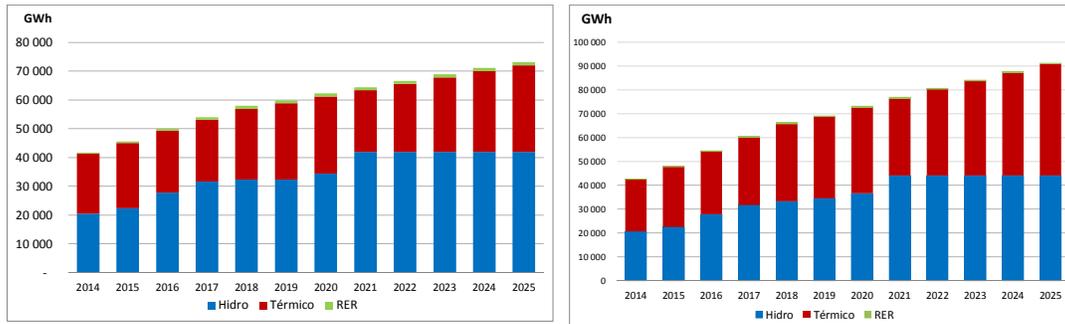
El desarrollo de fuentes de generación para la próxima década ya se ha iniciado. En primer lugar, la generación termoeléctrica del nodo energético del sur con más de 2 000 MW, con turbinas en ciclo simple de gas natural y que podrá alcanzar más de 3 000 MW en ciclo combinado, consolidarán la generación descentralizada en el sur peruano.

Con relación a las fuentes renovables, las nuevas centrales de generación hidroeléctrica se irán incorporando al 2018 (aproximadamente 2 000 MW en actual construcción). Adicionalmente, para los años 2020 y 2021 estarán en operación los 1 200 MW de generación hidroeléctrica licitados durante el 2014. Sumado a ello, se añadirá recursos renovables no convencionales que elevarán su contribución al 5%, todo lo cual evidencia el compromiso por desarrollar este tipo de fuentes de energía.

Gráfico N° 8: Producción de Electricidad por Fuente

Escenario: PBI 4,5%

Escenario: PBI 6,5%



Fuente: MINEM

INFRAESTRUCTURA DE TRANSPORTE Y DISTRIBUCIÓN

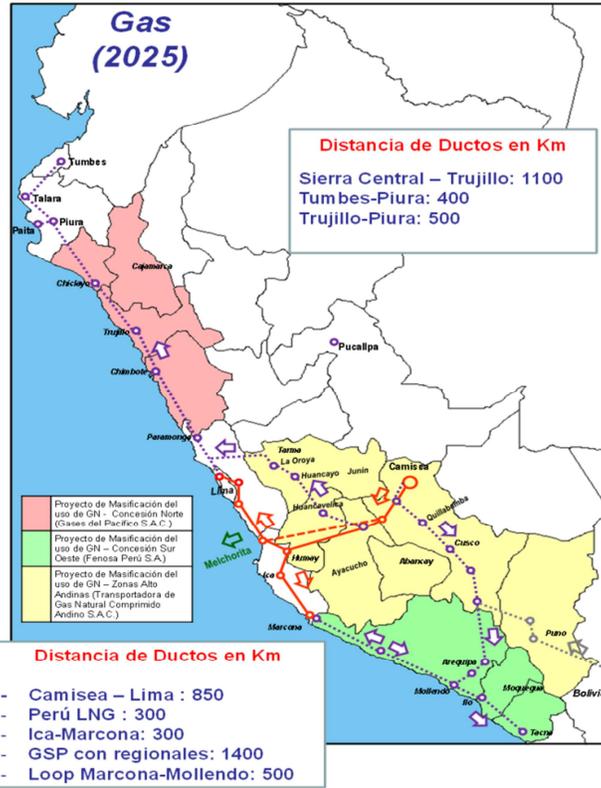
a) El gas

El Gasoducto Sur Peruano incrementará la capacidad de transporte de gas natural en 500 MMPCD y, en el mediano plazo, alcanzará los 800 MMPCD estimulando la mayor producción de los lotes petroleros de Camisea y la inversión en exploración de los lotes ubicados en su área de influencia. Este proyecto permitirá desconcentrar la generación térmica en la costa sur del país, y desarrollar un complejo petroquímico de metano y etano.

La Red Nacional de Gasoductos permitirá seguir desarrollando infraestructura energética tanto en el norte como en el sur del país, y de esta manera garantizar su confiabilidad con gasoductos redundantes en la zona de seguridad energética. El desarrollo del mercado local del gas natural, en la última década, ha significado pasar de 80 MMPCD a 600 MMPCD en el periodo 2004 al 2014, cuyo principal demandante es la generación de electricidad. En el periodo 2014 - 2025 se espera descentralizar el desarrollo, en primer lugar, hacia el sur del país y, luego, hacia el centro y norte.

Un importante hito será desarrollar la Red Nacional de Gasoductos que estará integrado por el Gasoducto del Sur, adjudicado el presente año, el gasoducto del norte y el Gasoducto del Centro, los cuales responderán al crecimiento económico esperado de dichas zonas. El desarrollo del gas natural ha estado limitado por la deficiente infraestructura de transporte nacional. La nueva infraestructura de transporte de gas natural y líquidos de gas natural permitirá poner en valor reservas probadas aún no explotadas en los lotes 88, 56, 57 y reservas probables de los lotes 58 y 76.

Gráfico N° 9: Red Nacional de Gasoductos



Fuente: **MINEM**

La definición de metas de exploración y explotación de gas natural requiere, al mismo tiempo, fijar criterios de confiabilidad en los sistemas de transporte hacia el mercado.

Para este fin, se estima instalar infraestructura adecuada para comercializar los combustibles líquidos y asegurar el suministro de gas natural, contrarrestando así la incertidumbre en el mercado de gas y diversificando las fuentes de oferta en caso de emergencias.

Se priorizará la ejecución de los gasoductos y poliductos en la zona de seguridad energética que comprende Malvinas - Chiquintirca para dar redundancia al sistema de transporte existente de gas natural y líquidos de gas natural, afianzando, de esa manera, la seguridad energética del país. Asimismo se desarrollarán los gasoductos regionales en el sur del país, así como las redes de distribución en las principales ciudades del Perú que actualmente están en proceso de adjudicación por parte de la Agencia de Promoción de la Inversión Privada - Proinversión. La fuente de suministro serán los gasoductos existentes así como el GNC y GNL, según corresponda.

b) Electricidad

El sistema de transporte de electricidad en 500 kV y 220 kV en el país se continuará afianzando, conforme al Plan de Transmisión 2015-2024 del Sistema Eléctrico Interconectado Nacional, resultante de la propuesta del COES, con la revisión y aprobación de los entes reguladores y normativos del Estado. Este plan permitirá la integración de todas las regiones

del país en un sistema interconectado, es decir, otorgará oportunidades de nuevas inversiones desconcentradas de generación eléctrica al emplear estas redes. Igualmente, permitirá la integración regional de la Comunidad Andina.

La actividad empresarial en las distribuidoras de electricidad estatales en las regiones, abrirá las oportunidades para la participación privada mediante ofertas en bolsa y a través de asociaciones público privadas que permitan contar con los capitales necesarios para garantizar el desarrollo de infraestructura de la transmisión secundaria y la distribución de electricidad. Esta medida será paralela a la implementación de prácticas de gobierno corporativo en las empresas.

INCLUSIÓN SOCIAL ENERGÉTICA

El esfuerzo para incrementar la cobertura de electrificación nacional se centrará principalmente en zonas rurales, aisladas y de frontera, donde la electrificación es un medio para mejorar su calidad de vida de las personas, mitigar la pobreza y desincentivar la migración masiva a las ciudades. El desafío del sector es llevar energía a 2,2 millones de peruanos de las zonas rurales a través de la extensión de redes y soluciones no convencionales como los paneles solares, para lo cual se empezará adjudicando un proyecto de financiamiento, instalación, operación y mantenimiento de hasta 500 mil paneles solares que elevarán la cobertura de energía cerca al 100%.

En el plano social, la masificación de gas natural se consolidará no solo a partir del desarrollo de los gasoductos, sino a través de su transporte en las opciones GNC y/o GNL y el desarrollo inicial de las redes de distribución en las principales ciudades del país (en total 26). En tanto suceda esto, el Fondo de Inclusión Social Energético (FISE) contribuirá con el acceso al gas (GLP) mediante vales de descuento a no menos de 1,2 millones de familias a nivel nacional, entregas de kits de cocinas de GLP y mejoradas a la población vulnerable.

El uso de combustibles de biomasa (como la leña) para la cocción de alimentos es una fuente importante de contaminación del aire dentro de los hogares pobres de países en desarrollo como el Perú, y es un factor de riesgo de las infecciones respiratorias agudas (IRA) y de muertes de niños.

La implementación de cocinas mejoradas reduce y hace más eficiente el uso de todos los combustibles, pues disminuye hasta en un 50% la intensidad energética del consumo de leña. Por lo tanto, es considerada como una Medida de Eficiencia Energética y de Mitigación de gases de efecto invernadero (GEI) pues permite obtener 3,04 toneladas menos de contaminación de CO₂ al ambiente cada año (CO₂/año), por cocina. Es por ello que está considerada como una meta de eficiencia energética al 2025.

Cuadro Nº 2: Indicadores de Inclusión Social de Energía

	2003	2010	2013	2016	2025
Cobertura de electricidad	70,8%	82,0%	90,3%	95,8%	99,0 %
Masificación gas natural: conexiones	---	30 000	164 000	560 000	1 800 000
Distribución kit de cocinas GLP: familias beneficiadas	---	---	296 000	1 000 000	1 000 000
Distribución Vales FISE-GLP: familias beneficiadas	---	---	645 000	1 200 000	1 200 000
Cocinas mejoradas: familias beneficiadas	---	64 000	72 000	144 000	500 000

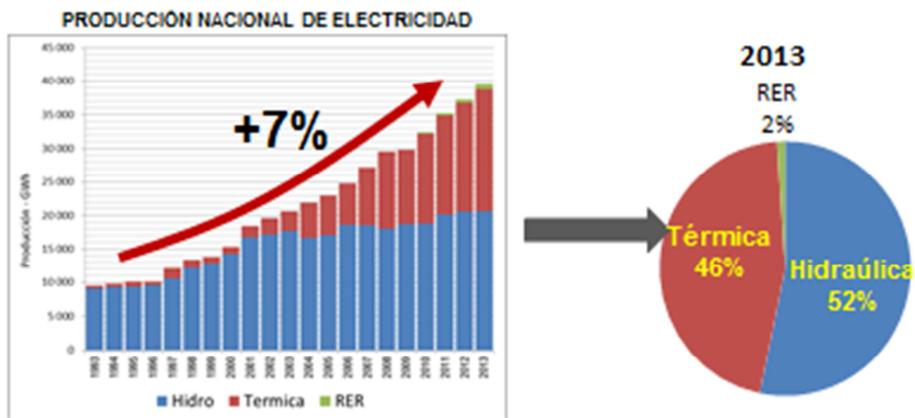
Fuente: **MINEM**

ENERGÍAS RENOVABLES

El compromiso con las energías renovables continuará de manera decidida en el país. En el ámbito eléctrico, más allá de las centrales de generación renovables convencionales (hidroeléctricas) que vienen operando en el país hace muchos años, se continuará con la promoción de las energías renovables no convencionales, entre ellos la energía eólica, solar, minihidros, etcétera.

La región latinoamericana es abundante en potencial de energías renovables y se constituye actualmente como la región del planeta con mayor participación de las fuentes convencionales. Su evolución en el tiempo ha registrado niveles de participación de más de 90% en la producción de electricidad en años anteriores, según se explica en el siguiente gráfico:

Gráfico Nº 10: producción de electricidad por fuente



Fuente: **MINEM**

En ese mismo sentido, las energías renovables no convencionales se han desarrollado con subastas realizadas por tipo de tecnologías y estas han logrado alcanzar 746 MW, conforme al detalle que se presenta en el siguiente cuadro:

Cuadro N° 3: Desarrollo de los Recursos Energéticos Renovables - RER

Tecnología	Potencia (MW)
Hidroeléctricas < 20 MW	391
Eólicas	232
Solares	96
Otros	27
Total	746

Fuente: MINEM

Adicionalmente, se culminó la subasta de 500 mil sistemas fotovoltaicos off-grid equivalentes a 50 MW de capacidad que se instalarán en las áreas rurales del país.

La oferta de energías renovables constará principalmente de la subasta de 1 200 MW de centrales hidroeléctricas para los años 2020-2021. Con relación a las RER se estima alcanzar el 5% previsto en la ley para las tecnologías no hidroeléctricas. Entre los proyectos a considerar están los sistemas híbridos (diésel/fotovoltaicos) en zonas aisladas, fotovoltaicos, eólicos y biomasa para los sistemas aislados e interconectado nacional. Se estima alcanzar en el corto plazo no menos de 200 MW adicionales de nueva generación renovable no convencional. Estas medidas nos ayudarán a contar con una participación mayor al 60% de energías renovables en la matriz de producción eléctrica.

En el caso de los hidrocarburos, la introducción de los biocombustibles ha sido importante en el pasado. Basado en la libre competencia y libre acceso a la actividad, se implementaron las metas de la Ley de Promoción del Mercado de Biocombustibles para el etanol y para el biodiesel. En esta materia es conveniente fijar los contenidos mínimos obligatorios y resolver temas como disponibilidad de tierras que permitan su producción competitiva así como resolver los problemas técnicos asociados con el aceite de palma en el caso de los biodiesel.

La contribución de las energías renovables tanto en electricidad como en los hidrocarburos será una política de Estado, como una contribución desde este ámbito a la mitigación de los efectos del cambio climático.

EFICIENCIA ENERGÉTICA

Para el periodo 2014 – 2025 se impulsará una política de eficiencia energética dirigida a la disminución de la dependencia externa, el aumento de la competitividad del sector energía, menores impactos ambientales y mejora en el acceso a la energía.

El efecto de esta política en materia de reducción del gasto y/o costos operativos de los consumidores a todo nivel - residencial, público, industrial y transporte - es significativo, y contribuye de esta manera a aumentar su ingreso disponible y su competitividad.

La reducción del gasto y/o costos operativos se logra disminuyendo el consumo final de electricidad y diésel mediante el uso de tecnologías más eficientes tales como luminarias LEDs³, termas solares, cocinas mejoradas a leña y el desarrollo de proyectos de cogeneración y la sustitución de calderos y motores eléctricos por otros de mayor eficiencia.

Para el caso del sector transporte, el desarrollo de una política de eficiencia energética requiere la progresiva sustitución de vehículos más eficientes a gas natural, la gestión eficiente del combustible Gas Natural (GNC o GNL) en las flotas de transporte de pasajeros y carga, la ampliación del transporte eléctrico y el uso de corredores de transporte masivo o metros en las principales ciudades del país.

Por otro lado, en materia de consumo en los próximos 10 años, el país contará con los Reglamentos de Etiquetado de Eficiencia Energética para los artefactos electrodomésticos, calentadores de agua, iluminación, motores eléctricos y calderos; y el establecimiento de estándares mínimos de eficiencia energética para los mismos.

INTEGRACIÓN ENERGÉTICA

El Perú cuenta con recursos energéticos para ser considerado un importante HUB de integración de energía en la región. Dichos recursos hicieron posible soportar crecimientos anuales de hasta 9%, manteniendo precios competitivos que han contribuido decisivamente al crecimiento del país y a poder diversificar la matriz energética combinando proyectos de generación eléctrica.

Sin embargo, para el fortalecimiento de nuestro sistema contra cambios inesperados se plantea la interconexión con nuestros vecinos y la creación de un mercado regional que incorpore los beneficios de una complementariedad climática, de un mercado ampliado que permita adquirir la energía en las mejores condiciones, y el aprovechamiento de la reserva.

Durante el periodo 2014 – 2025 se fortalecerá los proyectos de integración energética con Ecuador, Brasil, Chile, Colombia, y Bolivia. Estas interconexiones tiene similares características, pero la infraestructura existente y/o por construir hace que algunos enlaces resulten más factibles y rentables a corto plazo que otros, y esto marca las prioridades.

Actualmente, se ha avanzado con el diseño de un enlace eléctrico en 500 kV con Ecuador, en adición al enlace de emergencias de 220 kV (kilovoltio). El nuevo enlace permitirá un intercambio permanente de los excedentes en cada país a precios de mercado.

A futuro, se aspira que el sector energía se convierta en un HUB Energético de la región, que luego de abastecer la demanda interna, pueda exportar energía de manera sostenible.

CAMBIO CLIMÁTICO

La modificación de la matriz energética, no solo en el Perú, sino también en el mundo, es un componente de alta relevancia en los esfuerzos globales para la mitigación del cambio

³ Del acrónimo inglés LED, light emitting diode: 'diodo emisor de luz'

climático y la reducción de las emisiones de gases de efecto invernadero, generados por el uso de combustibles fósiles en la producción de energía.

Se estima que en el 2025 las emisiones de Gases de Efecto Invernadero generadas por el consumo final de la energía en los diferentes sectores, fluctuaría entre 81 mil y 92 mil Giga Gramo de dióxido de carbono equivalente (Gg de CO2 eq), valores inferiores entre 15 % y 10%, respectivamente, a lo que habría resultado sin la aplicación de medidas de eficiencia energética en los sectores residencial, servicios, industria y transporte.

De otro lado, en el año 2025 las emisiones generadas por el proceso de transformación de la energía fluctuarían entre 41 mil y 51 mil Gg de CO2 eq.

Desde la perspectiva del sector energético, se considera que las medidas aplicadas para lograr las reducciones de emisiones se intensificarán en la década siguiente y sin duda incorporarán:

- Incremento en las inversiones para intensificar la exploración de recursos energéticos y el desarrollo de infraestructuras de producción y transporte
- Eficiencia en el uso de la energía en general y de la electricidad en particular
- Aumento de la eficiencia en el sector residencial, industrial y transporte vehicular principalmente.

INVERSIONES

La inversión acumulada en el sector energía, durante el período 2014 al 2025, fluctuará entre 48 000 y 53 000 millones de dólares, basada principalmente en la inversión privada. El siguiente cuadro muestra el estimado de inversión por subsectores para ambos escenarios de crecimiento del PBI:

Cuadro Nº 4: Estimado de inversiones por subsectores

ESCENARIO (miles US\$)		PBI 4,5%	PBI 6,5%
Electricidad	Generación	6 700	7 300
	Transmisión y distribución	1 700	1 700
Gas	Upstream	5 200	6 000
	Gaseoductos y distribución	11 549	11 679
	Petroquímica	5 000	5 000
Petróleo	Upstream	16 000	18 000
	Downstream	3 500	3 500
TOTAL		49 649	53 179

Fuente: **MINEM**

CONCLUSIONES

- En el próximo periodo del 2014-2025, se espera que el desenvolvimiento del consumo final de energía esté relacionado principalmente con el desarrollo de la economía nacional, el desarrollo de grandes proyectos mineros y la aplicación de medidas de uso eficiente de la energía (EE) en los sectores residencial, servicios, industrial y transporte.
- El creciente consumo final de energía deberá ser abastecido mediante los recursos energéticos con que cuente el país y con tecnologías de generación de energía a costos competitivos. El gas natural será el recurso que más se utilice tanto a nivel del consumo final como en el sector transformación y la petroquímica; requiriéndose el impulso a la exploración y desarrollo de hidrocarburos, la construcción de una red nacional de gasoductos y la modernización de las refinerías.
- En términos de eficiencia energética la mayor preocupación es la reducción del consumo de diésel en el Sector Transporte, entre las opciones está la conversión gradual del parque de camiones a gas natural.
- El compromiso con las energías renovables continuará de manera decidida en el país. Se pondrá en valor el potencial renovable convencional y no convencional como una política de contribución al cambio climático.
- En el periodo 2014 – 2025, se impulsará una política de eficiencia energética dirigida al aumento de la competitividad del sector, menores impactos ambientales y la mejora en la equidad y acceso a la energía.
- El acceso a la energía será otro eje de trabajo en la próxima década que permitirá consolidar las reformas sectoriales, principalmente se cerrará la brecha de electricidad y se masificará el consumo de gas natural en las regiones.

1. INTRODUCCIÓN

El Perú durante los últimos años mantiene un notorio y constante crecimiento en la demanda energética como consecuencia del desarrollo económico y social del país, lo que obliga a formular un instrumento que establezca las estrategias a desarrollarse para satisfacer con un suministro de energía de manera confiable, continua y eficiente.

En ese sentido, con el propósito de alcanzar los acuerdos que conjuguen una visión consensuada, este Plan Energético Nacional 2014-2025 (PEN 2014-2025), toma como punto inicial el papel que el sector energético debe desempeñar para apoyar y acompañar el crecimiento y desarrollo económico y social del país. Mediante este instrumento se propicia la sostenibilidad del sector energético a largo plazo y la mitigación de los impactos negativos que la demanda energética insatisfecha pueda causar en el desarrollo económico, en la salud y en el medio ambiente.

En el marco de lo expuesto precedentemente, el PEN 2014-2025 realiza un diagnóstico del consumo energético actual del país y expone su problemática, asimismo establece las infraestructuras, políticas y mecanismos que permitan anticipar la oferta frente a la creciente tendencia de la demanda energética, con formas de energía de calidad y logrando la competitividad e independencia energética del país.

La determinación e identificación de la demanda energética permitirá establecer las condiciones para la instalación y construcción de nuevas infraestructuras que permitan la producción de combustibles y generación de energía eléctrica, así como la modernización y/o ampliación de los existentes.

Entre las estrategias que se adopten se encuentran: adecuación normativa, inversión pública y privada, desarrollo e implementación de tecnología, y demás elementos que permitan un adecuado balance entre la demanda energética y el óptimo aprovechamiento de los recursos energéticos del país, esto bajo el marco de un uso racional y eficiente de la energía.

Finalmente, las estrategias que se proponen a implementar para satisfacer la demanda energética en el país, deberán de considerar la importancia de evitar y reducir los impactos y riesgos ambientales, toda vez que dicha prevención puede contribuir significativamente a eliminar futuras pérdidas económicas relacionadas con los daños medio ambientales, considerando la utilización de recursos naturales renovables y preparando al Perú ante las posibles exigencias de una futura regulación climática internacional.

En esencia el PEN 2014-2025 configura los elementos centrales de una transición energética a una economía de menor emisión de carbono, preservando la competitividad del país.

1.1. CONTEXTO

El crecimiento económico del Perú desde el año 2000 ha sido significativo, con una tasa promedio anual del PBI de 5,8% entre el 2000 y 2013.

El principal contribuyente a la economía en nuestro país es el sector servicios, que representa casi el 62% del PBI, seguido de la industria con un 24% y la agricultura con el 14% restante

participación para el 2013. Se ha proyectado que la economía peruana crecerá durante 2014 y 2025 a una tasa promedio anual del 4,5%.

En el plano energético, entre el 2000 y 2013 la demanda total de energía creció a una tasa promedio anual del 3,8% por las condiciones del crecimiento económico en el país. Entre el 2014 y 2025, se espera que la demanda total de energía crezca a una tasa promedio anual de 5,7%, si consideramos un crecimiento de 4,5% del PBI en el período.

Se ha evaluado igualmente un escenario de crecimiento de 6,5% del PBI, considerado altamente optimista y de manera que asegure que el sistema resiste a una situación de stress por exceso de demanda.

En ese contexto de crecimiento obliga al Estado Peruano a contar con un abastecimiento de energía que sostenga este crecimiento, dotando para ello de la infraestructura energética que permita brindar un acceso sostenible y asequible para todos los peruanos, principalmente aquellas zonas de pobreza energética en los sectores más vulnerables del país.

Frente al contexto nacional dominada por una demanda creciente de energía convencional y frente al contexto internacional de referencia entre el cambio climático que obliga a reducir la emisión de gas de efecto invernadero, la matriz energética deberá gradualmente adaptarse a una reducción del consumo de combustibles fósiles empezando por los que al consumirse generan una mayor cantidad de CO₂, NO_x y CO/CH₄.

En nuestro caso, si bien nuestro consumo de carbón es mínimo, hay un consumo creciente de leña y biomasa en el área rural y de diésel en las ciudades en actividad de transporte e industrias, donde aparece el gas natural como un combustible alternativo.

Como consecuencia de estas obligaciones, el Ministerio de Energía y Minas (MEM) como ente rector del sector energía del Perú, y como estrategia para enfrentar la creciente demanda nacional ha elaborado el "PLAN ENERGÉTICO NACIONAL 2014-2025 (PEN 2014-2025)".

1.2. MARCO INSTITUCIONAL

En el 2010 se creó por Decreto Supremo N°026-2010-EM la Dirección General de Eficiencia Energética (DGEE) como órgano técnico normativo, encargado de proponer y evaluar la política de eficiencia energética y las energías renovables no convencionales, promover la formación de una cultura de uso racional y eficiente de la energía, así como, de conducir la planificación energética, y es encargada además de proponer y expedir según sea el caso, la normatividad necesaria en el ámbito de su competencia.

Asimismo, en el 2010 también se aprobó por Decreto Supremo N°064-2010-EM la Política Energética Nacional del Perú (PENP) de largo plazo (2010 - 2040).

Entre el 2012 y 2013 se dieron importantes medidas para fortalecer la Seguridad Energética en el país e impulsar el desarrollo de la industria del gas natural en todas las actividades económicas, mediante las siguientes normativas:

a) Ley N° 29852 que crea el Sistema de Seguridad Energética en Hidrocarburos y el Fondo de Inclusión Social Energética (FISE);

b) Ley N° 29970 que afianza la seguridad energética y promueve el desarrollo de polo petroquímico en el sur del país.

c) Plan de Acceso Universal a la Energía 2013-2022.

d) Ley N° 28832, Ley para asegurar el desarrollo eficiente de la Generación Eléctrica.

Si bien no existe un organismo autónomo encargado del planeamiento energético este Plan Energético Nacional 2014-2025 ha contado con el apoyo de la Comisión Consultiva de Energía del Ministerio de Energía y Minas constituida mediante Resolución Ministerial N° 185-2014-MEM/DM, y que se encuentra integrado por los señores:

- Luis del Castillo
- Carlos Herrera Descalzi
- Daniel Hokama Tokashiki
- Carlos Loret de Mola
- Juan Antonio Masías Echegaray
- Miguel Palomino Bonilla
- Martín Vizcarra Cornejo
- Molvina Zevallos Manzuri

En el futuro se deberán tomar las previsiones para que el planeamiento energético se institucionalice y se realice de manera regular en un ciclo que incluya la revisión antes de la formalización de los planes. Para este fin se cuenta con los resultados de un diagnóstico y propuesta de organización del sistema de planificación desarrollado por una Comisión Ad-Hoc que servirá de base para estos fines.

1.3. POLÍTICA ENERGÉTICA NACIONAL PROPUESTA

La visión común a largo plazo que fundamenta la Política Energética peruana es la de contar con un sistema energético que satisfaga la demanda nacional de energía de manera confiable, regular, continua y eficiente, que promueva el desarrollo sostenible soportado en la planificación, en la investigación e innovación tecnológica continua.

Las líneas de acción de la política energética se sostienen en tres objetivos fundamentales:

1.- Contar con un abastecimiento energético competitivo.

- Alcanzando la suficiencia de la infraestructura en toda la cadena de suministro de electricidad e hidrocarburos, que asegure el abastecimiento energético.
- Estableciendo un marco normativo que aliente el libre acceso, la competencia y minimice la concentración del mercado, así como favorezca la transparencia en la formación de precios.
- Estableciendo un marco normativo que regule el acceso y las tarifas, en aquellas actividades donde no es posible establecer mercados de libre competencia.
- Facilitando una política estable de precios y tarifas que compensen costos eficientes de producción, transporte y distribución e incentiven la inversión.

- Desarrollado mecanismos que limiten el impacto de una alta volatilidad de precios en el mercado internacional.
- Promoviendo la inversión privada en las actividades energéticas, correspondiendo al Estado ejercer su rol subsidiario.
- Diversificando la matriz energética con fuentes de energía competitivas.
- Contando con la mayor eficiencia en la cadena productiva y de uso de la energía.

2.- Lograr la seguridad y el acceso universal al suministro energético.

- Promoviendo la producción de energía con base en los Recursos Energéticos disponibles en las regiones del País.
- Incentivando las actividades de exploración y explotación de recursos Energéticos bajo un marco económico que permita incrementar la producción de energía nacional.
- Promoviendo inversiones dirigidas a la implementación, modernización y ampliación de las refinerías del País para atender la demanda interna.
- Manteniendo procesos de subastas de suministro para alcanzar con anticipación la suficiencia de generación de electricidad.
- Racionalizando la explotación de los recursos Energéticos nacionales para asegurar su disponibilidad futura.
- Alcanzar la cobertura total del suministro de electricidad e hidrocarburos.
- Subsidiar de manera temporal y focalizada el costo de la energía en los segmentos poblacionales
- Involucrar a las comunidades locales en la formulación de los programas de energización rural.
- Impulsar el uso productivo de la energía en zonas aisladas, rurales y urbano-marginales.
- Priorizar la construcción de sistemas de transporte que garanticen la seguridad y confiabilidad del sector energético.
- Promoviendo la sustitución de combustibles líquidos derivados del petróleo por gas natural, gas licuado de petróleo (GLP), electricidad y Gas Natural Licuefactado en la industria y el transporte urbano, interprovincial y de carga.
- Facilitando sistemas descentralizados en la distribución del gas natural en todos los sectores de consumo del país
- Incentivando el uso eficiente y con mayor valor agregado del gas natural.
- Impulsando el desarrollo de la industria petroquímica.
- Propendiendo al establecimiento de una tarifa única de gas natural por sector de consumo.
- Ampliando y consolidar el uso del gas natural y el GLP en la población del Perú.
- Promoviendo el desarrollo de una red de poliductos y el fortalecimiento de los sistemas de transporte y almacenamiento de hidrocarburos acorde con el desarrollo del País.

3.-Desarrollar los recursos energéticos de manera óptima con mínimo impacto ambiental y bajas emisiones de carbono en un marco de Desarrollo Sostenible.

- Impulsando el desarrollo y uso de energías limpias y de tecnologías con bajas emisiones contaminantes y que eviten la biodegradación de los recurso.

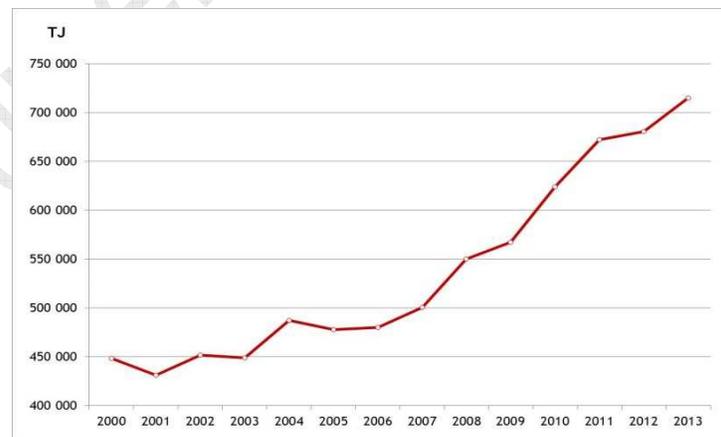
- Impulsando la eficiencia energética en el uso final de la energía.
- Estableciendo medidas para la mitigación de emisiones provenientes de las actividades energéticas.
- Promoviendo que los proyectos Energéticos obtengan los beneficios de la venta de los certificados de la reducción de emisiones (CERs) para el mercado de carbono.
- Alcanzar una normativa ambiental con requerimientos compatibles con la Política Nacional del Ambiente y los estándares internacionales.
- Promover el perfeccionamiento permanente de las normas de seguridad en el uso de energéticos.
- Promover e incentivar el uso de residuos sólidos y líquidos para la producción de energía.
- Promover prácticas de responsabilidad social en las actividades energéticas.
- Promover las relaciones armoniosas entre el estado, las comunidades y empresas del sector energía.

2. DIAGNÓSTICO Y LÍNEA BASE

2.1. CONSUMO FINAL DE ENERGÍA TOTAL

En el periodo 2000-2013, la magnitud del consumo final de energía total nacional se ha incrementado por las condiciones del crecimiento económico nacional como por las condiciones sociales de los ciudadanos, siendo la variación media anual de 3,8 % en el periodo indicado. El crecimiento para el período 2000-2012 fue de 3,7%, superior al crecimiento del consumo final total a nivel mundial, que para similar periodo fue de 2,04%⁴.

Gráfico 1 Consumo Final de Energía periodo 2000-2013

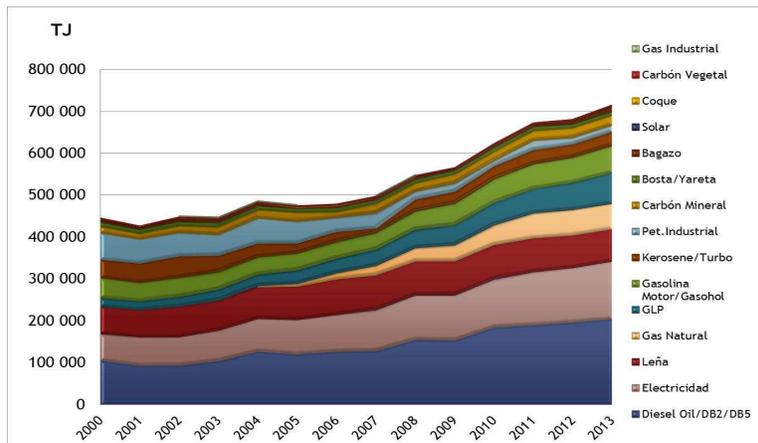


Fuente: Balance Nacional de Energía (BNE) – MINEM

⁴ IEA Statistics. 2011 Edition
Key World Energy Statistics 2014

En términos de productos energéticos, las fuentes con mayor participación en la matriz de demanda final energética para el 2013 (Gráfico 2), son el diésel/DB2/DB5, la electricidad y la leña, con participación del 28%, 19% y 10% respectivamente, y una tasa promedio anual para el periodo 2000-2013 del 1,3%, 2,4% y -2,6% respectivamente.

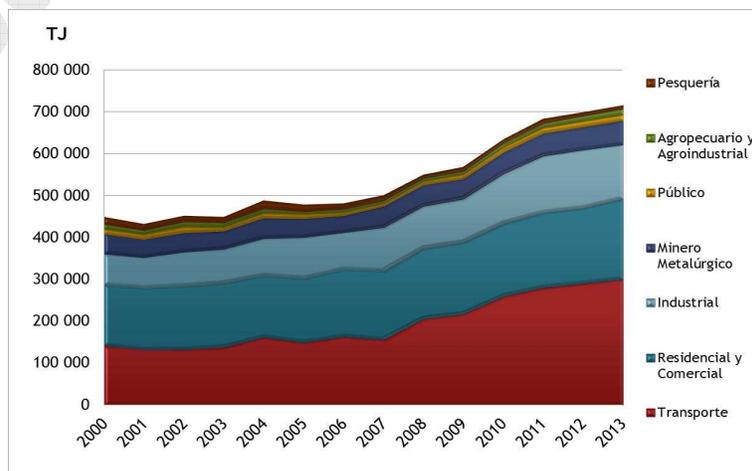
Gráfico 2 Consumo de Energía por tipo de fuente energética



Fuente: *Balance Nacional de Energía (BNE) – MINEM*

En la estructura de la demanda final total de energía por sectores de consumo final (Gráfico 3), los sectores con mayor participación son el Sector Transporte, Sector Residencial y Comercial y el Sector Industrial, con 42%, 27% y 18%, respectivamente. Sin embargo, la participación de algunos sectores económicos específicos en la demanda final total de energía, muestra variaciones promedio anual más saltantes; así el sector transporte se incrementa en 5,9%, debido principalmente al transporte masivo de pasajero y de carga que demanda del Diésel; mientras que el Sector Industrial, Residencial y Comercial, y Pesquería, varían respectivamente en 4,2%, 2,2%, y -5,9% durante el periodo 2000-2013.

Gráfico 3 Consumo de Energía por Sectores

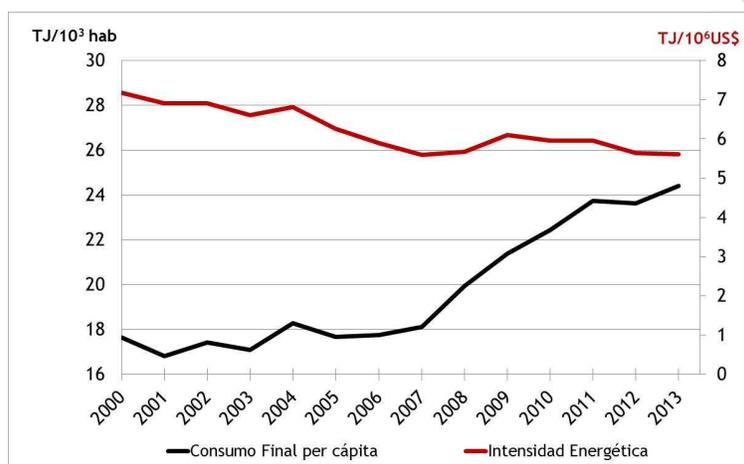


Fuente: *Balance Nacional de Energía (BNE) – MINEM*

2.1.1. INDICADORES ENERGÉTICOS

La intensidad energética durante el periodo 2000-2013 (Gráfico 4), registró una reducción consistente a una tasa de 1,9% anual debido a un uso más eficiente de la energía, mayor participación de las fuentes comerciales de energía, en particular el gas natural y a una mejora en la productividad del país. El consumo de energía total per cápita ha aumentado con una variación media anual de 2,5%.

Gráfico 4 Evolución de la intensidad energética y consumo de energía total per cápita 2000-2013



Fuente: **Balance Nacional de Energía (BNE) - MINEM**

Debido al crecimiento económico del país el ingreso promedio de la población también creció lo que generó que desde el año 2007 aumentara el consumo de Energía per cápita.

2.1.2. INDICADORES REGIONALES

El Perú se encuentra entre los países con un menor consumo de energía por habitante, después de Colombia. Teniendo Chile, Argentina y Brasil los más altos consumo per cápita.

Cuadro 1 Consumo Final per Cápita (TJ/khab) 2000-2012

	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012
Chile	53,95	53,51	53,53	54,04	55,42	56,40	58,20	61,00	61,26	59,40	60,58	64,77	61,07
Argentina	47,26	45,20	43,07	44,82	50,97	50,37	50,09	51,32	52,78	50,88	51,23	49,92	50,69
Brasil	37,60	36,97	37,20	37,12	38,71	38,91	39,65	41,65	42,64	41,27	44,53	45,68	47,59
Uruguay	31,38	30,37	27,52	28,40	29,69	30,30	32,15	34,77	40,12	41,99	44,57	45,75	46,28
México	42,20	39,99	39,91	39,49	41,23	41,81	43,42	43,58	45,66	42,57	43,38	45,12	44,40
Panamá	27,16	31,81	31,10	33,78	33,05	34,97	34,99	37,49	35,29	38,11	39,09	40,88	42,76
Ecuador	22,67	22,58	23,66	23,70	25,02	25,31	26,48	26,98	28,20	28,79	29,32	30,64	31,35
Perú	17,65	16,81	17,41	17,09	18,27	17,68	17,76	18,11	19,95	21,40	22,45	23,74	23,63
Colombia	24,22	23,73	23,52	23,45	21,37	22,30	22,26	21,99	23,05	20,98	19,80	21,46	22,72

Fuente: **OLADE**

La intensidad energética del Perú de acuerdo a las estadísticas que se tiene de OLADE al 2012, muestra a Perú en un nivel intermedio de intensidad energética a nivel regional, tal como se muestra en el siguiente cuadro:

Cuadro 2 Intensidad Energética (TJ/106US\$). Período 2000-2012

	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012
Colombia	7,25	7,10	6,90	6,85	5,97	6,05	5,75	5,61	5,68	5,27	5,03	5,04	5,16
México	5,14	4,94	4,96	4,95	5,06	5,03	5,03	4,94	5,20	5,21	5,09	5,38	5,17
Panamá	6,23	7,43	7,19	7,65	6,92	7,14	6,48	6,21	5,63	5,95	5,79	5,51	5,31
Perú	7,17	6,91	6,90	6,60	6,82	6,26	5,90	5,59	5,68	6,11	5,96	5,96	5,65
Uruguay	6,11	6,10	6,27	6,33	5,88	5,67	5,80	5,87	6,34	6,53	6,41	6,26	6,11
Chile	8,18	7,94	7,84	7,61	7,50	7,34	7,31	7,40	7,25	7,16	7,04	7,11	6,47
Argentina	9,64	9,60	10,43	10,06	10,66	9,68	9,73	8,85	8,94	8,61	8,02	7,20	7,22
Brasil	7,76	7,69	7,93	7,92	7,90	7,80	7,72	7,74	7,64	7,46	7,55	7,64	7,80
Ecuador	8,56	8,35	8,55	8,47	8,40	8,20	8,35	8,45	8,43	8,68	8,66	8,51	8,40

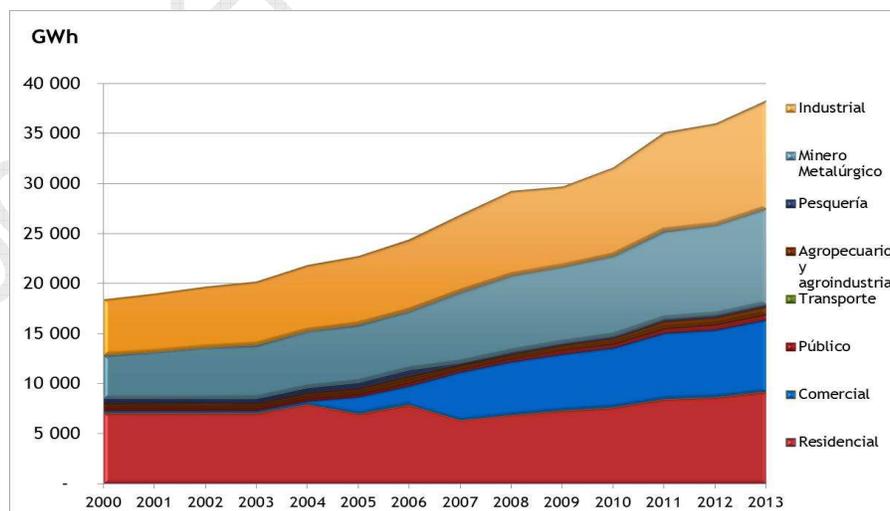
Fuente: **OLADE**

2.1.3. CONSUMO FINAL DE ELECTRICIDAD

El consumo de electricidad durante el periodo 2000-2013 creció a una tasa promedio anual de 5,8 %. De acuerdo a la estructura de participación para el 2013 el Sector Industrial representó el 28%, el Sector Residencial el 24%, el Sector Minero Metalúrgico el 25% y el Sector Comercial el 19% del consumo de electricidad. En el período del 2000-2013 la evolución del consumo por sectores se presenta en el Gráfico 5.

La participación de la demanda de electricidad con relación a la demanda de la energía total durante el periodo 2000-2013 creció a una variación promedio anual de 2,4 %. La participación de la electricidad en relación a la demanda de energía total en el 2013 fue 18,5 % aproximadamente.

Gráfico 5 Evolución del Consumo de Energía Eléctrica por Sectores 2000-2013

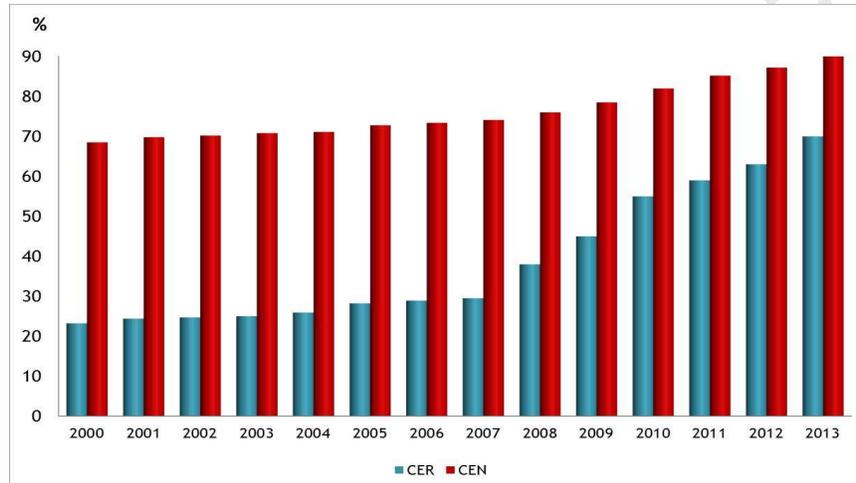


Fuente: **Balance Nacional de Energía (BNE) - MINEM**

2.1.3.1. COEFICIENTE DE ELECTRIFICACIÓN

El coeficiente de electrificación nacional (CEN) creció de 68,5% en el 2000 a 90 % en el 2013, siendo en el sector rural (CER) de 70% para el 2013. Los departamentos menos electrificados fueron Loreto, Ucayali y Cajamarca (Gráfico 6).

Gráfico 6 Evolución del Coeficiente de Electrificación Nacional y del Coeficiente de Electrificación Rural 2000-2013

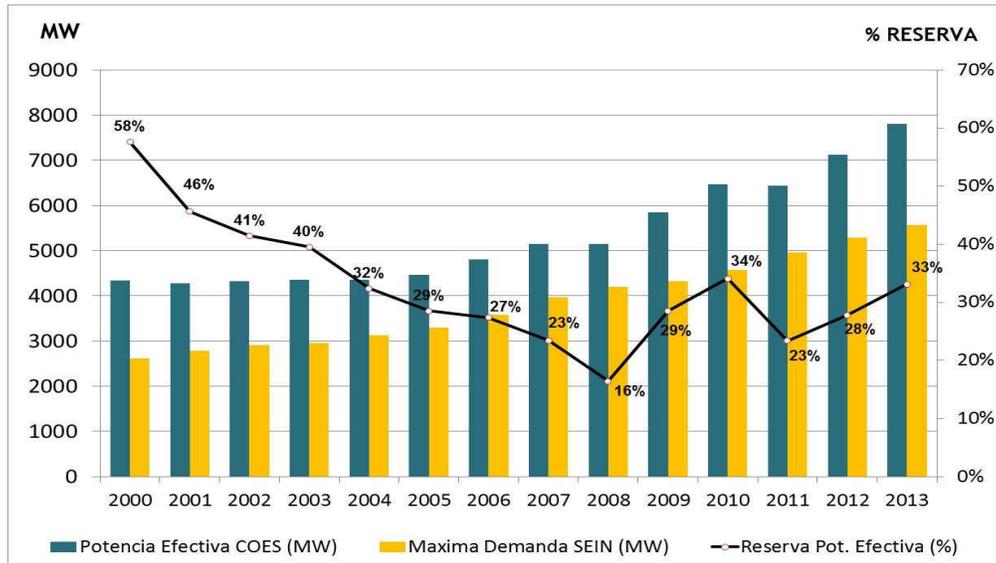


Fuente: Dirección General de Electrificación Rural (DGER) - MINEM

Al 2013 la máxima demanda eléctrica fue de 5 575,2 MW, la energía anual generada fue 43 331 GWh y el margen de reserva generación fue 33% bajo condiciones de generación y transmisión óptimas.

Sin embargo, si se considera las restricciones de la oferta por condiciones climatológicas (que generan una caída de la potencia hidroeléctrica disponible de entre 300 y 600 MW, principalmente entre los meses de julio y setiembre, dependiendo de la severidad de la temporada de estiaje), limitaciones del transporte de gas natural (que generarían restricciones por 1 000 MW en la potencia térmica instalada actualmente) e indisponibilidad de centrales por mantenimiento (400 MW), dicho margen de reserva pudo verse reducido en aproximadamente 2 000 MW durante los meses más severos de la temporada de estiaje, lo que hubiese implicado un margen de reserva casi nulo. (Gráfico 7).

Gráfico 7 Evolución de la potencia, máxima demanda y reserva del SEIN [2000 – 2013]

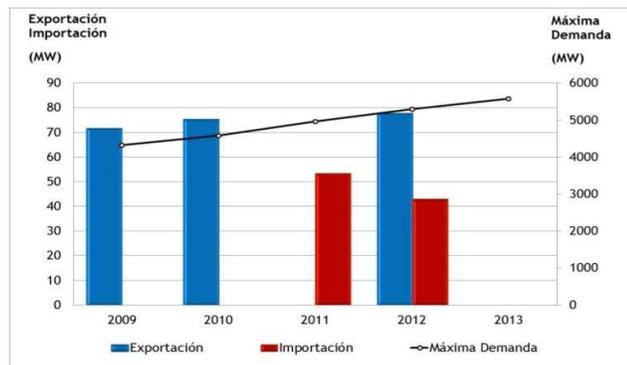


Fuente: DGE

2.1.3.2. TRANSACCIONES DE ELECTRICIDAD

Para el período de diagnóstico 2000-2013, a partir del año 2009 se realizó una exportación temporal de energía eléctrica al Ecuador, debido a la suscripción de un contrato bilateral entre ELECTROPERÚ y CNEL quedando la viabilidad de la exportación limitada a los excedentes de potencia y energía que no sean requeridos para atender la demanda del SEIN. En el año 2011 se efectuó el abastecimiento temporal al mercado eléctrico peruano mediante la importación de electricidad desde Ecuador, utilizando el enlace de interconexión de la línea de transmisión en 220 kV de Zorritos (Perú) y Machala (Ecuador) (L-2280), esto originado por el aumento de la concentración geográfica del parque de generación en la costa centro, y a la congestión de las redes de transmisión que transfieren electricidad desde Lima hacia las zonas deficitarias Norte y Sur. (Gráfico 8)

Gráfico 8 Transacciones internacionales de potencia con Ecuador 2009-2013



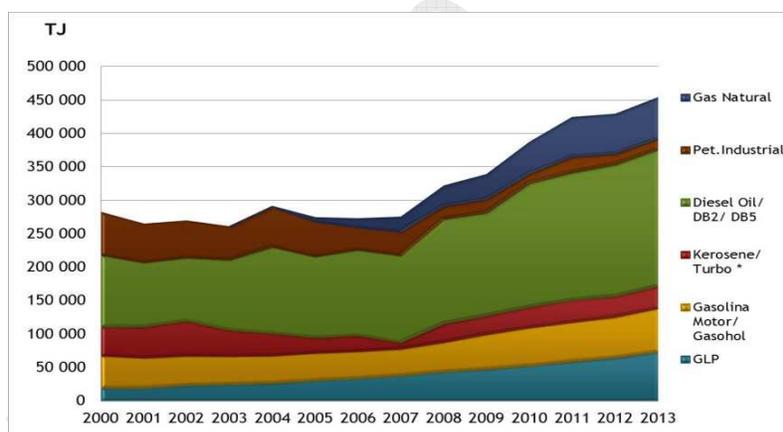
Fuente: COES

2.1.4. CONSUMO FINAL DE HIDROCARBUROS

El consumo final de hidrocarburos durante el periodo 2000-2013 creció a una variación media anual de 3,7%. Para explicar el comportamiento del consumo final total de la energía de los hidrocarburos en el período de diagnóstico se observa que el consumo final de hidrocarburos creció desde el año 2006; siendo los combustibles con mayor incremento de consumo el diésel 2, el GLP. El crecimiento de la demanda de gasolina y petróleo industrial fue menor debido a la sustitución con GLP y también al uso de gas natural; el residual disminuyó por la competencia del diésel 2 y del gas natural; y la demanda del turbo se incrementó paulatinamente.

A lo largo del periodo del diagnóstico 2000-2013, respecto a la demanda total de energía, la variación promedio anual (2000-2013) de la participación del GLP fue de 6,6 %, la gasolina -1,4 %, el diésel 1,3%, el kerosene/turbo -5,6 %, el petróleo industrial -13,5 % y el gas natural de 72,5 %. (Gráfico 9).

Gráfico 9 Evolución del consumo final de Hidrocarburos por producto 2000-2013



Fuente: BNE (*) El consumo de Kerosene solo se dio hasta el año 2010.

2.1.4.1. EVOLUCIÓN DE LA DEMANDA NACIONAL DE COMBUSTIBLES LÍQUIDOS

La demanda nacional de combustibles líquidos durante el periodo 2000 - 2013, ha mantenido una tendencia positiva, fuertemente correlacionada con la evolución del Producto Bruto Interno, con un coeficiente de correlación de 91%, registrando una VMA = 3,26%. (Gráfico 10).

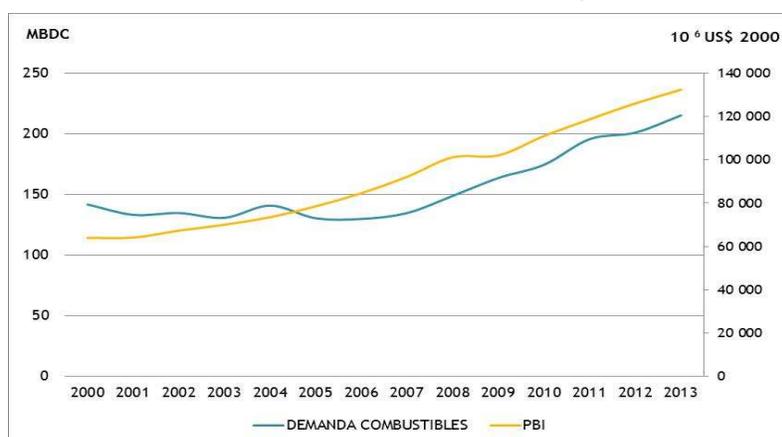
Dentro de los principales factores que han regido la dinámica del mercado de combustibles líquidos en el Perú, durante el periodo de análisis, podemos mencionar los siguientes:

- El nivel de precios de los combustibles, que ha seguido la tendencia del mercado internacional, atenuada por el Fondo de Estabilización de Precios de los Combustibles (FEPC) creado mediante D.U. N° 010-2004. Desde Agosto del 2012, los únicos combustibles dentro de FEPC son: El GLP envasado, el Diésel para uso

vehicular de alto y bajo azufre, así como el Diésel y Residual para la generación eléctrica de los sistemas aislados, según lo establece el D. U. 005-2012.

- Adecuación a las Nuevas Especificaciones de los Combustibles establecidas por el Banco Mundial, para mitigar el efecto adverso al medio ambiente; en ese sentido, se comercializan Gasolinas sin plomo, Biocombustibles y Diésel de bajo contenido de azufre.
- La comercialización de Diésel B2-B5, se inició en el año 2009 y la comercialización de los Gasoholes en el año 2011.
- Se estableció la comercialización de diésel con un máximo contenido en azufre de 50 partes por millón (ppm) en las regiones de Lima, Arequipa, Cusco, Puno y Madre de Dios y en la Provincia Constitucional del Callao, y
- El cambio de la matriz energética, que en los últimos 10 años ha sido más intensiva en el uso del gas natural que ha desplazado la demanda de Diésel y Petróleos Industriales.

Gráfico 10 Evolución de la Demanda Nacional de Combustibles Líquidos en MBDC y el PBI en 106 US\$ 2000



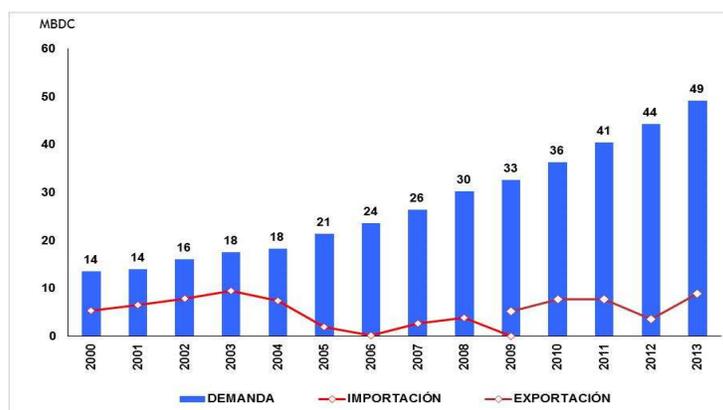
Fuentes: MINEM, BCR, MEF

En el año 2013, la demanda nacional de combustibles líquidos mantuvo la tendencia positiva observada en años anteriores, estableciéndose en 215 MBDC, destacando el crecimiento del GLP, las gasolinas, el turbo y el diésel, y la reducción del consumo de residual, desplazado por el mayor consumo de gas natural pero compensado en parte por el crecimiento del mercado de combustibles marinos y del sector pesquero. A continuación describimos el comportamiento de la demanda de los principales combustibles líquidos:

DEMANDA DE GLP

El Gas Licuado de Petróleo (GLP) se consume en los sectores: Residencial - Comercial, Industria y Transporte; desde el año 1998, con una nueva normativa para su uso en el sector vehicular, se impulsó el desplazamiento de las gasolinas.

Gráfico 11 Evolución de la Demanda Nacional de GLP, Importaciones y Exportaciones, en MBDC



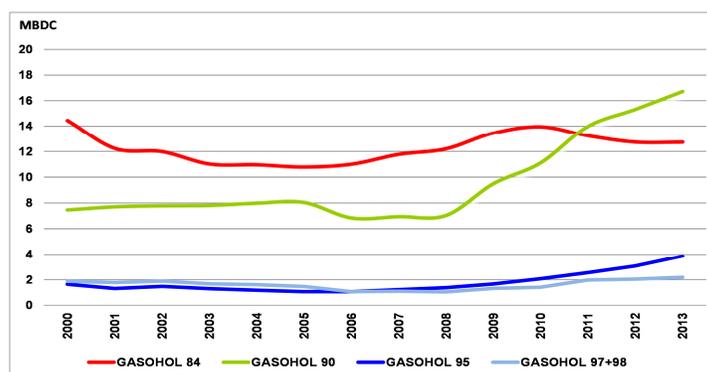
Fuentes: **MINEM, ADUANET**

Desde el año 2004, con el ingreso de los líquidos de gas natural de Camisea, se registró un incremento exponencial de la demanda de GLP con una VMA = 11,6% lo que originó inclusive, que realizáramos importaciones durante los años 2007 y 2008. Desde el año 2009 se revirtió la balanza comercial y pasamos a ser exportadores de GLP cuyo principal destino es Ecuador, Chile y Bolivia.

DEMANDA DE GASOLINAS + GASOHOLES

En el Perú, hasta el año 1991 se comercializaban dos Gasolinas, las Gasolinas de 84 y 95 Octanos; a partir del año 1992 se inició la comercialización de las Gasolinas 90 y 97 Octanos, debido al crecimiento y renovación del parque automotor que demanda un mayor octano. Asimismo, siguiendo las recomendaciones de especificación de combustibles, dadas por el Banco Mundial, se eliminó el contenido de plomo en las gasolinas y en el 2011 se inició la comercialización de gasolinas con biocombustibles (Etanol Carburante) con la finalidad de contrarrestar los efectos adversos al medio ambiente.

Gráfico 12 Evolución de la Demanda Nacional de Gasolinas + Gasoholes



Fuentes: **MINEM**

La Gasolina de 90 octanos, desde su ingreso al mercado peruano ha desplazado la demanda de la Gasolina de 84 octanos y a partir del año 2011 supera la demanda de Gasolina 84. En el año 2013 la Demanda de Gasohol de 84 Octanos fue de 12,7 MBDC y la demanda de Gasohol 90 fue de 16,7 MBDC, con una tendencia a seguir desplazando la demanda de Gasohol 84.

Durante el periodo de análisis, el Gasohol 90 y el Gasohol 95, registraron un mayor crecimiento con una Variación Media Anual de 6,4% y 6,8%, respectivamente, a pesar del efecto adverso de la sustitución de dichos gasoholes por el GLP y GNV (Gráfico 12).

Un análisis de la tendencia de la demanda de los Gasoholes, nos debe llevar a tomar una decisión, sobre el número de Gasoholes que se deben comercializar en el Perú.

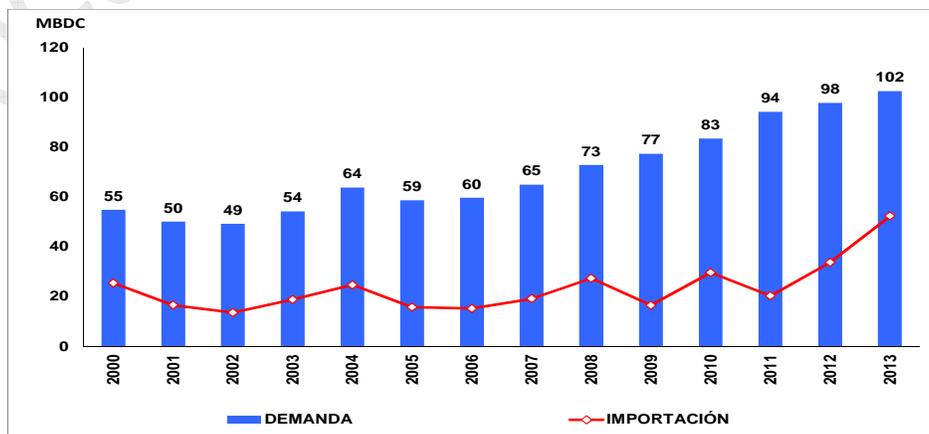
DEMANDA DE DIÉSEL B5

La demanda de Diésel en el año 2013 fue de 102 MBDC y representa el 63% en la demanda nacional de combustibles líquidos. Durante el periodo de análisis, registró un crecimiento con una VMA = 4,9%. Es importante mencionar que la demanda de diésel de bajo contenido de azufre representa el 51% de la demanda nacional de diésel, como resultado de la aplicación de la Resolución Ministerial N° 139-2012 MEM/DM que exige la comercialización del diésel con un contenido máximo de azufre de 50 partes por millón (ppm) en las regiones de Lima, Arequipa, Cusco, Puno y Madre de Dios y en la Provincia Constitucional del Callao.

El Diésel Ultra Low Sulphur, es importado en su totalidad debido a que las refinerías locales no cuentan aún con la tecnología necesaria para reducir el azufre en su proceso, por tal motivo las importaciones de este combustible registran un gran crecimiento a partir del año 2012.

Los sectores económicos que representan la mayor demanda nacional de Diésel, son el Sector Transporte y el Sector Minero Metalúrgico, con el 69% y 17%, respectivamente. (Gráfico 13).

Gráfico 13 Evolución de la Demanda Nacional de Diésel B5 y sus Importaciones, en MBDC



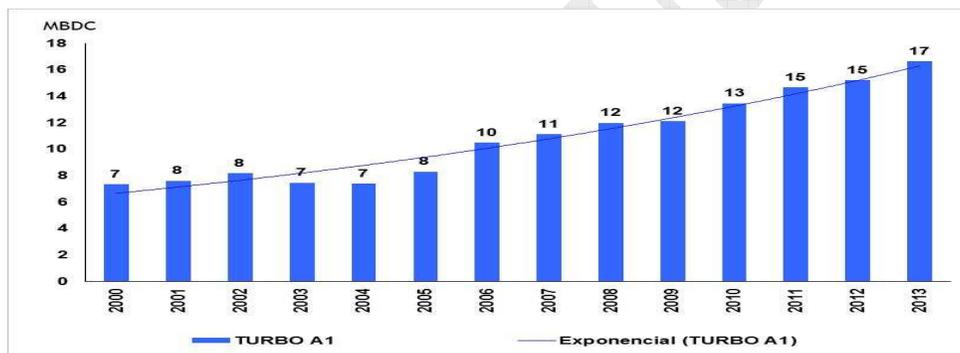
Fuentes: MINEM, ADUANET

DEMANDA DE TURBO A1

La demanda de Turbo A1 (Jet Fuel) es realizada exclusivamente por el sector Transporte Aéreo y está vinculada a la evolución de la economía y el mayor número de inversiones. A partir del año 2006 se registró un crecimiento exponencial de la demanda de Turbo A1, como consecuencia del crecimiento económico y la firma de acuerdos comerciales bilaterales, que han favorecido la ejecución de inversiones extranjeras directas y mayor actividad comercial y turística, lo que ha impulsado la demanda de vuelos aéreos nacionales e internacionales.

Durante el periodo de análisis el Turbo A1 registró un crecimiento sostenido con una VMA = 6,5%. (Gráfico 14).

Gráfico 14 Evolución de la Demanda Nacional de Diésel B5 y sus Importaciones, en MBDC

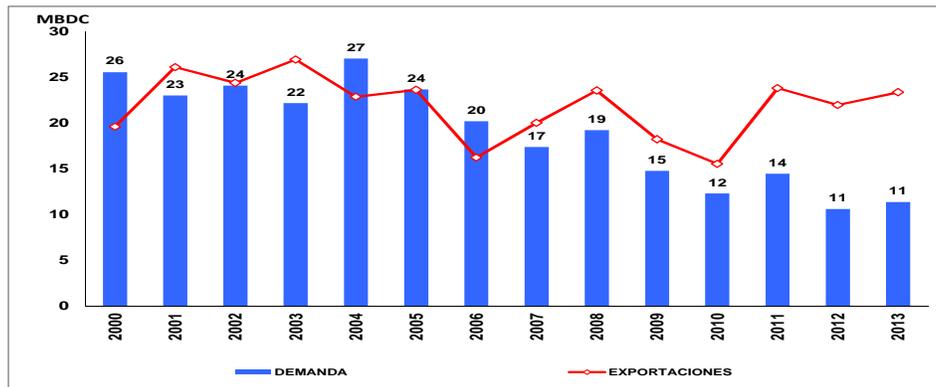


Fuentes: MINEM, ADUANET

DEMANDA DE PETRÓLEOS INDUSTRIALES

Este combustible se utiliza en diversos sectores económicos, tales como la industria, minería, pesquería, generación eléctrica (sistemas aislados) y en el transporte marítimo. La mayor disponibilidad de gas natural en el mercado interno, ha desplazado la demanda de Petróleos Industriales, generando significativos excedentes exportables.

Gráfico 15 Evolución de la Demanda Nacional de Diésel B5 y sus Importaciones, en MBDC



Fuentes: MINEM, ADUANET

En el año 2013, el desplazamiento de la demanda de petróleos industriales es compensado por la venta de combustibles marinos como IFO's y en parte por el crecimiento del sector pesquero.

Durante el periodo de análisis, la demanda de petróleos industriales registró una contracción con una VMA = - 6% y las exportaciones se han mantenido con una VMA = 1,3%.

Documento de Trabajo

2.1.4.2. RETOS EN EL MERCADO INTERNO DE COMBUSTIBLES LÍQUIDOS

Los principales retos en el mercado interno de combustibles líquidos son:

- Continuar la adecuación de la calidad de los combustibles líquidos, a las nuevas especificaciones establecidas por el Banco Mundial, en lo que respecta al máximo contenido de azufre en el BioDiésel y los Gasoholes.
- Promover la sustitución de la demanda de GLP en los sectores: Residencial – Comercial y Transporte, por el Gas Natural (GNC y GNL), para atenuar el crecimiento exponencial de demanda de GLP, y sigamos siendo un país autoabastecido de GLP, disminuyendo el riesgo de llegar a ser importadores en un mediano plazo.
- Desarrollar los estudios que nos permitan definir el número de gasolinas que se deben comercializar en el país, en función del número de octanos que demanda el actual parque automotor.
- Promover la sustitución de la demanda de Bio Diésel por el Gas Natural (GNC Y GNL), mediante el desarrollo de corredores azules de GNL, a lo largo de toda la carretera panamericana Sur y Norte, para sustituir la demanda de Bio Diésel en el sector Transporte de Carga y en el sector Minero Metalúrgico.
- Promover el desarrollo del mercado de combustibles marinos (IFO's), para obtener una mejor realización de los Petróleos industriales, versus su exportación y compensar el desplazamiento de la demanda interna de este combustible, por el Gas Natural.
- Promover una política de precios, que siga la tendencia del mercado internacional, para evite distorsiones en el mercado interno de combustibles líquidos, que ponen en riesgo el autoabastecimiento de combustibles líquidos y nos lleven a una mayor dependencia de combustibles importados.
- Promover el desarrollo de una infraestructura logística de distribución de combustibles, que garantice un abastecimiento oportuno, seguro y confiable a los mercados regionales y en especial a los sectores que promueven el crecimiento económico del país. Esta infraestructura, debe considerar una capacidad de almacenamiento estratégica de combustibles líquidos, que permita hacer frente a los extendidos días de cierre de puertos por cambio climático y afiancen la seguridad energética del país.

2.1.4.3. CAPACIDAD DE REFINACIÓN Y AMPLIACIÓN EN CURSO

El crecimiento sostenido de la demanda de combustibles líquidos en el mercado interno, su cambio en los patrones de consumo, la adecuación a las nuevas especificaciones de combustibles y la estructura de refinación instalada en el país, han evolucionado de manera dispar durante la última década; por ejemplo, las refinerías peruanas siguen produciendo altos

volúmenes de petróleos industriales y producen Diésel con alto contenido de azufre (hasta 5 000 ppm de azufre), mientras que en el mercado interno los petróleos industriales han sido desplazado por el gas natural y se comercializa Diésel Ultra Low Sulphur con menos de 50 ppm S, producto que es 100% importado. Ante esta situación, las refinerías más importantes del país: Refinería Talara y Refinería la Pampilla, tienen que modernizarse para estar alineadas con la transformación de la demanda interna de combustibles líquidos.

2.1.4.3.1. CAPACIDAD DE REFINACIÓN

La capacidad total de refinación del Perú es de 200 MBDC, constituida por siete refinerías: Refinería La Pampilla (Con una capacidad de refinación nominal: 102 MBDC), operada por Repsol S.A.; Refinería Talara (65 MBDC), Refinería Conchán (15,5 MBDC), Refinería Iquitos (10,5 MBDC) y Refinería El Milagro (1,7 MBDC), estas tres refinerías de propiedad de Petroperú S.A.; Refinería Pucallpa (3,3 MBDC), arrendada a Maple Gas Corporation por Petroperú S.A. y Shiviayacu (2 MBDC), de propiedad de Pluspetrol Perú Corporation S.A.

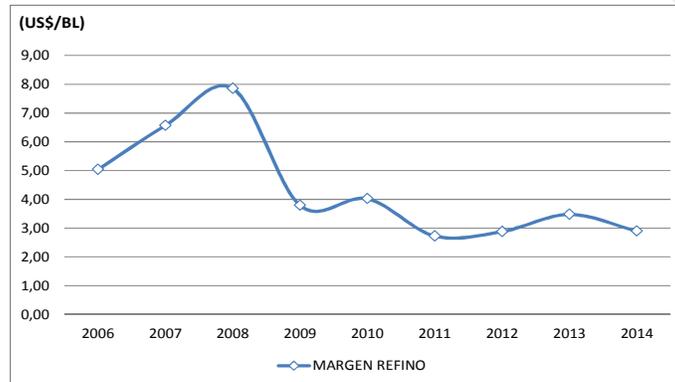
Documento de Trabajo

2.1.4.3.2.

MARGEN DE REFINO DEL CRUDO BRENT

La evolución del precio del Crudo Brent y el precio internacional de los combustibles, ha permitido que el Margen de Refino Cracking del crudo Brent se debilite, afectando el nivel de carga a las refinerías. Durante el periodo 2006 – 2013, el margen de refino del crudo Brent se contrajo con una VMA = -5% (Gráfico 16).

Gráfico 16 Evolución del Margen de Refino Cracking del Crudo Brent, en US\$/Bl



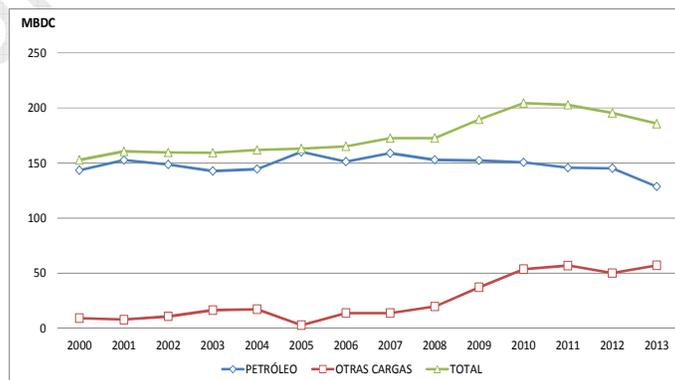
Fuentes: EIA

2.1.4.3.3.

CARGA A LAS REFINERÍAS

La carga a las refinerías está constituida de petróleo crudo nacional, petróleo crudo importado y otras cargas procedentes de los líquidos de gas natural. En el año 2013 el 66% del petróleo crudo procesado en las refinerías fue importado.

Gráfico 17 Evolución de la carga a las Refinerías, en MBDC



Fuentes: MINEM

La menor carga a las refinerías durante los años 2012 y 2013 se explica por el debilitamiento del margen de refino cracking del crudo Brent y a la obligación de comercializar Diésel Ultra

Low Sulphur con menos de 50 ppm S, en el mercado interno, el cual es 100% importado. En el año 2013, el factor de utilización de la capacidad total de refinación del país fue de 93% (Gráfico 17).

2.1.4.3.4. MODERNIZACIÓN DE REFINERÍA TALARA

El Proyecto Modernización de Refinería Talara (PMRT) consiste en la ampliación de su capacidad de refinación de 65 000 a 95 000 Barriles por día operativo y la instalación de nuevas unidades de proceso que permitirán cumplir los siguientes objetivos:

- Desulfurizar los combustibles.
- Mejorar el octanaje de las naftas.
- Procesar crudos más pesados.
- Disminuir la producción de residuales.
- Implementar nuevas facilidades que requerirá la Refinería Modernizada.

Este proyecto tiene aprobado el Estudio de Impacto Ambiental, así como con los diseños básicos siguientes:

- Hidrotratamiento de Diésel y Mejoramiento de Cetano de Gasóleos
- Producción y Purificación de Hidrógeno
- Recuperación de Azufre de los Gases Ácidos del Regenerador de Aminas
- Hidrodesulfurización y Reformación Catalítica de Naftas
- Hidrotratamiento de Nafta de Craqueo Catalítico
- Tratamiento de GLP para reducción de Azufre y Corrosividad
- Flexicoking
- Ampliación de la Unidad de Craqueo Catalítico

El 18 de diciembre de 2013, mediante la Ley N° 30130, se declaró de necesidad pública y de interés nacional, la prioritaria ejecución del Proyecto de Modernización de la Refinería de Talara, para asegurar la preservación de la calidad del aire y la salud pública y se adopta medidas para fortalecer el gobierno corporativo de Petróleos del Perú-PETROPERÚ S.A.

El 24 de marzo de 2014, mediante Decreto Supremo 008-2014-EM se aprobó el Reglamento de la Ley N° 30130, con el objeto de establecer las disposiciones normativas que permitan la ejecución de la modernización.

El 12 de abril de 2014, el Ministerio de Economía y Finanzas, mediante Resolución Ministerial N° 126-2014.EF/52, autorizó a PETROPERU a concertar una operación de endeudamiento externo sin garantía del Gobierno Nacional, destinada a financiar parcialmente el proyecto hasta por US\$500 millones.

El 29 de Mayo del 2014, PETROPERÚ y Técnicas Reunidas de España, firmaron el Contrato para la construcción del Proyecto de Modernización de Refinería Talara.

2.1.4.3.5. MODERNIZACIÓN DE REFINERÍA LA PAMPILLA

El proyecto de Adecuación a Nuevas Especificaciones de Combustibles de Refinería La Pampilla (RLP 21), consiste en la construcción de nuevas unidades de proceso que permitirán la producción de combustibles Diésel con bajo contenido de azufre y de esta manera adecuarse a la Ley N° 28694 promulgada en el 2006 que regula el contenido de azufre en el combustible Diésel y especifica que queda prohibida la comercialización para el consumo interno, Diésel cuyo contenido de azufre sea superior a las 50 ppm.

El proyecto consiste en instalar en Refinería La Pampilla seis (06) nuevas unidades de proceso, y las facilidades que requerirá la refinería modernizada, tal como se indica a continuación:

- Hidrotratamiento de Destilados Medios
- Aminas II y recuperación de azufre
- Hidrotratamiento e Hidrogenación de Naftas
- Reformado de Gasolina Pesada
- Isomerización de Gasolina Ligera
- Unidad de producción de Hidrógeno

La implementación del proyecto se estima realizar en aproximadamente 47 meses, y actualmente se encuentra en ejecución. Este proyecto permitirá una mejora de la calidad ambiental del aire a nivel nacional, ligada a las operaciones comerciales de Refinería La Pampilla; de igual manera la reducción del contenido de azufre en las gasolinas y en el Diésel derivadas del proyecto, afectará positivamente las emisiones en el área de influencia de las instalaciones industriales de la Refinería.

2.1.4.4. RETOS DE LA ACTIVIDAD DE REFINACIÓN Y TRANSPORTE DE HIDROCARBUROS

Los principales retos en la actividad de refinación y transporte de crudo y derivados son:

- Priorizar la ampliación y modernización de la Refinería Talara, en los plazos previstos, para producir Diésel Ultra Low Sulphur, procesar petróleo crudo pesado y producir menos petróleos industriales.
- Priorizar la modernización de Refinería La Pampilla, en los plazos previstos, para atender la creciente demanda de Diésel de Bajo Contenido de Azufre, que nos permita bajar los niveles de importación de Diésel Ultra Low Sulphur, por no contar con esta tecnología de proceso.
- Priorizar la construcción de oleoductos y poliductos en la Selva Norte, que permitan incrementar la producción de crudos pesados en los Lote: 67, 39 y 95.

- Acondicionar el Oleoducto Nor Peruano y el Terminal Bayovar, para transportar el petróleo crudo pesado que se producirá en la Selva Norte.
- Definir ampliaciones futuras en el esquema de refinación del país, considerando el incremento de la oferta nacional de crudos pesados.
- Priorizar la modernización de los Terminales de Combustibles del país, para distribuir los combustibles de las refinerías de una manera oportuna segura y confiable. Considerar la ampliación de capacidad de dichos Terminales o la construcción de nuevos Terminales, teniendo en cuenta el incremento de los días de cierre de puerto, por cambios climáticos.

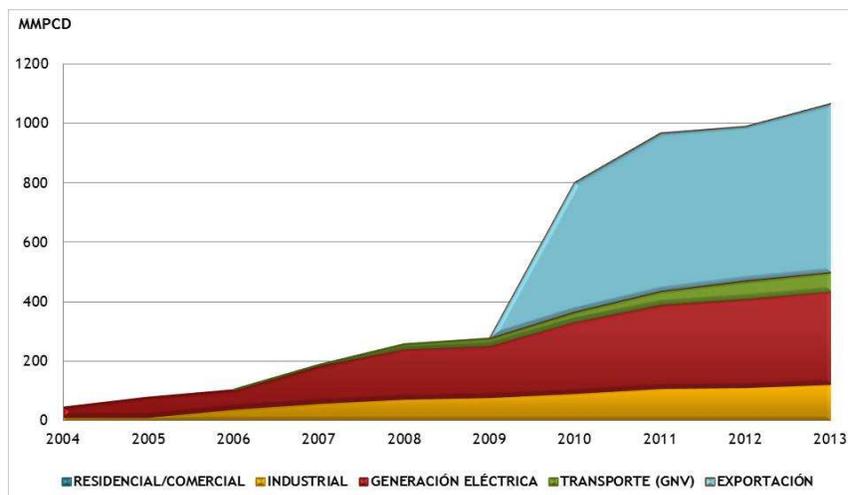
2.1.4.5. DEMANDA DE GAS NATURAL POR SECTORES DE CONSUMO Y EXPORTACIÓN

Dado el crecimiento de la producción de gas natural en el país y las políticas de masificación de gas natural en el Perú, la demanda de gas natural registró un crecimiento significativo durante los últimos años, con expectativas de crecimiento en los próximos años.

Los principales sectores de consumo de gas natural (*Gráfico 18*) son:

- La exportación de Gas Natural Licuefactado, que se inició en el año 2010 y ha tenido un crecimiento sostenido con una VMA = 9%, registrando en el 2013 una demanda de 567 MMPCD.
- El Sector de Generación Eléctrica, que en los últimos 7 años creció a una tasa anual de 7%, registró una demanda de gas natural con una VMA = 12%, estableciéndose en el año 2013 en 314,1 MMPCD.
- El Sector Industrial, que desde el ingreso del gas de Camisea ha sustituido el consumo de Diésel y Petróleos Industriales por el Gas Natural, registró una demanda de gas natural con una VMA = 12%, estableciéndose en el año 2013 en 120,2 MMPCD.
- El Sector Transporte, con el incremento de las Estaciones de Servicio de GNV y Talleres para realizar las conversiones de los vehículos a GNV, registró un crecimiento sostenido de Vehículos a GNV, y una demanda de gas natural con una VMA = 91%, estableciéndose en el año 2013 en 62,59 MMPCD
- Finalmente, el Sector Residencial - Comercial, en función del crecimiento de las infraestructura de distribución, ha crecido con una VMA = 49% y en el año 2013 registró una demanda de 3,76 MMPCD.

Gráfico 18 Evolución de la demanda de Gas Natural por Sectores de Consumo, en MMPCD



Fuentes: MINEM, OSINERGMIN

De acuerdo con los contratos de largo plazo para la exportación de Gas Natural Licuefactado, esta demanda se mantendrá estable hasta el año 2028; sin embargo, la demanda de gas natural para el mercado interno, es la que tendrá un crecimiento importante en los cuatro segmentos de consumo: Generación Eléctrica, Consumo Industrial, Transporte (GNV) y Residencial - Comercial. Este crecimiento requerirá mayor producción de los Lotes de Gas Natural y una mayor infraestructura de transporte, para poder satisfacer la demanda interna de gas natural del país.

2.2. ABASTECIMIENTO DE ENERGÍA

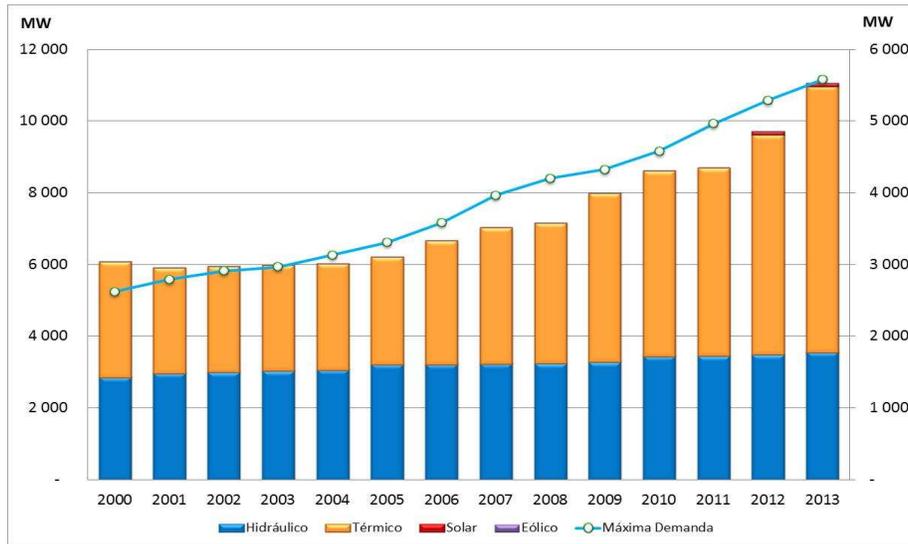
2.2.1. ABASTECIMIENTO DE ENERGÍA ELÉCTRICA

2.2.1.1. POTENCIA INSTALADA

La potencia instalada a nivel nacional, creció con una variación media anual de 4,7 % durante el período 2000-2013; siendo en el 2013 la capacidad total instalada en el país de 11 051 MW. Este valor fue superior en 13,9 % al parque eléctrico del año 2012. De esta potencia instalada a nivel nacional, 9 635 MW fueron para el mercado eléctrico nacional, mientras que 1 416 MW fueron para uso propio.

Las principales centrales hidroeléctricas son Santiago Antúnez de Mayolo de 798 MW y Restitución de 210 MW, que alcanzan el 28,4 % de la capacidad instalada de las Centrales Hidráulicas a nivel nacional y son de propiedad de ElectroPerú, mientras que las más representativas en la generación térmica se encuentran centrales térmicas de ciclo combinado Kallpa de 952 MW, Chilca 1 de 852 MW y Ventanilla de 524 MW las cuales pertenecen a las empresas Kallpa Generación S.A., Enersur S.A. y Edegel S.A.A. respectivamente. Finalmente, la potencia en centrales solares se mantiene de manera similar al año 2012 en 80 MW.

Gráfico 19 Potencia Instalada vs Demanda

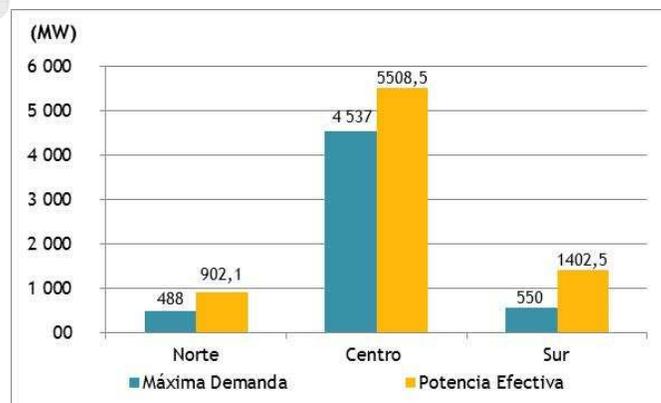


Fuente: DGE

La estructura por tipo de tecnología utilizada para la generación de energía varió sustancialmente desde 2000 a 2013 (Gráfico 19) siendo a diciembre de 2013 la participación del Mercado Eléctrico Nacional: Térmica (67 %), Hidráulica (32 %) y Solar (1 %). La potencia instalada en el SEIN para el año 2013 fue de 9 634 MW, y tuvo una variación media anual de crecimiento en el periodo 2000-2013 de 5,3 %.

En el Gráfico 20, se muestra la participación eléctrica por zonas para el año 2013; donde se observa que la zona centro tiene la mayor participación con un 71 % del parque de generación de electricidad, seguido por la zona sur con un 18 % y la zona norte con un 12 % de participación.

Gráfico 20 Oferta eléctrica efectiva por zonas. 2013

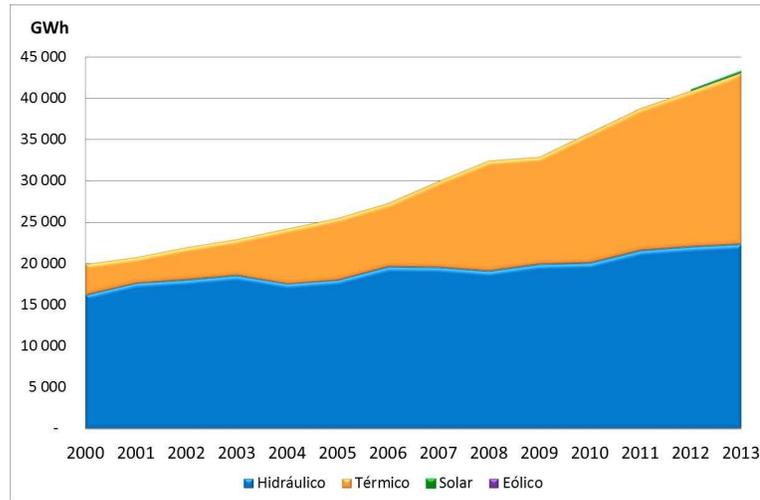


Fuente: DGE

2.2.1.2. PRODUCCION DE ELECTRICIDAD

La producción de Electricidad a nivel nacional creció con una variación media anual de 6,2 % durante el periodo 2000–2013. En el 2013 la producción de electricidad fue aproximadamente de 43 331 GWh, que fue 5,6% mayor que el año anterior. (Gráfico 21).

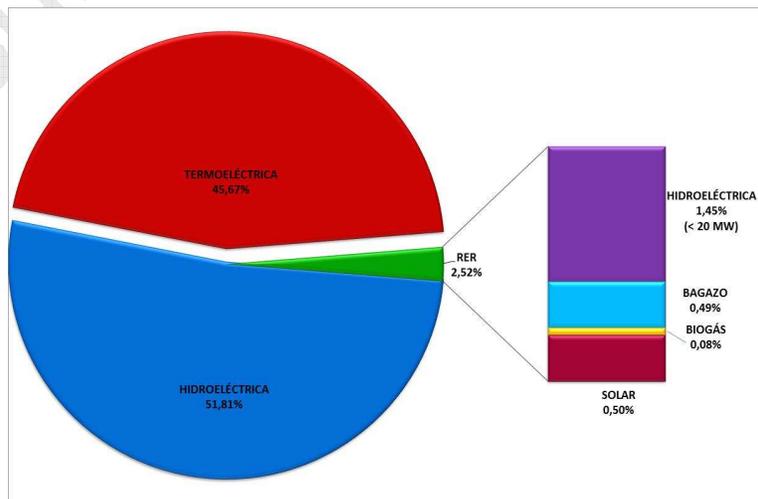
Gráfico 21 Producción de Electricidad vs Demanda.



Fuente: DGE

La estructura de la generación de electricidad por fuentes de energía varió sustancialmente. A diciembre de 2013 la producción de electricidad por generación térmica fue de 46 %, la generación hidráulica fue de 51,8 %, y la producción por energías renovables fue de 2,52%, mientras que la Región con mayor producción de energía eléctrica fue la ciudad de Lima, con 18 481,2 GWh seguido por la Región Huancavelica con una producción de 7 270,7 GWh.

Gráfico 22 Participación en la producción de energía eléctrica por tipo de fuente, año 2013



Fuente: DGE

2.2.1.3. LÍNEAS DE TRANSMISIÓN

Al 2013, se cuenta con 1 509,8 km de líneas de transmisión en 500 kV; 10 286,70 km de líneas de transmisión en 220 kV, 4 736,40 en 138 kV y 7 366 km en líneas de transmisión menores a 69 kV.

Mientras que en ese mismo año, se han incorporado 1 364 km de líneas de transmisión al Sistema Interconectado Nacional a diciembre de 2013. Entre las más saltantes se encuentran la conexión al SEIN de 888 km de línea en 500 kV que comprende los tramos L-5032 (Chilca-Poroma), L-5034 (Poroma - Ocoña) y la línea L-5036 (Ocoña – Montalvo), conformando la interconexión centro – sur en 500 kV.

Cuadro 3 Evolución de las Líneas de Transmisión 2005-2013 (km)

LONGITUD DE LÍNEAS DE TRANSMISIÓN					
Años	500 kV	220 kV	138 kV	< 69 kV (*)	TOTAL
2005		5 845,30	2 670,60	1 220,70	9 736,60
2006		5 924,50	2 870,90	1 220,70	10 016,10
2007		5 963,10	2 878,80	1 244,40	10 086,30
2008		6 381,40	2 890,80	1 336,10	10 608,30
2009		8 153,80	3 212,60	1 698,80	13 065,20
2010		8 265,90	3 738,50	1 884,40	13 888,80
2011	89,8	9 744,60	4 812,50	7 324,80	21 971,70
2012	611,8	9 998,70	4 704,80	7 219,40	22 534,70
2013	1509,8	10 286,70	4 736,40	7 366,10	23 899,00

Fuente: **COES**

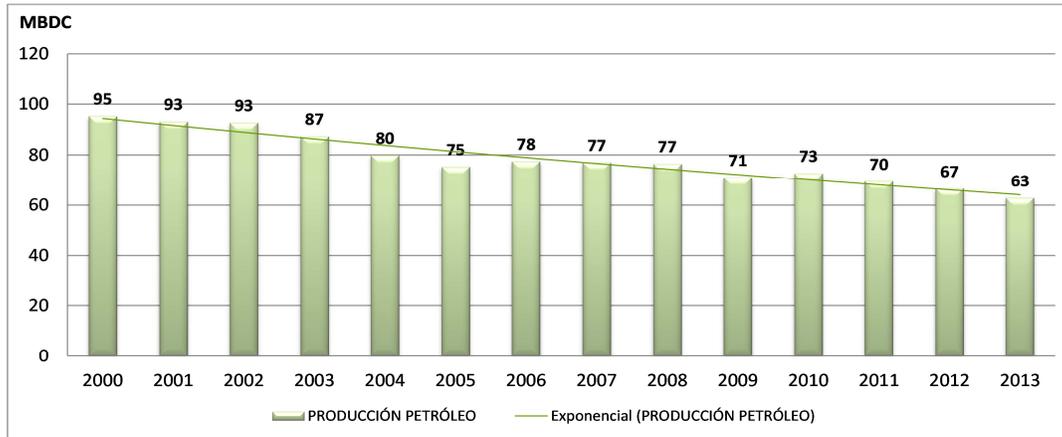
(*) Se ha considerado líneas de transmisión existente de las empresas distribuidoras y Usuarios libres integrantes y no integrantes

2.2.2. ABASTECIMIENTO DE PETRÓLEO CRUDO Y DERIVADOS

2.2.2.1. SITUACIÓN ACTUAL EN EL UPSTREAM

La producción de petróleo crudo en el Perú, durante el periodo 2000 – 2013, registró una contracción con una Variación Media Anual de -3,15%, estableciéndose en el año 2013 en 63 MBDC, a pesar de existir un contexto internacional favorable del precio del Crudo WTI y BRENT, en torno a los 100 US\$/BL. Esta realidad nos llevó a importar aproximadamente 90 MBDC de petróleo crudo para abastecer la carga de nuestras refinerías, acentuando nuestra condición de un país deficitario de petróleo crudo. (Gráfico 23)

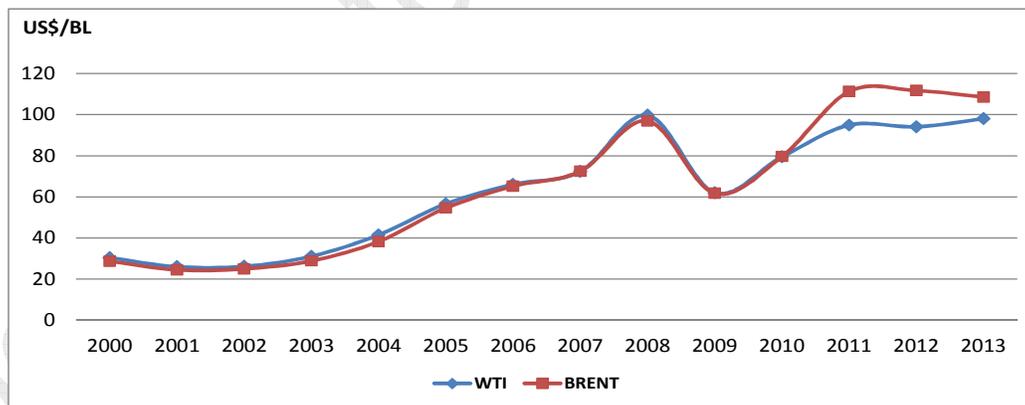
Gráfico 23 Evolución de la Producción de Petróleo Crudo en el Perú durante el periodo 2000 – 2013.



Fuentes: PERUPETRO, MINEM

Entre los principales factores que han impactado negativamente el nivel de producción de petróleo, podemos mencionar: las demoras en obtener los permisos que se requieren para las inversiones en pozos de exploración y explotación y la licencia social de las comunidades donde se realiza la actividad petrolera.

Gráfico 24 Evolución del precio del petróleo crudo WTI y BRENT durante el periodo 2000 – 2013

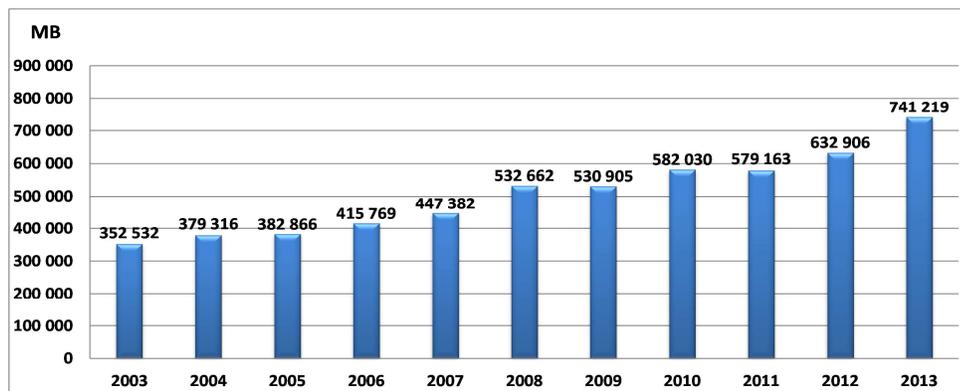


Fuentes: EIA

2.2.2.2. RESERVAS

Las Reservas Probadas petróleo crudo en el Perú, durante el periodo 2003 – 2013, registró un crecimiento con una Variación Media Anual de 7,71%, estableciéndose en el año 2013 en 741 MMBL. En el futuro, el incremento de las reservas probadas de petróleo crudo dependerá de un incremento de la actividad exploratoria y el factor de éxito en dicha actividad. (Gráfico 25).

Gráfico 25 Evolución de las Reservas Probadas de Petróleo Crudo durante el periodo 2003 – 2013

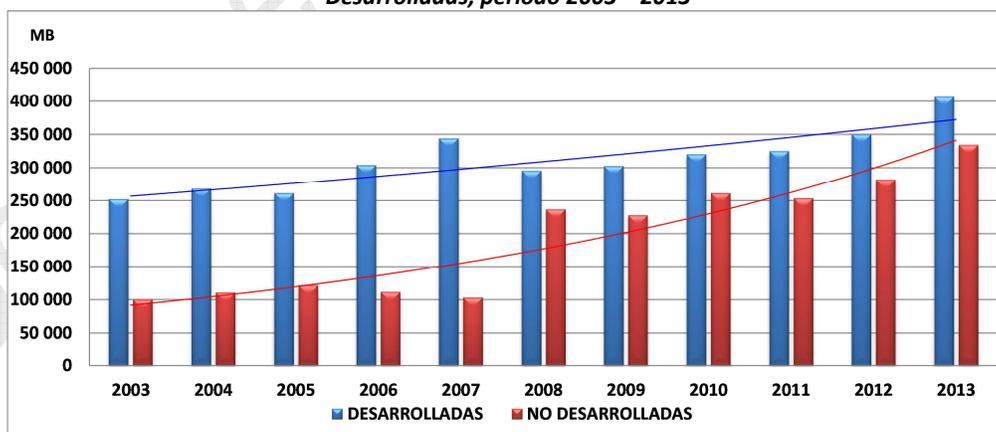


Fuentes: PERUPETRO, MINEM

Según se puede observar en el Gráfico 26, en el año 2013 el 55% de las Reservas Probadas de Petróleo se encuentran desarrolladas y en producción y el 45% son Reservas Probadas No Desarrolladas, las cuales corresponden a campos con muy diverso potencial y grado de desarrollo y se constituyen en una oportunidad de inversión en explotación, para revertir en un mediano plazo la tendencia negativa de producción de petróleo crudo en el Perú.

A partir del año 2008, el nivel de Reservas Probadas No desarrolladas se incrementó, debido a una revaluación de reservas Probables a Probadas y una menor actividad de explotación, como consecuencia de demoras en los permisos requeridos para la perforación de pozos de desarrollo.

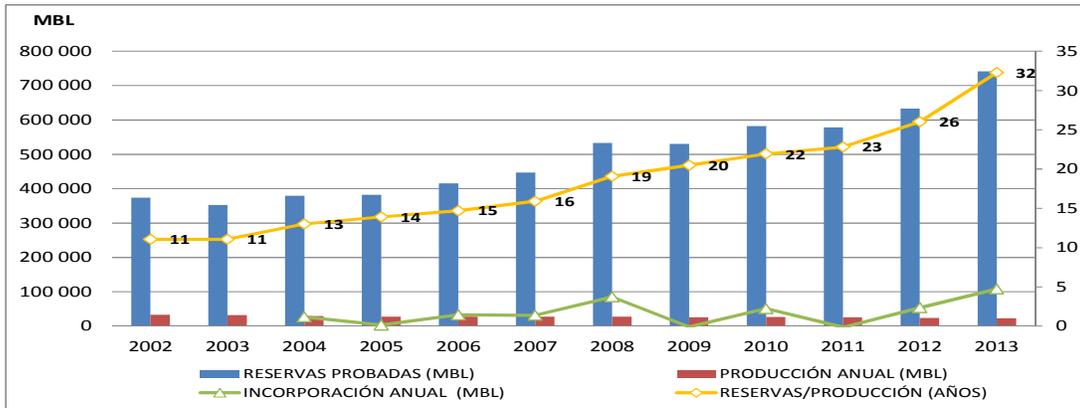
Gráfico 26 Evolución de las Reservas Probadas Desarrolladas y No Desarrolladas, periodo 2003 – 2013



Fuentes: PERUPETRO, MINEM

Durante el periodo 2003 – 2013, el Ratio Reservas/Producción, se incrementó como consecuencia de un efecto combinado del incremento de las Reservas Probadas y la contracción de la producción. Con el nivel de producción del año 2013, las reservas probadas se agotan en 32 años; sin embargo, este ratio requiere complementarse con nuestro principal objetivo de que el Perú llegue a ser un país autoabastecido de petróleo crudo, dinamizando la actividad exploratoria y de explotación. (Gráfico 27).

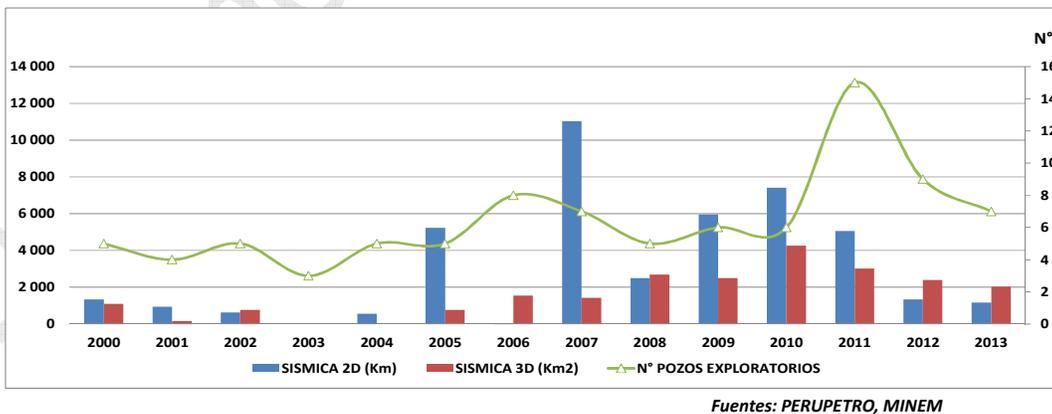
Gráfico 27 Evolución de las Reservas Probadas, Producción e Incorporación de Reservas, y Ratio Reservas / Producción



2.2.2.3. EXPLORACIÓN

La actividad exploratoria, tanto en la adquisición de información sísmica como en el número de pozos exploratorios perforados, después de un periodo de estancamiento (2000 – 2004), registró un crecimiento moderado durante el periodo 2005 – 2010, alentada por el precio internacional del petróleo crudo; sin embargo, a pesar que el precio del petróleo se ha mantenido en torno a los 100 US\$/Bl, esta actividad ha tenido una fuerte contracción durante el periodo 2011 – 2013. (Gráfico 28).

Gráfico 28 Evolución de la Exploración Sísmica 2D y 3D, y N° de Pozos Exploratorios

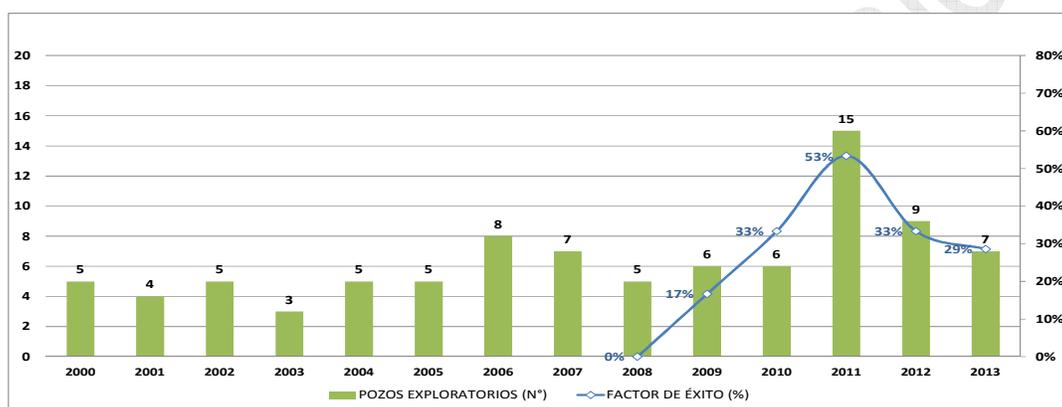


La contracción de la actividad exploratoria, en adquisición de información sísmica y número de pozos perforados, se debe a dos factores: Demora en los permisos necesarios para realizar la actividad exploratoria y los problemas sociales, que han originado que varios contratos de exploración, se encuentren en estado de fuerza mayor.

En el periodo de análisis, la mayor actividad exploratoria se registró en la Selva Norte y en el Zócalo Norte, por ejemplo en el año 2013 de los 7 pozos exploratorios, 5 se perforaron en la Selva (Lotes: 138, 58, 88, 131 y 95) y 2 se perforaron en el Zócalo Norte (Z-2B).

Según se puede observar en los Gráfico 28 y Gráfico 29, en la medida que se incrementa la actividad exploratoria, se incrementa el factor de éxito en la actividad, cuando se contrae la actividad exploratoria como en el periodo 2012 – 2013, el factor de éxito cae a niveles cercanos a 30%.

Gráfico 29 Evolución del N° de Pozos Exploratorios y Factor de Éxito



Fuentes: PERUPETRO, MINEM

Otro aspecto importante en la actividad exploratoria, es el número de contratos de exploración, las áreas asignadas y las áreas efectivas de exploración. En el año 2013 hemos tenido 50 contratos de exploración, con una extensión total asignada de 27 053 113 Hectáreas; sin embargo, el área efectiva de trabajos de exploración fue de 214 628 Hectáreas, que representa solamente el 0,8% del área total asignada en los contratos de exploración.

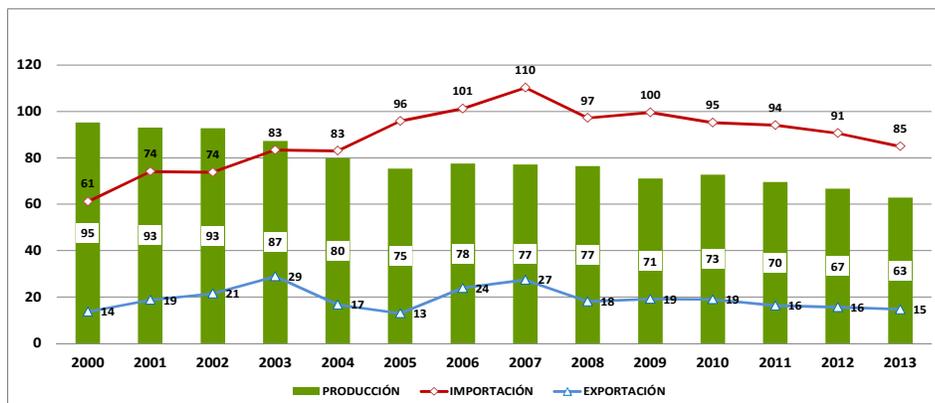
2.2.2.4. PRODUCCIÓN, IMPORTACIÓN Y EXPORTACIÓN DE PETRÓLEO

El Perú es un país deficitario de petróleo, en la medida que se ha contraído la producción de petróleo en el país y la mayor demanda interna de combustibles líquidos derivados de los hidrocarburos, se ha incrementado la importación de petróleo, alcanzando su valor máximo en el año 2007 donde se registró una importación de 110 MBDC. A partir del año 2008 con el ingreso de otras cargas a las refinerías, procedentes de los líquidos de gas natural de Camisea, las importaciones de crudo han disminuido, estableciéndose en el año 2013 en 85 MBDC.

Las importaciones de petróleo son realizadas por RELAPASA y PETROPERU, con una participación de 70% y 30%, respectivamente. Las importaciones de petróleo crudo provinieron principalmente de Ecuador (50%), Trinidad y Tobago (23%), Nigeria (19%) y Colombia (5%).

Las exportaciones de petróleo, son realizadas por PLUSPETROL, principalmente de crudo Loreto y en una pequeña proporción de Crudo Mayna, en el año 2013 las exportaciones de petróleo se establecieron en 15 MBDC y su destino fue a EEUU y Chile.

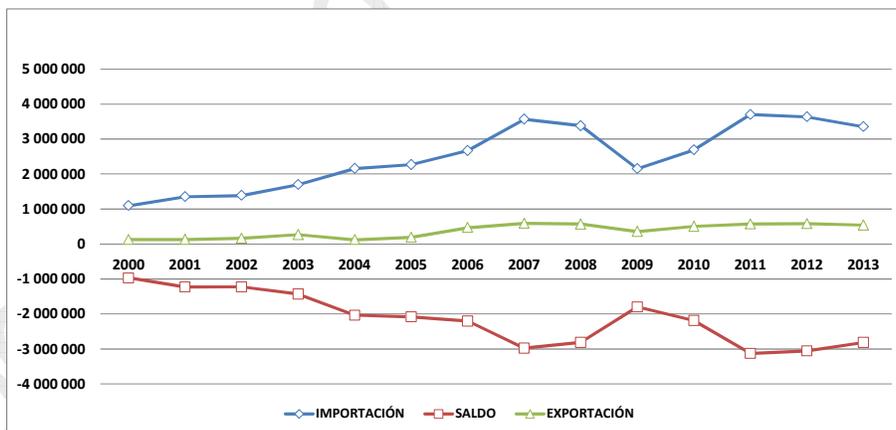
Gráfico 30 Evolución de la Producción, Importación y Exportación de Petróleo Crudo, en MBDC



Fuentes: PERUPETRO, MINEM

La balanza comercial de petróleo en el Perú es negativa, habiéndose establecido durante el periodo 2011 – 2013, en torno a los – 3 000 MMUS\$. La única manera de revertir esta situación, es dinamizando la actividad petrolera con un claro objetivo de llegar a ser un país autoabastecido de petróleo. (Gráfico 31).

Gráfico 31 Evolución de la Balanza Comercial del Petróleo durante el periodo 2000 – 2013, en MUS\$

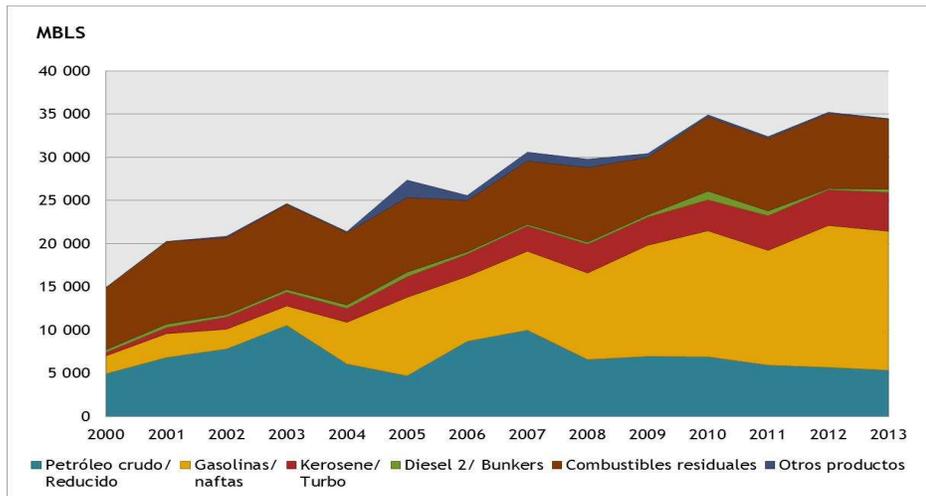


Fuentes: MINEM, PERUPETRO

2.2.3. EXPORTACIÓN DE HIDROCARBUROS

En el período 2000-2013, las exportaciones de petróleo crudo se redujeron, mientras que la exportación de las gasolinas y naftas crecieron. Los combustibles líquidos con mayor participación en las exportaciones en el 2013 fueron las gasolinas y naftas y los combustibles residuales.

Gráfico 32 Exportación de Hidrocarburos 2000-2013



Fuente: DGH

En el año 2010, con la puesta en marcha de la Planta de Licuefacción de Gas Natural de Melchorita, se iniciaron las exportaciones de gas natural licuefactado (GNL).

2.2.3.1. PRINCIPALES RETOS DE LA ACTIVIDAD PETROLERA EN EL UPSTREAM

Los principales retos en el Upstream del Petróleo son:

- Incrementar la actividad exploratoria, tanto de recolección de datos sísmicos 2D y 3D, como de perforación de pozos exploratorios, mejorando el factor de éxito en dicha actividad. Asimismo, en los contratos de exploración vigentes, se debe incrementar el área efectiva de los trabajos de exploración, diversificando la actividad exploratoria en cuencas de mayor riesgo, de lo contrario estamos postergando varias décadas la posibilidad de tener éxito en las áreas asignadas a dichos Contratos.
- La dinamización de la actividad petrolera en el Perú, se debe constituir en una política de estado, que afiance la seguridad energética del país de una manera sostenible, en tal sentido se debe hacer un análisis de todos los procesos para obtener los permisos en la actividad petrolera, de tal manera que sean rediseñados para promover la inversión en la exploración y explotación de petróleo de una manera sostenible y no se constituyan en obstáculos que originen que los contratos entren en estado de fuerza mayor.
- Incrementar el nivel de producción de petróleo de una manera sostenible, de tal manera que el Perú llegue a ser un país autoabastecido de petróleo, manteniendo y acrecentando los niveles de las reservas probadas de petróleo.
- Promover la actividad de explotación de las reservas probadas no desarrolladas, de tal manera que el Perú llegue a incrementar su nivel de producción de petróleo en un mediano plazo y se revierta la balanza comercial negativa.

- Promover las inversiones en infraestructura de transporte de petróleo (Oleoductos), terminales y puertos, de tal manera que permita poner en valor en el mediano plazo las reservas probadas no desarrolladas.
- Plantear de manera explícita las metas anuales mínimas de nuevos descubrimientos, nuevos niveles de producción, nuevas inversiones en infraestructura logística; a través del Ministerio de Energía y Minas, PERUPERTO y el OSINERGMIN.
- PERUPETRO debe invertir en la Evaluación Ambiental Estratégica, Información Sísmica y Consulta Previa, de los nuevos Lotes Petroleros, de tal manera que pueda poner a disposición de los inversionistas interesados en el concurso internacional de dichos lote, toda esta información.

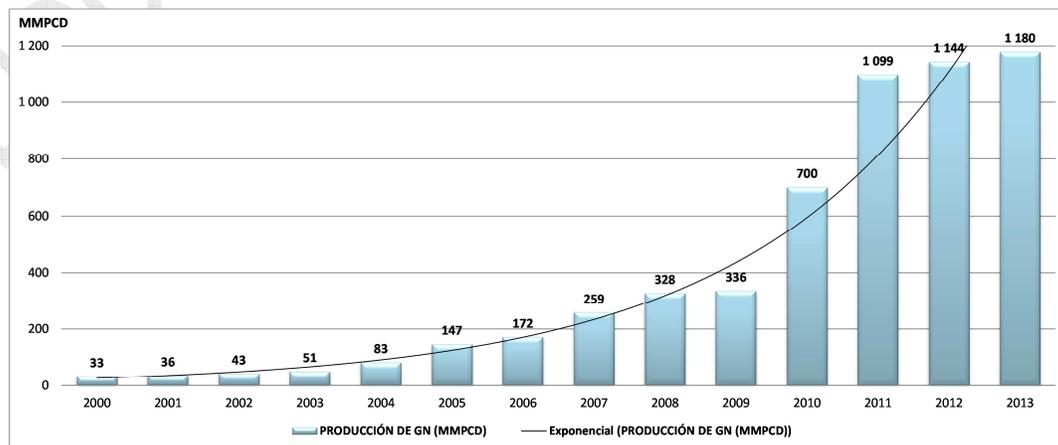
2.2.4. ABASTECIMIENTO DE GAS NATURAL

2.2.4.1. SITUACIÓN ACTUAL EN EL UPSTREAM

El Perú es un país exportador de gas natural, producimos 1180 MMPCD y exportamos aproximadamente 540 MMPCD. Históricamente el desarrollo del gas natural ha estado limitado por la infraestructura de transporte, por ejemplo en el caso de Camisea, su desarrollo ha estado limitado a la capacidad de transporte de TGP que es de 1,340 MMPCD de gas natural y 110 MBDC de líquidos de gas natural, en ese sentido el desarrollo de nueva infraestructura de transporte de gas natural y líquidos de gas natural, permitirán poner en valor reservas probadas no desarrolladas en los lotes 88, 56, 57 y reservas probables de los Lote 58 y 76. El gasoducto sur peruano, permitirá incrementar la capacidad de transporte de gas natural en 500 MMPCD y en un mediano plazo se expandirá a 800 MMPCD.

La producción de gas natural, durante el periodo 2000 – 2013, con el ingreso del gas natural de Camisea, registró un crecimiento exponencial con una Variación Media Anual de 31,6%. (Gráfico 33).

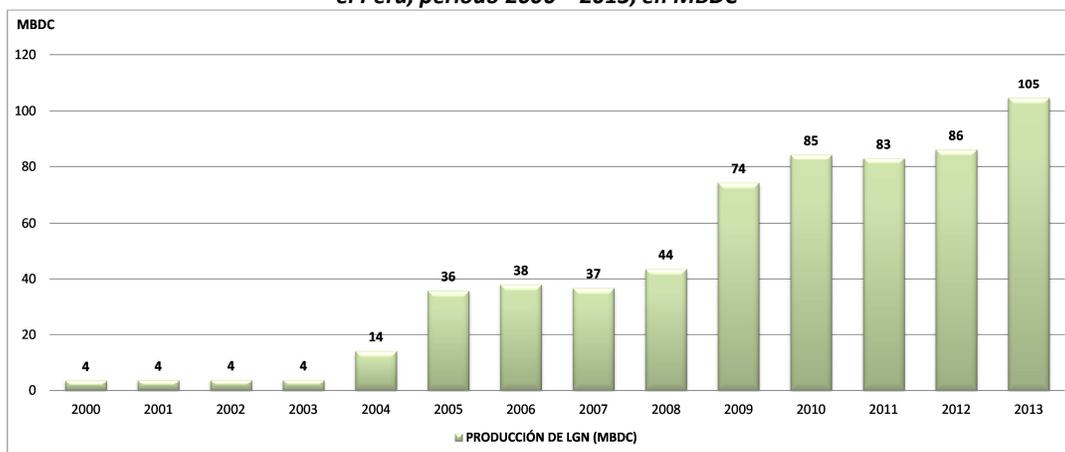
Gráfico 33 Evolución de la Producción de Gas Natural en el Perú durante el periodo 2000 – 2013, en MMPCD



Fuentes: PERUPETRO, MINEM

La producción de líquidos de gas natural, fue expandiéndose en función de la capacidad de la planta de fraccionamiento Pisco y la capacidad de transporte del poliducto de TGP desde Malvinas hasta Pisco. Durante el periodo de análisis registró un crecimiento con una Variación Media Anual de 29%, estableciéndose en el año 2013 en 105 MBDC. (Gráfico 34).

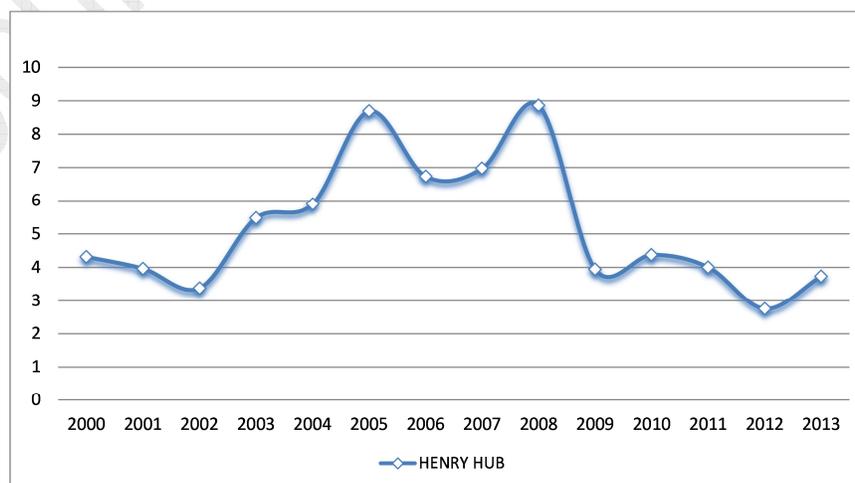
Gráfico 34 Evolución de la Producción de Líquidos de Gas Natural en el Perú, periodo 2000 – 2013, en MBDC



Fuentes: PERUPETRO, MINEM

El precio internacional del gas natural, tomando como referencia el marcador Henry Hub, alcanzó su máximo valor histórico en el año 2008 con un precio promedio de 8,86 US\$/MMBTU, luego registro una caída en el 2012 por debajo de 3 US\$/MMBTU, debido al incremento de oferta de gas natural en EEUU (Shell gas) . (Gráfico 35).

Gráfico 35 Evolución del precio marcador internacional del gas natural Henry Hub, periodo 2000 – 2013, en MBDC

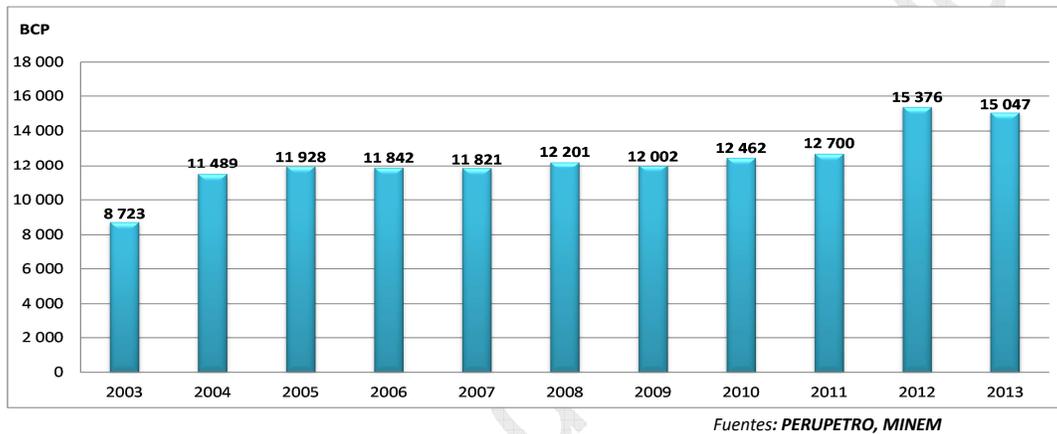


Fuentes: PERUPETRO, MINEM

2.2.4.2. RESERVAS

Las Reservas Probadas de gas natural, durante el periodo 2000 – 2013, se incrementaron en función de los trabajos de exploración en nuevos yacimientos, con una Variación Media Anual de 5%, estableciéndose en el año 2013 en 15 047 BCP. En el futuro, el incremento de las reservas probadas de gas natural dependerá de un incremento de la actividad exploratoria y el factor de éxito en dicha actividad.

Gráfico 36 Evolución de las Reservas Probadas de Gas Natural durante el periodo 2003 – 2013, en BCP

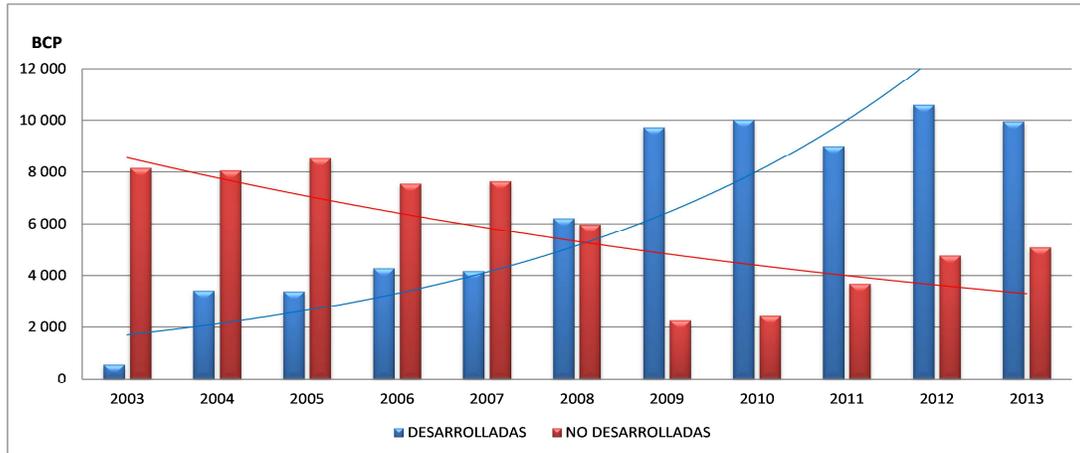


Según se puede observar en el Gráfico 37, durante el periodo de análisis las reservas probadas desarrolladas han tenido un crecimiento sustancial, como consecuencia del incremento de la demanda de gas natural en el mercado interno y el inicio de la exportación de gas natural en el año 2010. En el año 2013, las reservas probadas desarrolladas de gas natural, representan el 66% de las Reservas Probadas de gas natural. Las Reservas Probadas No Desarrolladas, corresponden a campos con muy buen potencial y grado de desarrollo y se constituyen en una oportunidad de inversión en explotación, para incrementar la producción de gas natural en un mediano plazo en el Perú.

En el año 2009, el nivel de Reservas Probadas No Desarrolladas declina, debido a una revaluación de reservas Probadas a Probables y una menor actividad de explotación. A partir del año 2010 se registró el incremento de reservas probadas del Lote 57 y algunos lotes en explotación.

Se estima que las reservas probadas de gas natural se incrementarán en los próximos años debido a la declaración comercial del Lote 58 y el descubrimiento de nuevos yacimientos de gas natural.

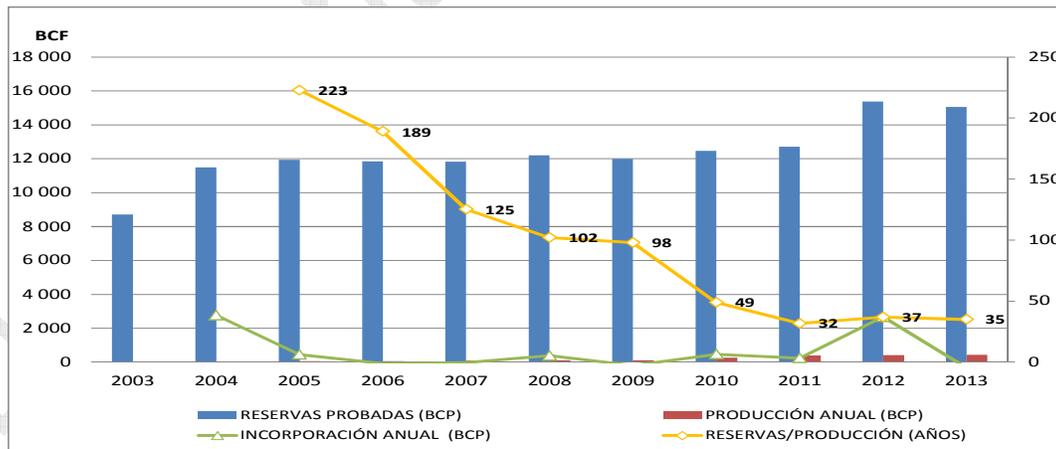
Gráfico 37 Evolución de las Reservas Probadas Desarrolladas y No Desarrolladas de gas natural



Fuentes: PERUPETRO, MINEM

Durante el periodo 2003 – 2013, conforme se ha ido incrementando la producción de gas natural, el Ratio Reservas/Producción ha declinado. Con el nivel de producción del año 2013, las reservas probadas se agotan en 35 años; sin embargo, si dinamizamos la actividad exploratoria, el potencial incremento de reservas probadas de gas natural para los próximos 5 años, es de 11,06 TCF, con lo cual se incrementará el ratio Reservas/Producción.

Gráfico 38 Evolución de las Reservas Probadas, Producción e Incorporación de Reservas



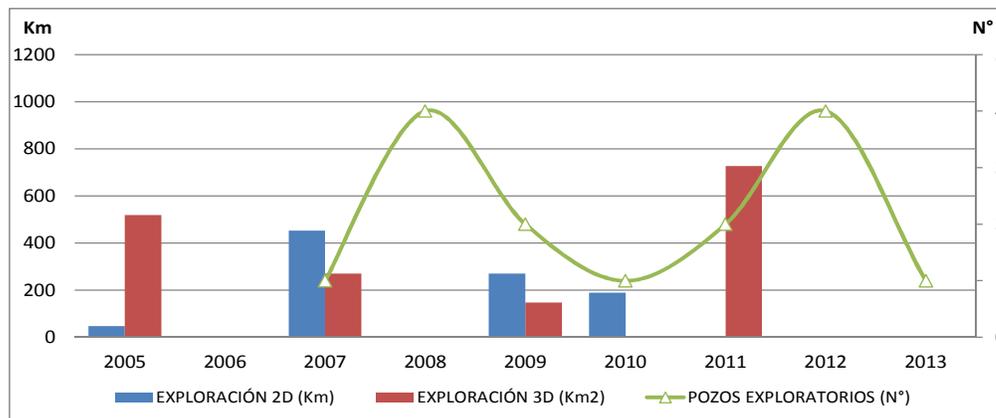
Fuentes: PERUPETRO

2.2.4.3. EXPLORACIÓN

La actividad exploratoria de gas natural, tanto en la adquisición de información sísmica como en el número de pozos exploratorios perforados, ha declinado significativamente a tal punto que en los años 2012 y 2013 no se han realizado trabajos de exploración sísmica 2D y 3D en áreas potenciales de gas natural. Asimismo, en el periodo de análisis, el mayor número de

pozos exploratorios se registró en el año 2008 en los Lotes Z-2B y Z- 6, y en el año 2012 en los Lotes 56 y 57, el resto de años la perforación de pozos exploratorios ha sido mínima

Gráfico 39 Evolución de la Exploración Sísmica 2D y 3D, y N° de Pozos Exploratorios de Gas Natural



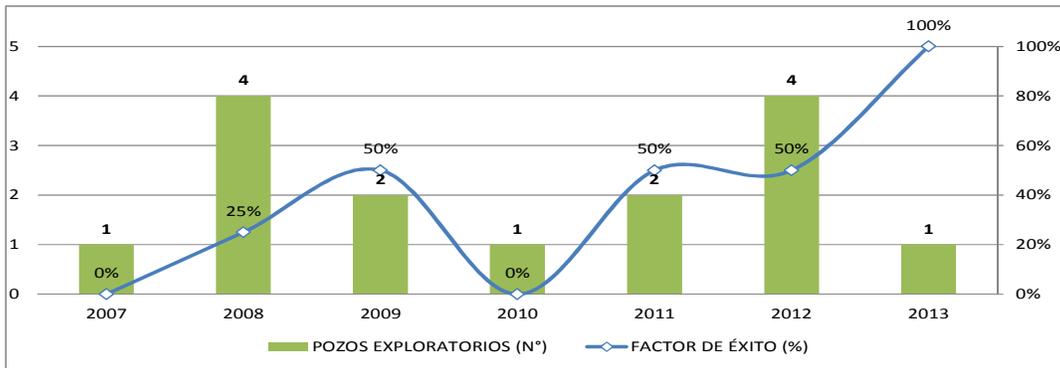
Fuentes: PERUPETRO

La contracción de la actividad exploratoria de gas natural, en adquisición de información sísmica y número de pozos perforados, se debe a tres factores: Falta de incentivo para explorar gas natural por la limitada capacidad de transporte, la demora en los permisos necesarios para realizar la actividad exploratoria y los problemas sociales, que han originado que varios contratos de exploración se encuentren en estado de fuerza mayor.

Según se puede observar en los Gráfico 38 y Gráfico 39, en la medida que se incrementa la actividad exploratoria de gas natural, se incrementa el factor de éxito en la actividad, obteniendo un factor de éxito cercano a 50%.

Otro aspecto importante en la actividad exploratoria de gas natural, son las áreas asignadas en los Contratos de Exploración y las áreas efectivas de exploración. El área efectiva de actividades de exploración de gas natural, representa solamente el 0,6% del área total asignada en dichos contratos.

Gráfico 40 Evolución del N° de Pozos Exploratorios de gas natural y su Factor de Éxito

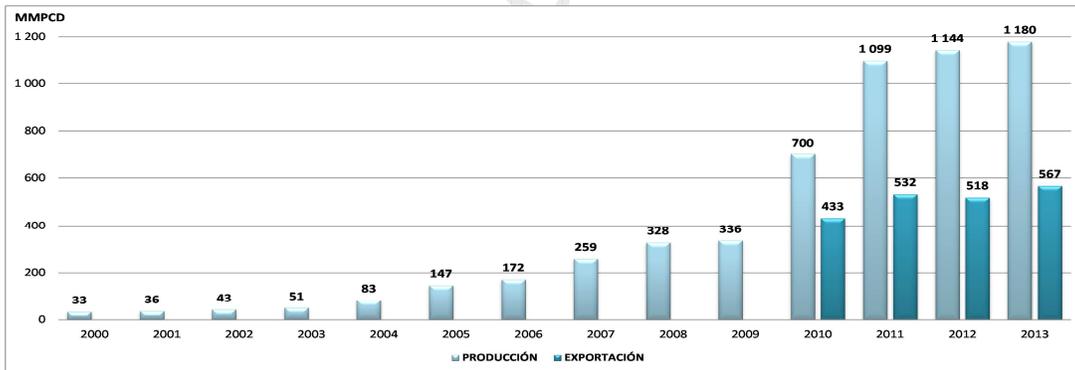


Fuentes: PERUPETRO

2.2.4.4. PRODUCCIÓN Y EXPORTACIÓN DE GAS NATURAL

El Perú es un país excedentario de gas natural, produce 1 180 MMPCD de gas natural, de los cuales exporta aproximadamente 567 MMPCD. (Gráfico 41)

Gráfico 41 Evolución de la Producción y Exportación de Gas Natural



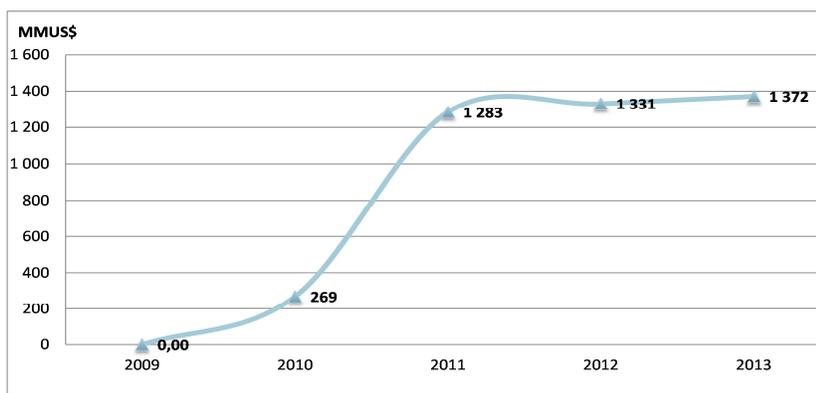
Fuentes: PERUPETRO

La producción de gas natural se realiza en tres zonas geográficas: Nor Oeste (Lotes: I, II, III, IV, V, VII/VI, IX, X, XIII, XV y XX), Zócalo (Lotes: Z-2B, Z1) y en la Selva (Lotes: 8, 1AB, 31-C, 56, 57 y 88).

Las exportaciones de gas natural, son realizadas de la producción de gas natural del Lote 56 operado por PLUSPETROL PERU CORPORACIÓN S.A., y su principal destino es México, España, Japón y Corea del Sur

La balanza comercial de gas natural en el Perú es positiva, habiéndose establecido en el año 2013, en 1 372 MMUS\$

Gráfico 42 Evolución de la Balanza Comercial del Gas Natural, en MMUS\$



Fuentes: MINEM, PERUPETRO

2.2.4.5. RETOS EN EL UPSTREAM DE GAS NATURAL

Los principales retos en el Upstream del Gas Natural son:

- Incentivar la exploración de áreas con prospectividad elevada de recursos de gas natural, con el objetivo de incrementar las reservas probadas de gas natural, en el corto plazo (Lotes: 88, 56, 57, 58, 76, Z1, Z2B, Z6 y XIII)
- Definir con los operadores de los Lotes de Gas Natural, metas de exploración y de explotación a mediano y largo plazo, teniendo en cuenta que la demanda nacional de gas natural tendrá un crecimiento exponencial y se requiere afianzar la seguridad energética del país.
- Analizar la oferta de gas natural al mercado interno, bajo criterios de seguridad energética y confiabilidad y de ser necesario instalar infraestructura para importar gas natural, para diversificar las fuentes de oferta, en caso de emergencias.
- Analizar el potencial de gas no convencional en el Perú y su impacto en los precios del mercado regional.

2.2.4.6. INFRAESTRUCTURA DE TRANSPORTE DE GAS NATURAL

La construcción de infraestructura de transporte de gas natural, incentiva la producción de gas natural, así como las inversiones en exploración para reemplazar las reservas explotadas e incrementar las reservas probadas.

En el Perú, el crecimiento de la producción de gas natural ha estado en función de la infraestructura de transporte de gas natural disponible. La demanda interna de gas natural ha tenido un crecimiento exponencial y llegamos a la situación actual que no se puede abastecer de gas natural, a consumidores potenciales de los sectores: Eléctrico, Industrial y Transporte (GNV), por limitaciones en el sistema de transporte.

En ese sentido, la construcción de nueva infraestructura de gas natural, como el proyecto: “Mejoras a la Seguridad Energética y desarrollo del Gasoducto Sur Peruano”, dinamizará la actividad de explotación y exploración de gas natural y permitirá poner en valor potenciales recursos de los Lotes: 88, 56, 57, 58 y 76.

Cuadro 4 Infraestructura de Transporte de Gas Natural y Líquidos de Gas Natural en el Perú

Ductos	Tipo	Capacidad	Origen	Destino	Distancia
TGP	LGN	110 MBDC	CAMISEA	PISCO	557 KM
TGP	GAS	610 MMPCD	CAMISEA	LURIN	729 KM
PERU LNG	GAS	677 MMPCD	CHIQUINTIRCA	PAMPA MELCHORITA	408 KM
AGUAYTÍA	GAS	55 MMPCD	AGUAYTÍA	CT-AGUAYTÍA	146 KM

Fuente: DGEE

La producción de líquidos de gas natural, ha tenido un comportamiento similar a la producción de gas natural, muy ligada al desarrollo de infraestructura de transporte de líquidos de gas natural. Con la puesta en operación del Gasoducto Sur Peruano, se incrementará la producción de líquidos de gas natural en los Lotes: 88, 56, 57, 58 y 76.

2.2.4.7. RETOS EN EL TRANSPORTE DE GAS NATURAL

Los principales retos en el Transporte de Gas Natural son:

- Planificar la expansión de la capacidad de transporte de gas natural, en función de la demanda en el mercado interno, las reservas probadas y los niveles de producción. Identificar los requerimientos de expansión, en estrecha coordinación con los consumidores potenciales y agentes productores y transportistas de gas natural.

- Garantizar la expansión de la capacidad de transporte de líquidos de gas natural, como resultado de una mayor producción de líquidos de gas natural en los Lotes: 88, 56, 57, 58 y 76
- Priorizar la ejecución del proyecto: “Mejoras a la seguridad Energética y Desarrollo del Gasoducto Sur Peruano”, para afianzar la seguridad del sistema nacional de transporte, en la zona de seguridad energética (Malvinas – Anta – Chiquintirca) y suministrar gas natural a la costa sur del país, para los consumidores potenciales de los sectores: Eléctrico, Industrial, Transporte y Residencial-Comercial.
- Priorizar la construcción de gasoductos en las zonas de producción de gas natural, de tal manera que permitan conectar la infraestructura de producción de gas natural, con el sistema nacional de transporte de gas natural.
- En la medida que se construya más infraestructura de transporte de gas natural, en la zona de seguridad energética (Malvinas – Anta – Chiquintirca), se debe contratar y poner en operación un Gestor Técnico del Sistema Nacional de Transporte en la Zona de Seguridad Energética, cuya función principal será gestionar la continuidad y seguridad del suministro, el correcto funcionamiento técnico y comercial, entre los agentes que hacen uso de dicho sistema de transporte.

3. PROSPECTIVA

3.1. SUPUESTOS PARA ELABORACIÓN DE LA PROSPECTIVA

Para el desarrollo de la prospectiva, se ha considerado los siguientes supuestos:

- Se asume que el PBI continuará incrementándose a tasas relativamente altas, que los precios del crudo bajen y que las reservas sean suficientes para soportar la oferta, con crecimientos del PBI del 4,5% y 6,5%.
- Se continuará con las políticas de:
 - Eficiencia Energética en los sectores residencial, transporte e industrial.
 - Masificación del Gas.
 - Cobertura eléctrica cercana al 100%.
 - Incremento de la contribución de las RER al 5%.
 - Mantener un balance hidro/gas en el mix de generación eléctrica.
 - Modernización de la Refinería de Talara y establecimiento de una Red de Ductos de Gas Natural.
 - Iniciar la Petroquímica.

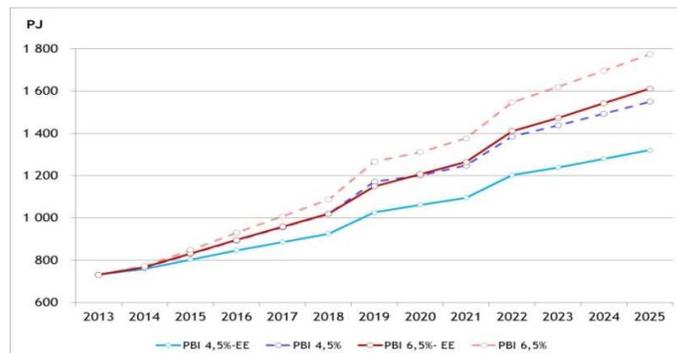
3.2. PROYECCIONES DEL CONSUMO FINAL TOTAL DE ENERGÍA

3.2.1. CONSUMO FINAL DE ENERGÍA

Acorde con la evolución del Producto Bruto Interno, la Población y la aplicación de medidas de eficiencia energética en los sectores residencial, comercial, industria y transporte para mitigar el cambio climático se realizó la proyección del Consumo Final de energía para dos escenarios con tasas promedio anuales del Producto Bruto Interno de 4,5% y 6,5% durante el período 2014 – 2025.

El consumo final de energía para el año 2025 fluctuaría entre 1 321 PJ y 1 612 PJ con medidas de eficiencia energética. La tasa anual de crecimiento promedio anual oscilaría entre 5% y 7%. En el Anexo N° 1 y Gráfico 43 se aprecia los valores y la evolución de las proyecciones del Consumo Final de energía del Perú tendencial y con medidas de eficiencia energética (EE).

Gráfico 43 Proyección del Consumo Final de Energía

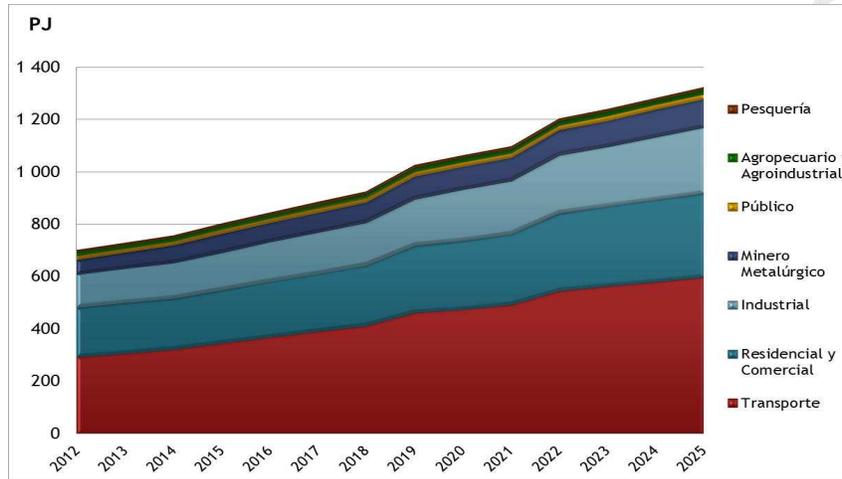


Fuente: MINEM

3.2.2. CONSUMO FINAL DE ENERGÍA POR SECTORES

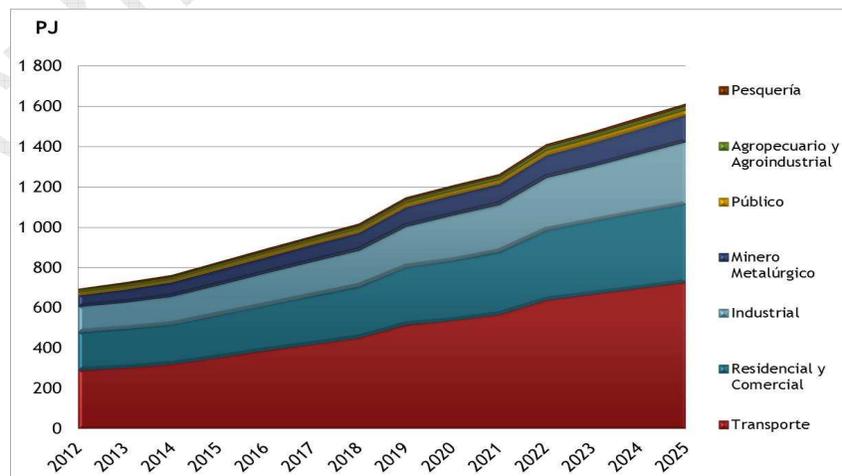
En los Gráfico 44 y Gráfico 45, muestra el consumo final de energía del Perú, que oscila entre los 1 300 y 1600 PJ, con los resultados de la proyección 2014-2025 por sectores; destacándose la participación del Sector Transporte en 45,3% para cada escenario de crecimiento de PBI.

Gráfico 44 Evolución del Consumo Final de Energía por sectores 2014-2025 Escenario: PBI 4,5%



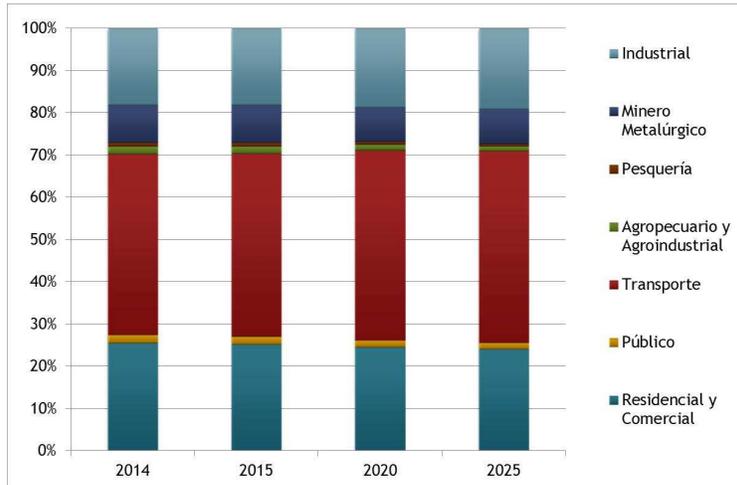
Fuente: MINEM

Gráfico 45 Evolución del Consumo Final de Energía por sectores 2014-2025. Escenario: PBI 6,5%



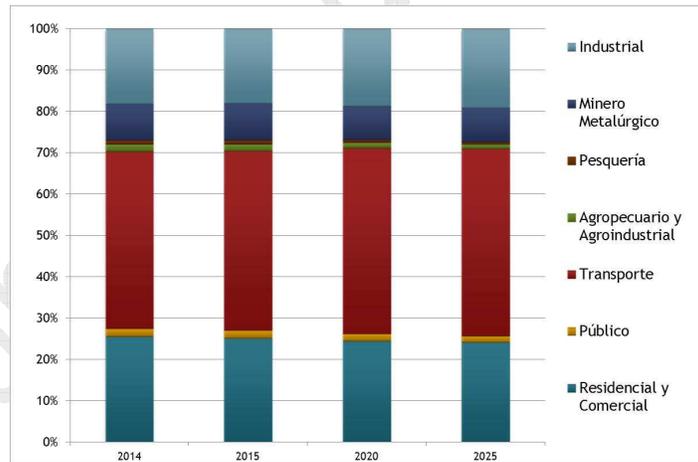
Fuente: DGEE

Gráfico 46 Estructura de la participación del Consumo Final de Energía por sectores. Escenario: PBI 4,5%



Fuente: DGEE

Gráfico 47 Estructura de la participación del Consumo Final de Energía por sectores. Escenario: PBI 6,5%



Fuente: DGEE

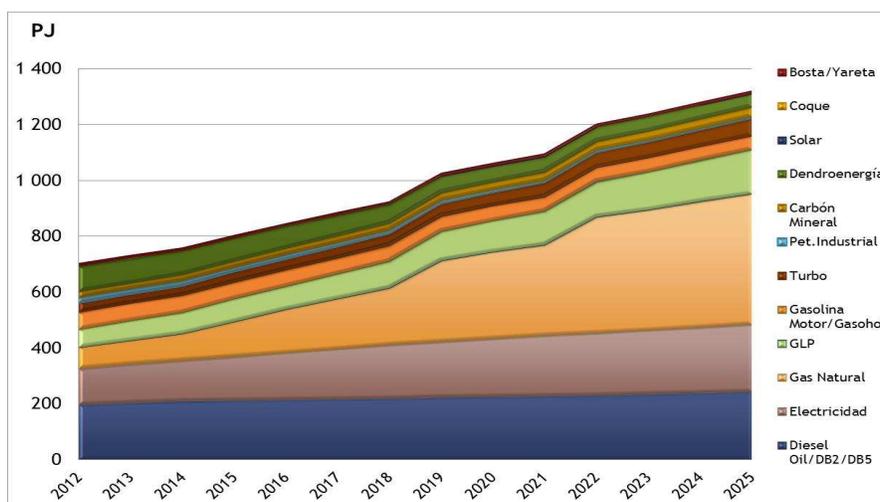
3.2.3. CONSUMO FINAL POR FUENTES ENERGÉTICAS

El análisis del consumo final de energía por fuentes adquiere particular relevancia ya que sobre ellas se aplican en definitiva las políticas energéticas. En este punto es donde se reflejan más claramente los procesos de sustitución entre fuentes y los ahorros de energía por el uso de mejores tecnologías.

En el Gráfico 48 y Gráfico 49 se muestra la estructura por categoría de fuentes para los años 2014 al 2025, para un crecimiento del PBI de 4,5% y 6,5% respectivamente. Entre las fuentes que crecen a un ritmo mayor que el consumo total y en consecuencia ganan mayor

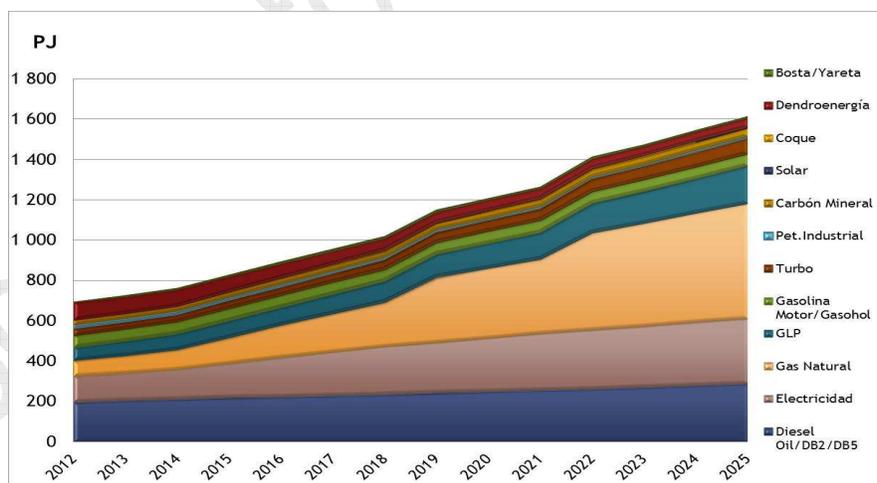
participación, se destacan: el gas natural, que empieza a consumirse y que en el año 2025 representará el 35% del consumo total, mientras que el diésel disminuye su participación a 19% del consumo total de energía.

Gráfico 48 Estructura del consumo por categoría de fuentes años 2014 - 2025. Escenario 4,5%



Fuente: DGEE

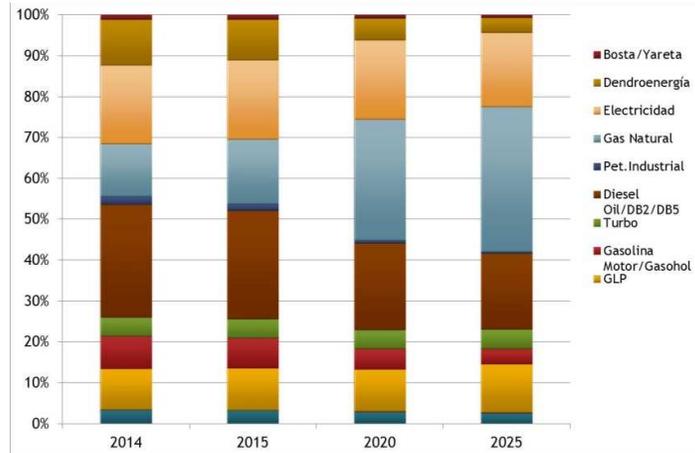
Gráfico 49 Estructura del consumo por categoría de fuentes años 2014 - 2025. Escenario 6,5%



Fuente: DGEE

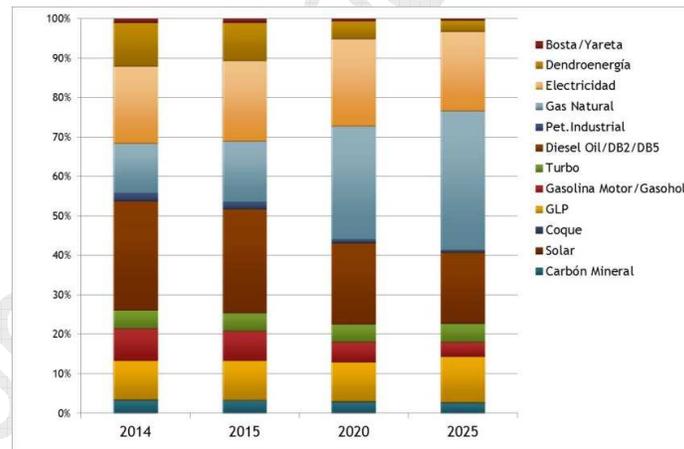
En los siguientes gráficos, se muestra la estructura por categoría de fuentes para los años 2014, 2015, 2020 y 2025 para cada escenario. Entre las fuentes energéticas que crecen a un ritmo mayor que el consumo total y en consecuencia gana mayor participación se encuentra el gas natural representando el 35% del consumo final al 2025, mientras que el diésel y la dendroenergía disminuyen, representando al final del período de proyección 19% y 3% respectivamente. Este consumo final no incluye el gas natural utilizado en la generación

Gráfico 50 Evolución de la demanda Total Final de Energía por fuentes. Escenario 4,5%



Fuente: DGEE

Gráfico 51 Evolución de la demanda Total Final de Energía por fuentes. Escenario 6,5%

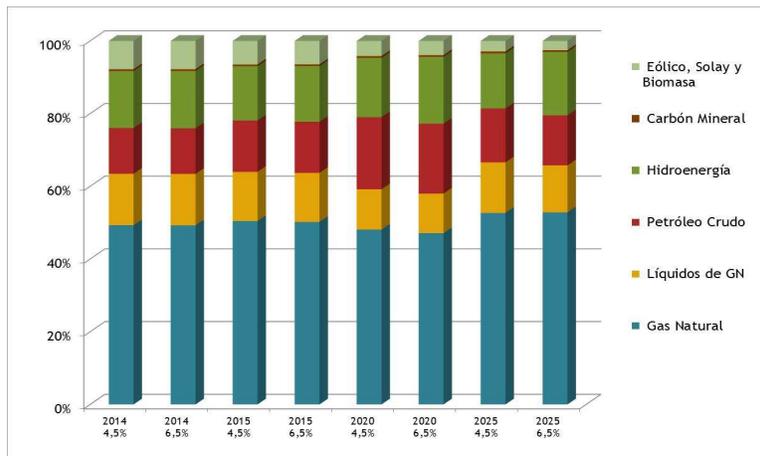


Fuente: DGEE

3.2.4. PRODUCCIÓN DE ENERGÍA PRIMARIA

La mayor participación en la producción de energía primaria para el año 2025 es el Gas Natural con una participación del 52,5% y 52,8% para un crecimiento del PBI del 4,5% y 6,5% respectivamente, seguido por la hidroenergía con el 15,4% y 17,4% y el petróleo crudo con una participación de 14,8% y 13,8% (Gráfico 52). Mayor detalle en el Anexo N° 2

Gráfico 52 Producción de Energía Primaria por Fuentes

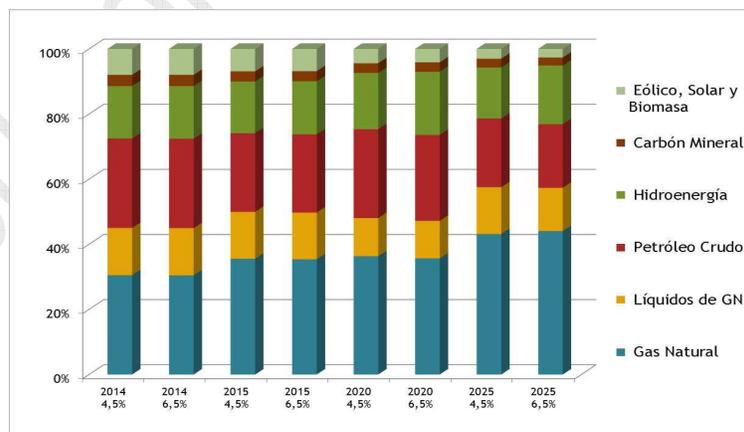


Fuente: DGEE

3.2.5. OFERTA BRUTA INTERNA DE ENERGÍA PRIMARIA

El Gráfico 53 muestra la oferta bruta interna de energía primaria por tipo de fuente para el período 2014-2025. La mayor participación se encuentra en el Gas Natural con un 43% y 44% de la oferta bruta de energía primaria al 2025, seguido por el petróleo con el 21,0% y 19,6% y la hidroenergía con una participación de 15,9% y 18,0% para un crecimiento del PBI del 4,5% y 6,5% respectivamente.

Gráfico 53 Oferta Bruta de Energía Primaria



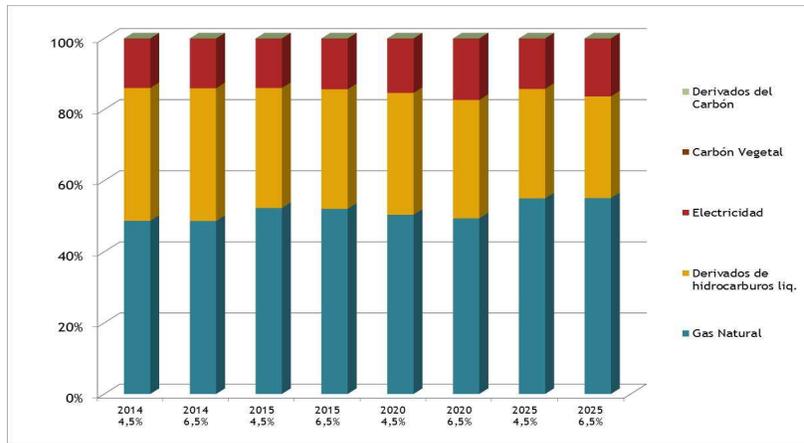
Fuente: DGEE

3.2.6. PRODUCCIÓN DE ENERGÍA SECUNDARIA

En los siguientes gráficos se muestra que la energía secundaria obtiene su mayor participación del Gas Natural con un 54,9% y 55,1% al 2025 para un crecimiento del 4,5% y 6,5% del PBI,

seguido por los derivados de hidrocarburos líquidos con un 30,7% y 28,6% de participación y la electricidad con un 14,3% y 16,2% de participación.

Gráfico 54 Producción de Energía Secundaria

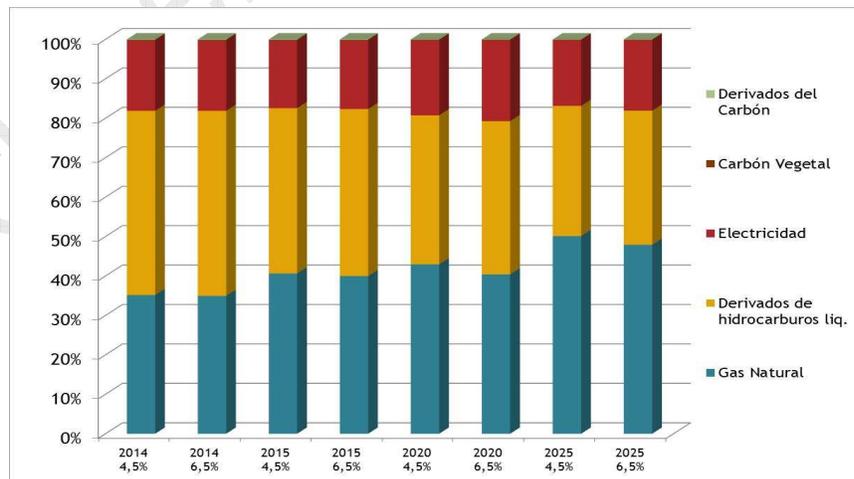


Fuente: DGEE

3.2.7. OFERTA DE ENERGÍA SECUNDARIA

En el Gráfico 55, se muestra al Gas Natural que participa con un 50,0% y 47,9% para un PBI del 4,5% a 6,5% en la oferta bruta interna de energía secundaria, seguida por los derivados de los hidrocarburos líquidos que participan con un 32,9% y 34,0% y la electricidad con un 16,9% y 17,9% de participación para el año 2025 respectivamente.

Gráfico 55 Oferta Bruta Interna de Energía Secundaria



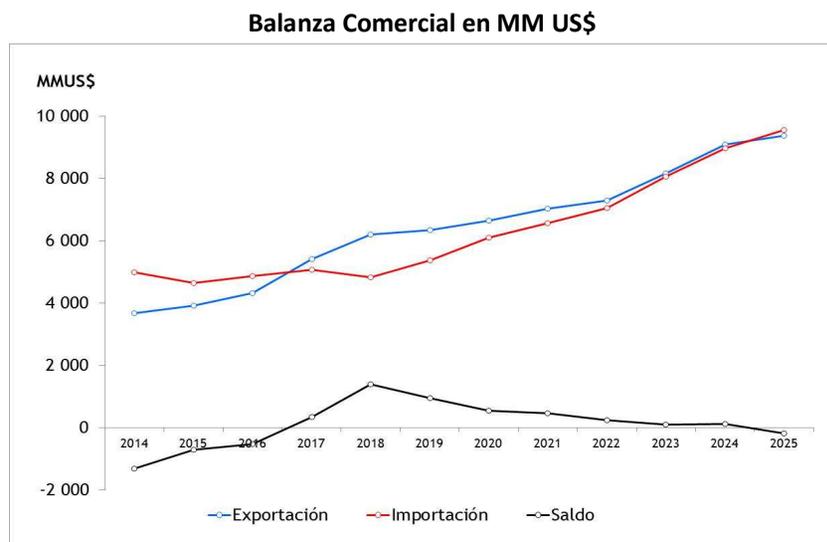
Fuente: DGEE

3.3. BALANZA COMERCIAL DE ENERGÍA

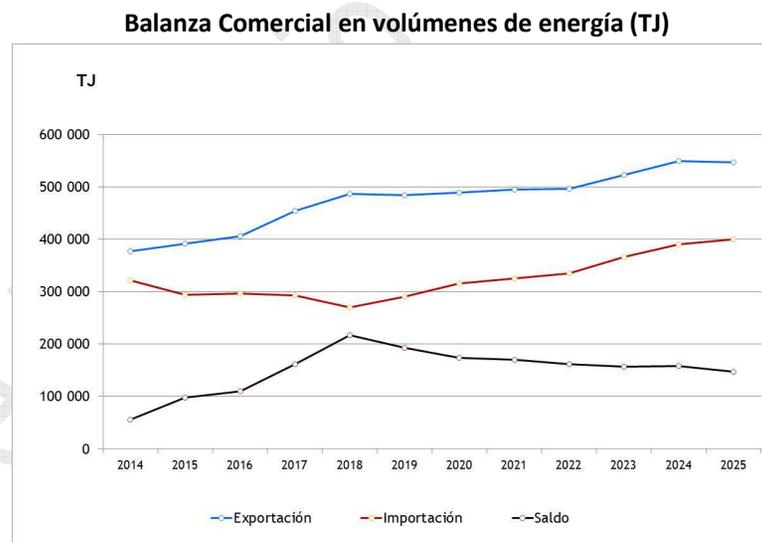
En el gráfico siguiente se muestra la balanza comercial para un crecimiento del PBI del 4,5%, donde la exportación tendrá un crecimiento del 9,17% y la importación una variación de 6,07%; así como su correspondiente en volúmenes de energía.

Documento de Trabajo

Gráfico 56 Balanza Comercial de Energía Total PBI 4,5%



Fuente: DGEE



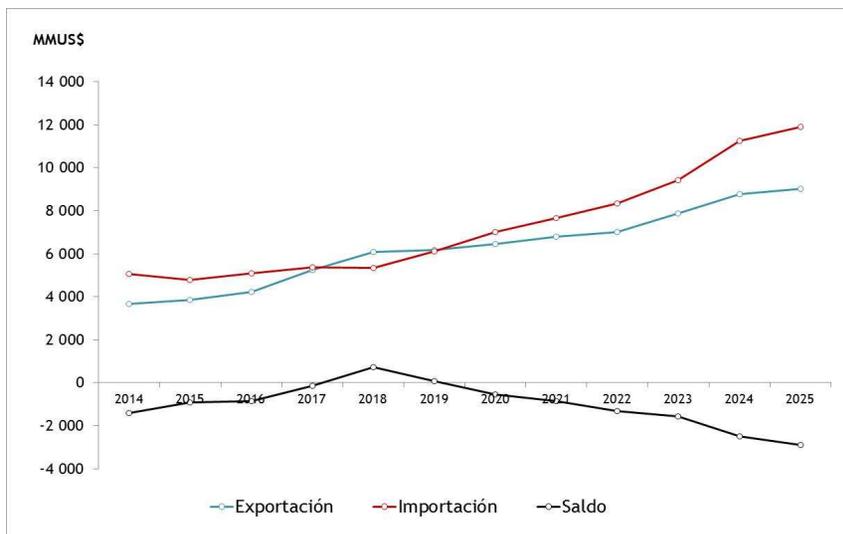
Fuente: DGEE

En el Gráfico 56, se muestra la balanza comercial de energía total para el periodo de proyección 2014-2025. La exportación tendrá una tasa de variación promedio anual de 8,85% y las importaciones una tasa de 8,08% para un PBI del 6,5 %.

Siendo las principales fuentes de importación el petróleo y sus derivados, con una tasa promedio anual de 7,7 % y 9,0 % respectivamente. La explicación de la diferencia de la balanza comercial en volumen de energía (TJ) y en millones de dólares se debe a la diferencia de precio de los energéticos que conforman los productos que se importan y exportan.

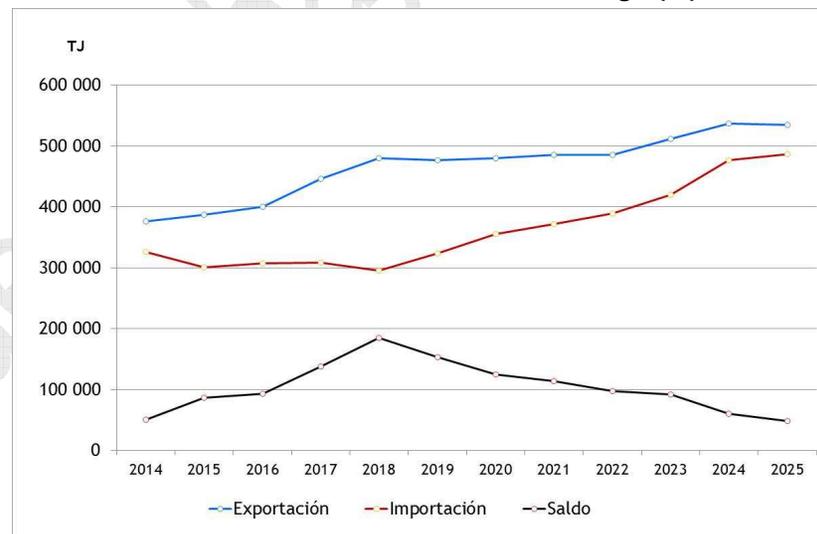
Gráfico 57 Balanza Comercial de Energía Total PBI 6,5%

Balanza Comercial en MM US\$



Fuente: DGEE

Balanza Comercial en volúmenes de energía (TJ)



Fuente: DGEE

PROYECTOS DE INTEGRACIÓN ELÉCTRICA REGIONAL

El Perú cuenta con recursos energéticos para ser considerado un importante *hub* de integración de energía en la región. Dichos recursos hicieron posible soportar crecimientos anuales de hasta 9% manteniendo precios competitivos que han contribuido decisivamente en el crecimiento del país y poder diversificar la matriz energética combinando proyectos para generación eléctrica.

Sin embargo, para fortalecer nuestro sistema contra cambios inesperados se plantea la interconexión con nuestros vecinos y la creación de un mercado regional que incorpore los beneficios de una complementariedad climática, de un mercado ampliado que permita adquirir la energía en las mejores condiciones, y el aprovechamiento de la reserva.

Durante el periodo 2014 – 2025 se fortalecerán los proyectos de integración energética con Ecuador, Brasil, Chile, Colombia, y Bolivia. Estas interconexiones tienen similares características, pero la infraestructura existente y/o por construir hace que algunos enlaces resulten más factibles y rentables a corto plazo, y esto marca las prioridades.

Actualmente, se ha avanzado con el diseño de un enlace eléctrico en 500 kV con Ecuador, en adición al enlace de emergencias de 220 kV (kilovoltio). El nuevo enlace permitirá un intercambio permanente de los excedentes en cada país a precios de mercado.

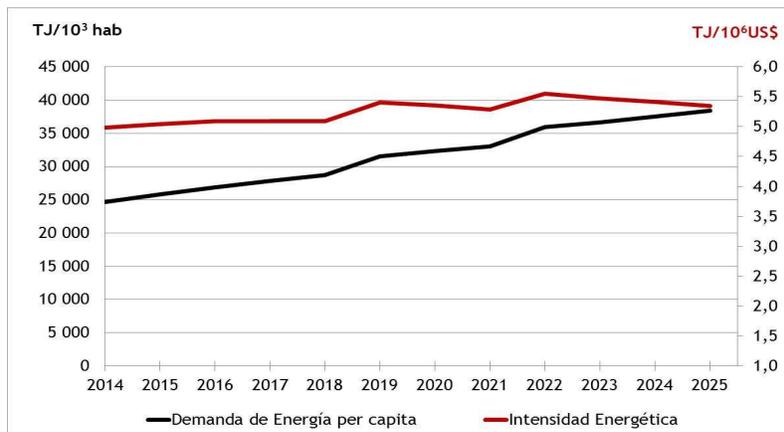
A futuro se aspira que el sector energía de nuestro país, además de abastecer la demanda interna, pueda intercambiar energía de manera sostenible. Los estudios sobre el particular han sido desarrollados el año 2014 en la iniciativa SINEA (BID) para la Comunidad Andina, documento marco para la futura integración luego de superar los acuerdos comerciales bilaterales y comunitarios.

3.4. INDICADORES ENERGÉTICOS

Poder explicar la evolución de la intensidad energética de un país es una tarea compleja dado que intervienen en forma conjunta: el grado de desarrollo económico, la estructura productiva, la estructura por fuentes del consumo energético, los esfuerzos en conservación de la energía, etc. A primera vista, lo ideal sería que este indicador disminuyera en el largo plazo, lo que indica que se obtiene la misma unidad de valor agregado con menor consumo de energía, o sea la productividad de la energía aumenta.

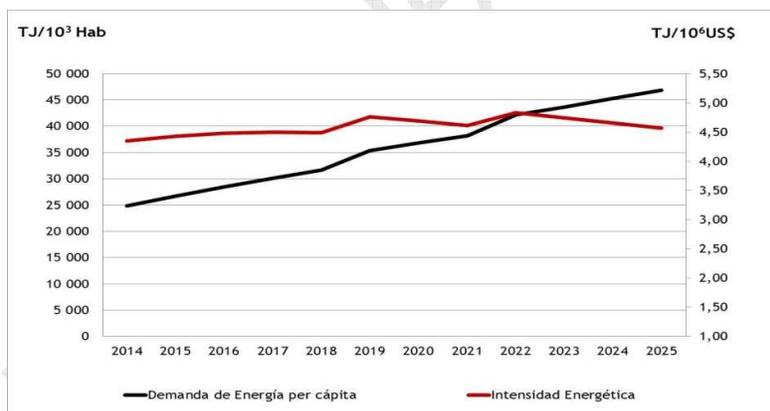
El Gráfico 58, muestra la demanda de energía per cápita y la intensidad energética para los escenarios con 4,15% y 6,5% de crecimiento de PBI, donde la intensidad energética muestra un crecimiento anual promedio de 0,6% y 0,5% respectivamente y la demanda de energía per cápita muestra una variación media anual de 4,1% y 5,9% también para ambos escenarios indicados.

Gráfico 58 Evolución de la Intensidad Energética 2014-2025, PBI 4,5%



Fuente: DGEE

Gráfico 59 Evolución de la Intensidad Energética 2014-2025, PBI 6,5%



Fuente: DGEE

Considerando que la población total crece a una tasa media anual de 1,0 % en el periodo de proyección, la evolución del consumo por habitante se muestra en el Cuadro 5, fluctúa entre 24 000 TJ/103 habitante a 47 000 TJ/103 hab en el 2025.

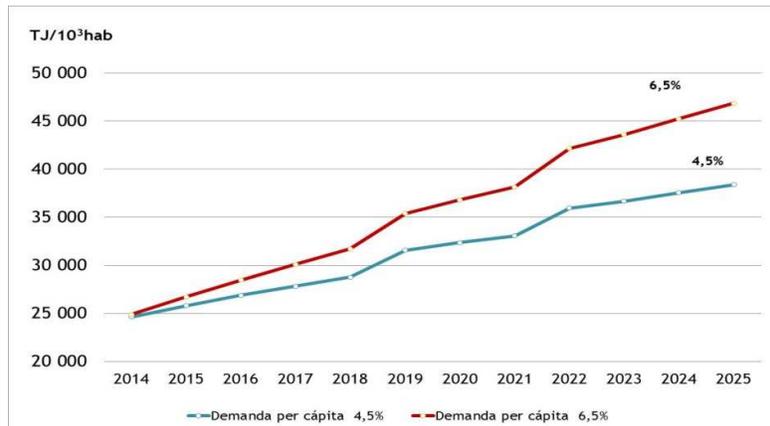
Cuadro 5 Principales indicadores

	Unidades	2014		2015		2020		2025	
		4,50%	6,50%	4,50%	6,50%	4,50%	6,50%	4,50%	6,50%
Demanda	TJ	758 983	766 757	803 479	832 176	1 062 396	1 207 956	1 321 234	1 612 082
Población	10 ⁶ Habitantes	30,8		31,2		32,8		34,4	
Consumo per cápita	TJ/10 ³ hab	24 631	24 883	25 793	26 714	32 366	36 801	38 394	46 846
Intensidad Energética	TJ/US\$ 2007	4,98	4,94	5,05	5,03	5,36	5,33	5,34	5,19
Intensidad de Emisiones	10 ⁶ Kg/10 ⁶ US\$ 2007 PBI	0,24	0,21	0,25	0,21	0,27	0,23	0,28	0,23
Emisiones CO2 per cápita	Kg/Hab	1208,20	1220,58	1276,18	1321,76	1649,11	1875,05	1989,31	2423,93

Fuente: DGEE

El *Gráfico 60* muestra la evolución de la demanda final total per cápita para el periodo de proyección 2014-2025, que muestra una tendencia creciente en los últimos años, para crecimientos de PBI del 4,5% y 6,5%.

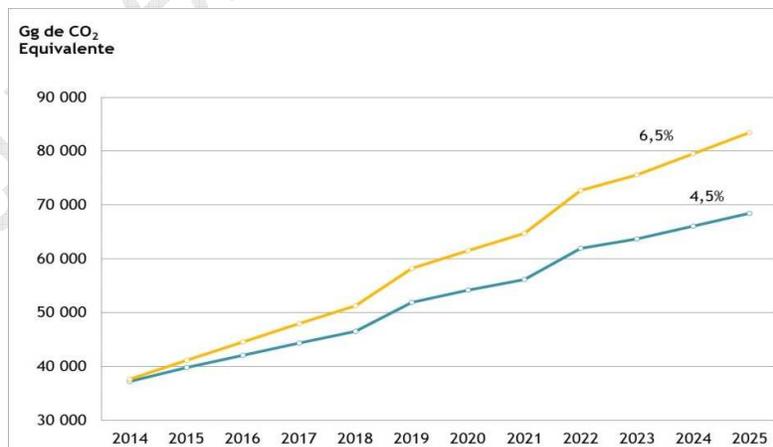
Gráfico 60 Evolución de la Demanda Final Total de Energía Per Cápita 2014-2025



Fuente: DGEE

Las emisiones de CO₂ equivalente alcanzan desde los 37 000 Gg de CO₂ hasta los 83 000 Gg en un escenario de crecimiento de 6,5% del PBI con programas de Eficiencia Energética. En el *Gráfico 61*, se muestran el comportamiento para los escenarios de análisis de 4,5% y 6,5%, los que muestran una variación media anual de 5,7% y 7,5 %.

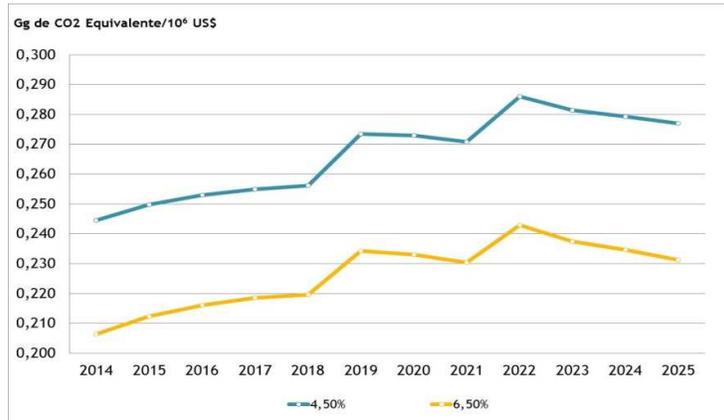
Gráfico 61 Emisiones de CO₂ equivalente



Fuente: DGEE

En el siguiente gráfico se muestra la intensidad de las emisiones de CO₂ equivalente, con variaciones medias anuales de 1,1% y 0,9% para tasas de crecimiento de 4,5% y 6,5% del PBI con aplicación de medidas de eficiencia energética respectivamente.

Gráfico 62 Intensidad de las Emisiones de CO₂



Fuente: DGEE

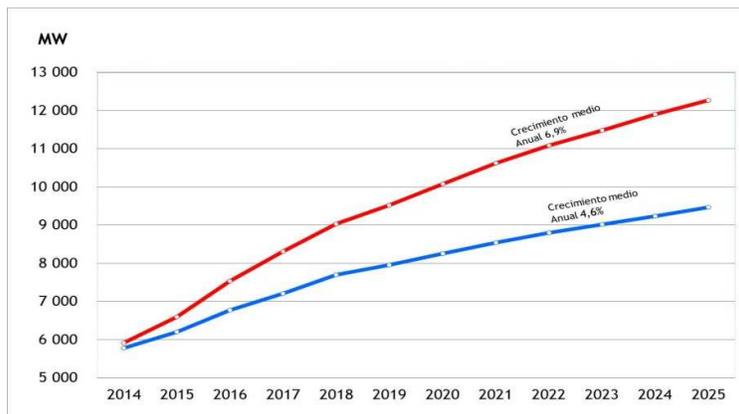
3.5. PROSPECTIVA ELÉCTRICA

3.5.1. PROSPECTIVA DE LA DEMANDA ELÉCTRICA

La demanda eléctrica del país crece producto de la demanda vegetativa de la población, su crecimiento económico y el ingreso de nuevos proyectos demandantes de electricidad. Para nuestro análisis se ha considerado un crecimiento del PBI del 4,5 % y 6,5%. La demanda eléctrica pasará de los actuales 5 800 MW, a una máxima demanda requerida por el país al año 2025, que se encontrará entre 9 467 MW y 12 270 MW para los escenarios indicados inicialmente, los que se aprecian en el *Gráfico 63*.

Los primeros tres años su crecimiento será mayor con tasas de 6,6%, y luego disminuirá en espera de nuevos proyectos. El mercado de electricidad cuenta con dos segmentos: el regulado que atiende a más de 6,5 millones de familias (55% del consumo total), y el segmento libre con 260 consumidores industriales y mineros principalmente.

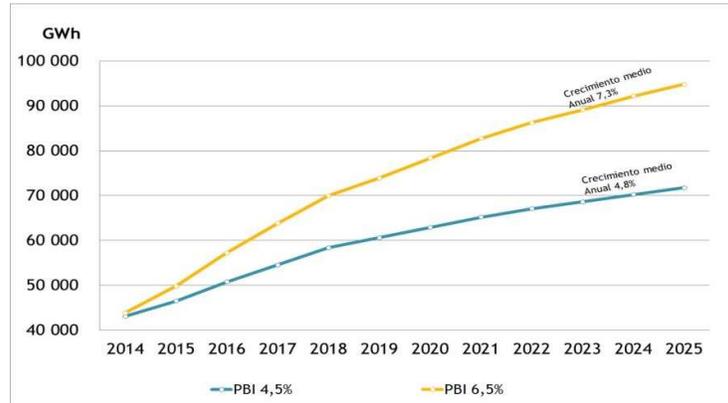
Gráfico 63 Proyección de la Máxima Demanda 2014-2025



Fuente: DGEE

En el Gráfico 64, la demanda de energía eléctrica (consumo) al año 2025 llegará a los 71 798 GWh y 94 837 GWh en los escenarios de 4,5% y 6,5% de crecimiento del PBI, lo que indica un crecimiento en la demanda en energía en el orden de 4,8% y 7,3% promedio anual, de acuerdo a cada escenario indicado.

Gráfico 64 Proyección de la Demanda de Energía Eléctrica 2014-2025



Fuente: DGEE

Estimación de la Oferta de Energía Eléctrica

La determinación de la oferta eléctrica ha sido determinada con un modelo de programación lineal que minimiza el costo de abastecimiento. Asimismo, se han prefijado las centrales hidroeléctricas que están en proceso de construcción, para ambos escenarios de crecimiento y que contribuirán con 3 204 MW en la oferta de electricidad, que se muestran en el Cuadro 6. Las fechas indicadas para las centrales son referenciales ya que algunas entrarán en operación comercial antes y otras podrán tener algún retraso, no siendo crítico por el horizonte del planeamiento. Adicionalmente, es requerido licitar 1200 MW hidroeléctricos en el año 2021.

Cuadro 6 Oferta Hidroeléctrica 2014-2025, escenario 4,5%

Año	Tipo Central	Nombre Central	Ubicación	Potencia	Potencia Total
2014	C.H.	Huanza (G1 - G2)	Lima	90	92
	C.B.	La Gringa V (Biomasa)	Lima	2	
2015	C.H.	Machupicchu II	Cusco	100	303
	C.H.	Quitaraca	Áncash	112	
	C.H. (*)	Manta	Áncash	20	
	C.H.	Canchaylo	Junín	5	
	C.H. (*)	Huatziroki	Junín	11	
	C.H.	Runatullo II	Junín	20	
	C.H.	Runatullo III	Junín	19	
	C.S.	Moquegua	Moquegua	16	
2016	C.H.	Santa Teresa	Cusco	98	853
	C.H.	Cheves	Lima	168	
	C.H.	La Virgen	Junín	65	
	C.H.	Chaglla	Huánuco	456	
	C.H.	Chancay	Lima	19	
	C.H.	Renovandes H1	Junín	20	
	C.H.	8 de Agosto	Huánuco	19	
	C.H.	El Carmen	Huánuco	8	
2017	C.H.	Cerro del Águila	Huancavelica	525	613
	C.H.	Marañón	Junín	88	
2018	C.H.	Angel I	Puno	20	110
	C.H.	Angel II	Puno	20	
	C.H.	Angel III	Puno	20	
	C.H.	Olmos I	Lambayeque	50	

Nota: para los años 2019 - 2021 se considera adicionalmente el aporte de 1 536 MW de nuevos proyectos hidroeléctricos.

En el Cuadro 7, se muestra la oferta eléctrica térmica esperada, siendo los proyectos más importantes las centrales de reserva fría y del nodo energético del sur.

Cuadro 7 Oferta Térmica 2014-2025, escenario 4,5%

Año	Tipo Central	Nombre Central	Ubicación	Potencia	Potencia Total
2014	C.T.	Fénix C.C.	Lima	536	536
2015					
2016	C.T.	CT RF Puerto Maldonado		18	604
	C.T.	Nodo Energético Mollendo*	Arequipa	500	
	C.T.	CT Termochilca (SD Olleros) CS	Lima	86	
2017	C.T.	Térmica 1		100	800
	C.T.	Nodo Energético Ilo*	Moquegua	500	

Adicionalmente, se considera 200 MW de la CT GN de Quillabamba en proceso de licitación; así como la operación comercial del nodo energético del sur con gas natural (GSP). Para los años 2019-2025 el SEIN requerirá mayor capacidad térmica del orden de 900 MW. Lo indicado no contempla la mayor capacidad del nodo energético que los inversionistas vienen añadiendo voluntariamente.

En el escenario de crecimiento 6,5%, se han prefijado hacia el año 2017 las centrales que se encuentran en construcción. Desde el año 2018, es necesario priorizar una cartera de proyectos hidroeléctricos, tal como se muestran en el siguiente cuadro, requiriendo de manera adicional licitar en el año 2021, 1200 MW hidroeléctricos.

Cuadro 8 Oferta Hidroeléctrica 2014-2025, escenario 6,5%

Año	Tipo Central	Nombre Central	Ubicación	Potencia	Potencia Total
2014	C.H.	Huanza (G1 - G2)	Lima	90	92
	C.B.	La Gringa V (Biomasa)	Lima	2	
2015	C.H.	Machupicchu II	Cusco	100	303
	C.H.	Quitaracsa	Áncash	112	
	C.H. (*)	Manta	Áncash	20	
	C.H.	Canchaylo	Junín	5	
	C.H. (*)	Huatziroki	Junín	11	
	C.H.	Runatullo II	Junín	20	
	C.H.	Runatullo III	Junín	19	
	C.S.	Moquegua	Moquegua	16	
2016	C.H.	Santa Teresa	Cusco	98	853
	C.H.	Cheves	Lima	168	
	C.H.	La Virgen	Junín	65	
	C.H.	Chaglla	Huánuco	456	
	C.H.	Chancay	Lima	19	
	C.H.	Renovandes H1	Junín	20	
	C.H.	8 de Agosto	Huánuco	19	
	C.H.	El Carmen	Huánuco	8	
2017	C.H.	Cerro del Águila	Huancavelica	525	613
	C.H.	Marañón	Junín	88	
2018	C.H.	Angel I	Puno	20	514
	C.H.	Angel II	Puno	20	
	C.H.	Angel III	Puno	20	
	C.H.	Olmos I	Lambayeque	50	
	C.H.	Nuevas Centrales Hidráulicas 1		404	

Nota: para los años 2019 y 2022 se considera adicionalmente el aporte de 2000 MW de nuevos proyectos hidroeléctricos, incluidos los 1 200 MW del concurso en proceso.

Para el escenario en 6.5%, se muestra en el Cuadro 9, la oferta térmica.

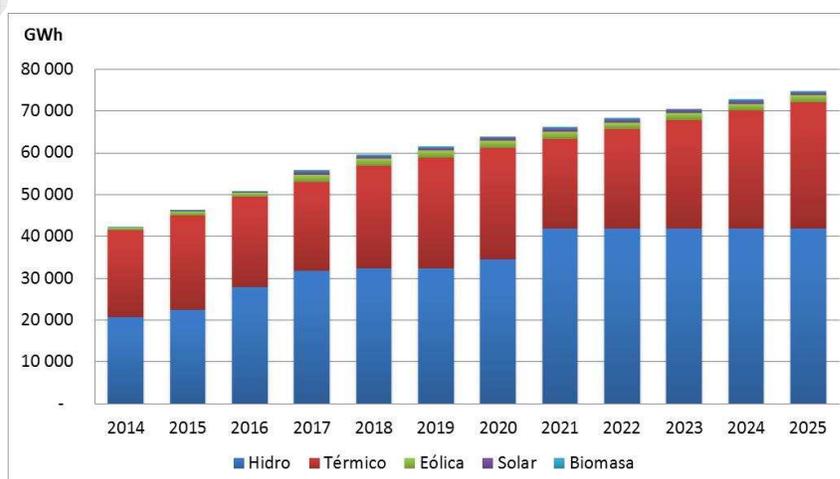
Cuadro 9 Oferta Térmica 2014-2025, escenario 6,5%

Año	Tipo Central	Nombre Central	Ubicación	Potencia	Potencia Total
2014	C.T.	Fénix C.C.	Lima	536	536
2015					
2016	C.T.	Térmica 1		154	740
	C.T.	Nodo Energético Mollendo*	Arequipa	500	
	C.T.	CT Termochilca (SD Olleros) CS	Lima	86	
2017	C.T.	CT RF Puerto Maldonado		18	818
	C.T.	Térmica 2		100	
	C.T.	Nodo Energético Ilo*	Moquegua	500	
	C.T.	CT GN Quillabamba	Cusco	200	

Nota: para los años 2016 y 2017 se considera capacidad adicional de 254 MW que incorporan la capacidad anunciada para el nodo energético del sur, adicionalmente a los 200 MW de la CT GN de Quillabamba en proceso de licitación. A partir del 2018 se considera la operación comercial del nodo energético del sur con gas natural (GSP). Para los años 2018-2021 el SEIN requerirá mayor capacidad térmica del orden de 1 500 MW y para el período 2023-2025 se considera 1900 MW adicionales de centrales térmicas.

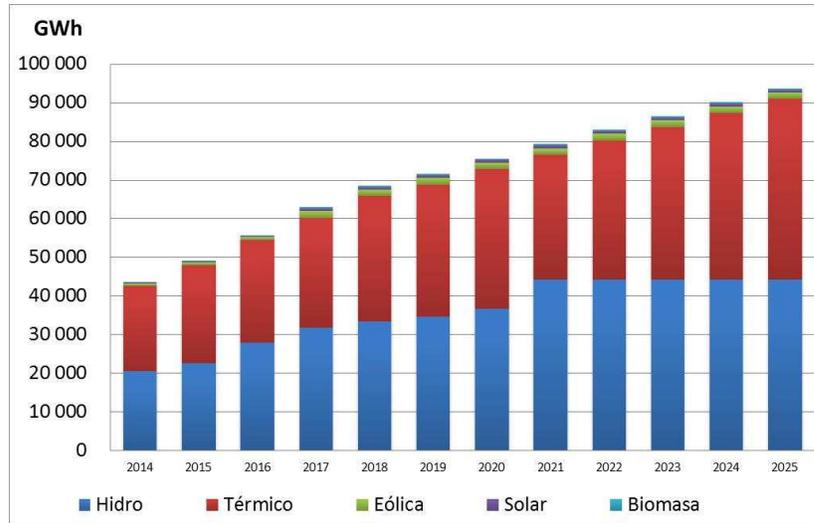
La producción de electricidad proyectada para el periodo 2014-2025, ha sido desagregada por tipo de fuente productora y por escenario de crecimiento del PBI (4,5% y 6,5%). Al final del período de proyección se muestra la participación en potencia por tipo de tecnología 56 % por generación hidráulica, 40 % generación térmica y 4% con RER No Convencional; mientras que en un escenario de crecimiento de 6,5%, se tiene 47% en generación hidráulica, 50% en generación térmica y 3% RER correspondiente al escenario indicado. (Gráfico 65 y Gráfico 66).

Gráfico 65 Producción de Electricidad por tipo de fuente (GWh). Escenario 4,5% PBI



Fuente: DGEE

**Gráfico 66 Producción de Electricidad por tipo de fuente (GWh).
Escenario 6,5% PBI**



Fuente: DGEE

Documento de

PRODUCCIÓN DE ENERGÍA (GWH)													
AÑO	2013	2015	Incremento		2018	Incremento		2020	Incremento		2025	Incremento	
			MW	%		MW	%		MW	%		MW	%
HIDRO	21 733	22 480	747	3%	32 378	10 645	191%	34 470	12 737	59%	41 968	20 235	93%
TERMICA	18 757	22 541	3 784	20%	24 500	5 743	103%	26 726	7 969	42%	30 047	11 290	60%
OTRAS RENOVABLES	423	901	478	113%	2 770	2 347	42%	2 770	2 347	555%	2 770	2 347	555%
OFERTA	40 913	45 922	5 010	12%	59 647	18 734	336%	63 966	23 053	56%	74 785	33 872	83%

PARTICIPACIÓN EN ENERGÍA					
AÑO	2013	2015	2018	2020	2025
HIDRO	53,1%	49%	54%	54%	56%
TÉRMICO	45,8%	49%	41%	42%	40%
OTRAS RENOVABLES	1,0%	2%	5%	4%	4%
TOTAL	100%	100%	100%	100%	100%

Fuente: DGEE

Cuadro 11 Estimaciones y participación por tipo de tecnología para escenario PBI 6,5%

OFERTA ELÉCTRICA - POTENCIA (MW) - AVENIDA													
AÑO	2013	2015	Incremento		2018	Incremento		2020	Incremento		2025	Incremento	
			MW	%		MW	%		MW	%		MW	%
DEMANDA	5 575	6 597	1 021	18%	9 034	3 459	62%	10 080	4 505	81%	12 270	6 695	120%
Promedio Anual		8,8%			10,1%			8,8%			6,8%		
HIDRO	3 191	3 586	395	12%	5 223	2 033	36%	5 902	2 711	85%	7 102	3 911	123%
TERMICA	4 505	5 445	940	21%	7 003	2 498	45%	7 641	3 135	70%	9 515	5 009	111%
OTRAS RENOVABLES	251	407	156	62%	802	551	10%	802	551	220%	802	551	220%
OFERTA	7 947	9 438	1 491	19%	13 029	5 082	91%	14 345	6 398	81%	17 418	9 471	119%
RESERVA	1 736	1 983	247	14%	2 581	845	15%	2 786	1 050	60%	3 516	1 780	103%
PARTICIPACIÓN EN POTENCIA													
AÑO	2013	2015	2018	2020	2025								
HIDRO	40%	38%	40%	41%	41%								
TÉRMICO	57%	58%	54%	53%	55%								
OTRAS RENOVABLES	3%	4%	6%	6%	5%								
TOTAL	100%	100%	100%	100%	100%								
OFERTA ELÉCTRICA - POTENCIA (MW) - ESTIAJE													
AÑO	2013	2015	Incremento		2018	Incremento		2020	Incremento		2025	Incremento	
			MW	%		MW	%		MW	%		MW	%
DEMANDA	5 575	6 597	1 021	18%	9 034	3 459	62%	10 080	4 505	81%	12 270	6 695	120%
Promedio Anual		8,8%			10,1%			8,8%			6,8%		
HIDRO	3 191	3 586	395	12%	5 566	2 375	43%	5 902	2 711	85%	7 102	3 911	123%
TERMICA	4 505	5 445	940	21%	7 330	2 824	51%	7 682	3 177	71%	9 849	5 343	119%
OTRAS RENOVABLES	251	407	156	62%	802	551	10%	802	551	220%	802	551	220%
OFERTA	7 947	9 438	1 491	19%	13 697	5 750	103%	14 386	6 439	81%	17 752	9 805	123%
RESERVA	1 736	1 983	247	14%	3 216	1 480	27%	2 825	1 089	63%	3 833	2 097	121%
PARTICIPACIÓN EN POTENCIA													
AÑO	2013	2015	2018	2020	2025								
HIDRO	40%	38%	41%	41%	40%								
TÉRMICO	57%	58%	54%	53%	55%								
OTRAS RENOVABLES	3%	4%	6%	6%	5%								
TOTAL	100%	100%	100%	100%	100%								

PRODUCCIÓN DE ENERGÍA (GWH)													
AÑO	2013	2015	Incremento		2018	Incremento		2020	Incremento		2025	Incremento	
			MW	%									
HIDRO	21 733	22 480	747	3%	33 357	11 624	209%	36 618	14 885	68%	44 116	22 383	103%
TERMICA	18 757	25 332	6 575	35%	32 450	13 693	246%	36 151	17 394	93%	46 811	28 055	150%
OTRAS RENOVABLES	423	901	478	113%	2 770	2 347	42%	2 770	2 347	555%	2 770	2 347	555%
OFERTA	40 913	48 713	7 801	19%	68 577	27 664	496%	75 539	34 626	85%	93 697	52 785	129%

PARTICIPACIÓN EN ENERGÍA					
AÑO	2013	2015	2018	2020	2025
HIDRO	53,1%	46%	49%	48%	47%
TÉRMICO	45,8%	52%	47%	48%	50%
OTRAS RENOVABLES	1,0%	2%	4%	4%	3%
TOTAL	100%	100%	100%	100%	100%

Fuente: DGEE

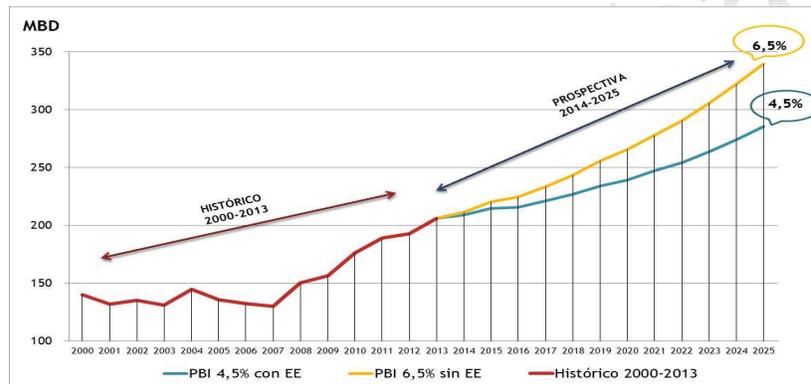
3.6. PROSPECTIVA DE HIDROCARBUROS

3.6.1. DEMANDA DE HIDROCARBUROS

COMBUSTIBLES LÍQUIDOS:

En el periodo 2014 - 2025 se espera que el consumo de combustibles líquidos pase de 209 miles de barriles día (MBD) a 285 MBD o, en otro escenario, de 212 a 339 MBD (*Gráfico 67*), indicados para un escenario de crecimiento de 4,5% y 6,5% con eficiencia energética.

Gráfico 67 Crecimiento del Consumo Final de Hidrocarburos Líquidos

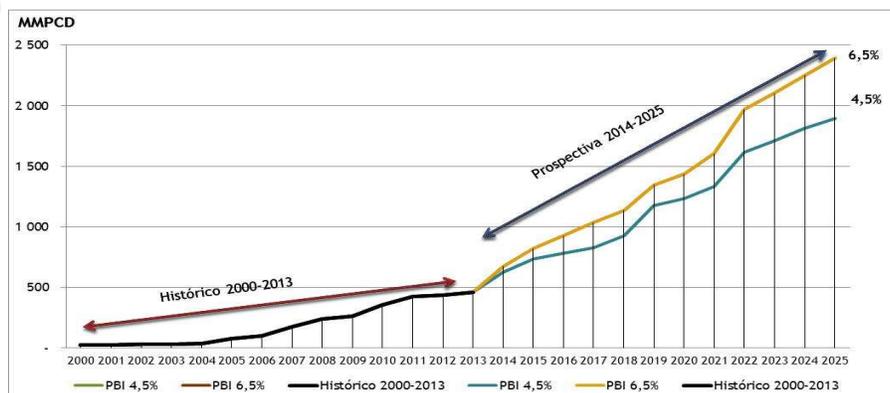


Fuente: MINEM

GAS NATURAL:

La demanda del gas natural, según cada escenario analizado, dependerá principalmente de la nueva generación termoeléctrica, el desarrollo industrial y el uso vehicular del gas natural principalmente sea a través de gasoductos o de GNL. En el plano social, la masificación de gas natural se consolidará a partir del desarrollo de la red nacional de gasoductos, el transporte en las opciones GNC y/o GNL y el desarrollo inicial de las redes de distribución en las principales ciudades del país.

Gráfico 68 Crecimiento de la Demanda de Gas Natural



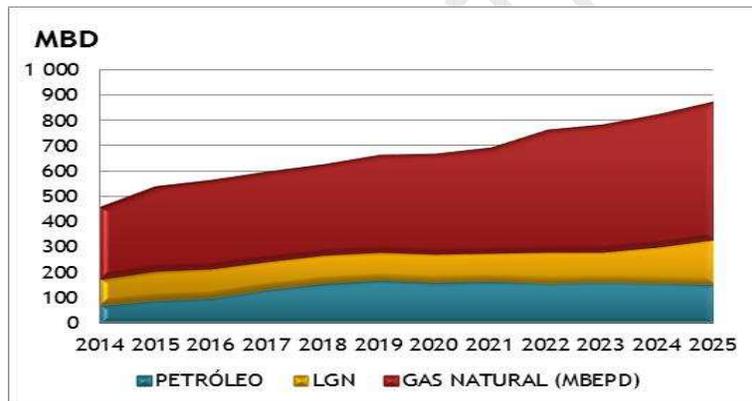
Fuente: MINEM

Se prevé que en el año 2025 la demanda de gas natural, que incluye el consumo final más la requerida para la generación de electricidad y el desarrollo de la petroquímica, a nivel nacional ascenderá entre 1 900 millones de pies cubico día (MMPCD) a 2 400 MMPCD al 2025 (Gráfico 68), requiriéndose para su abastecimiento desarrollar un sistema nacional de gasoductos.

3.6.2. OFERTA DE HIDROCARBUROS

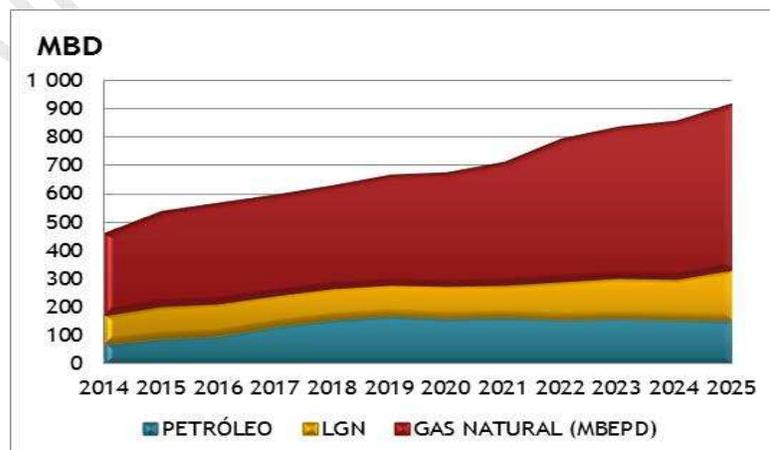
A continuación se muestran las proyecciones de producción de petróleo, líquidos de gas natural (LGN) y gas natural para el período 2014 – 2025, en los escenarios de crecimiento del PBI del 4,5 % y 6,5 %. Las proyecciones están basadas en los planes y programas de producción de las empresas que actualmente realizan actividades de explotación, así como de aquellas que tiene prevista iniciar su producción en los próximos años.

Gráfico 69 Producción de Hidrocarburos (MBD). Escenario 4,5%.



Fuente: DGEE

Gráfico 70 Producción de Hidrocarburos (MBD). Escenario 6,5%.



Fuente: DGEE

En los Gráfico 69 y Gráfico 70 se muestra la producción en MBD (miles de barriles de por día), en los que destaca la producción del gas natural que alcanza un nivel máximo de 541 MBEPD (miles de barriles equivalentes de petróleo por día), en el escenario PBI 4,5 % al año 2025 y 585 MBEPD en el escenario PBI 6,5 % al 2025. Los líquidos de gas natural (LGN) alcanzarían su nivel máximo de producción de 180 MBPD el año 2025, bajo la consideración del ingreso a producción de nuevos yacimientos. El petróleo alcanzaría su nivel máximo de producción el año 2019 en ambos escenarios, con 169 MBPD. En el *Anexo N° 4*, se muestran los datos de las proyecciones realizadas por producto y por lote.

Para las estimaciones se ha tomado en cuenta lo siguiente:

Incremento de producción en lotes que actualmente se encuentran en explotación, tales como el Z-2B, 1-AB y X. En el Lote Z-2B se prevé realizar perforación selectiva de prospectos de desarrollo, programa de re-trabajos y mantenimiento de pozos que incluye 202 intervenciones en pozos productores, con el 77% de la actividad concentrada en los campos de Lobitos y Peña Negra. Recuperación secundaria inyectando gas natural. En el lote X, se prevé realizar una campaña de perforación a nuevas formaciones.

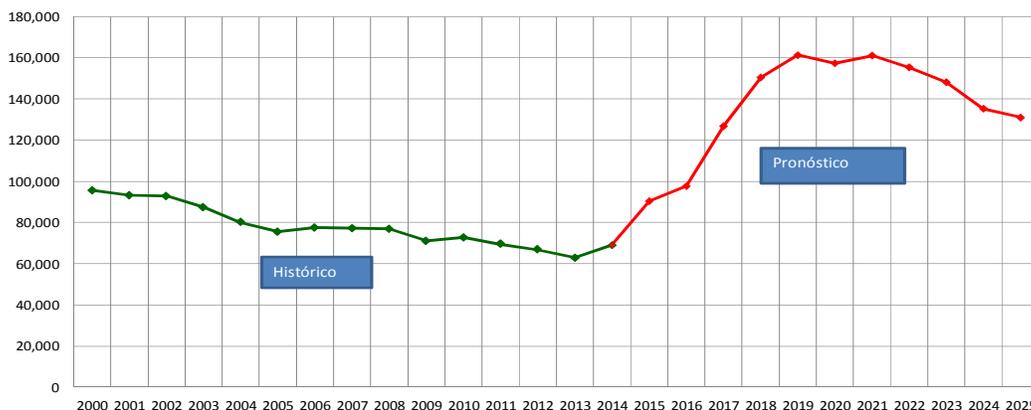
En cuanto a lotes nuevos, ubicados en la selva norte y selva central, se prevé el incremento de producción en el Lote 67, que inició su producción a fines del año 2013. El operador cuenta con los permisos correspondientes para realizar sus inversiones. Hasta el 2017, el transporte se realizará por barcazas, aunque actualmente, hay un cuello de botella en el sistema de descarga en la Estación San José de Saramuro, operada por Petroperú, se prevé que esta empresa acondicionará sus instalaciones para el desembarque de crudo, tomando en cuenta la producción que provendrá de otros lotes. Posteriormente, el transporte se realizará por el oleoducto Lote 67-Andoas, con capacidad máxima de transporte de 60 MBPD.

Se prevé que el lote 95 incremente paulatinamente su producción, mediante la perforación de pozos de desarrollo multilaterales con tubo colador de arena y el dispositivo de control de flujo. Tiene entre sus barreras la construcción de un ducto a San José de Saramuro, por la presencia de Reserva Pacaya Samiria. El transporte inicialmente será por barcazas.

Petroperú que opera el Lote 64, tiene previsto iniciar su producción el año 2016, alcanzando una producción máxima de 23 MBPD el año 2019. La producción se basa en la perforación de 4 pozos de desarrollo, que se perforarán con la confirmación y aceptación del socio.

Cepsa, Operador del Lote 131, realizará una prueba extendida en el pozo LA-1X, que confirmó producción de 43-45 API, con vistas a desarrollar el campo.

Gráfico 71: Producción de Petróleo Crudo (BPD)



Fuente: **MINEM**

Se estima que la producción de petróleo crudo pase de 62 MBD a 153 MBD al 2025. Esto significa capitalizar el esfuerzo de las empresas por incrementar la producción en lotes que actualmente se encuentran en explotación.

De acuerdo a los resultados de la prospectiva de demanda de gas natural, se estima que a partir del 2019 se requerirá producción adicional de nuevos lotes que garanticen el abastecimiento de la demanda interna (Anexo N° 4).

3.6.3. PRODUCCIÓN DE DERIVADOS

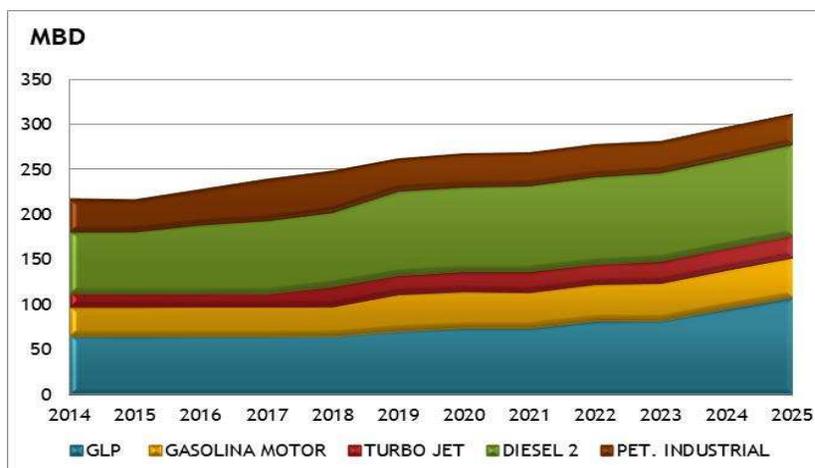
La producción de derivados de petróleo y líquidos de gas natural se muestran en los Gráfico 72 y Gráfico 73 en el Anexo N° 5, respecto de los cuales se puede señalar lo siguiente:

Las estimaciones en los dos escenarios indican crecimiento en la producción de Gasolinas, Diésel 2, Turbo y GLP y disminución en la producción de Petróleo Industrial, el cual es menos requerido en las centrales térmicas e industrias siendo sustituido por gas natural.

Para determinar los niveles de producción se ha tomado en cuenta los pronósticos de producción de las refinerías, considerando sus ampliaciones proyectadas para el 2018 en el caso de Talara a 95 M BPD y un incremento paulatino de Pampilla, desde el 2016, hasta alcanzar una capacidad de 121 MBPD el 2018. En el caso del GLP, su producción está en los niveles de producción de los LGN de los Lotes 88 y 56, y en la producción que acompañe al gas natural requerido por su demanda proveniente de nuevos yacimientos.

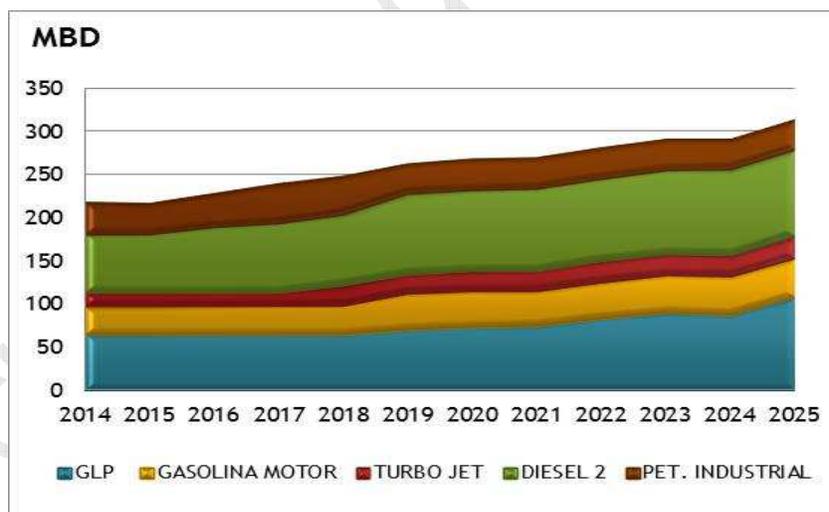
Se debe tomar en cuenta que en las ventas al mercado interno la gasolina se expende mezclada con Etanol Carburante (7,8 %) con el nombre de Gasohol, y el Diésel 2 mezclado con BioDiésel B100 (5 %) con el nombre Diésel B5.. En los años 2012 y 2013 las importaciones del BioDiésel B100 han sido 1 851 miles de barriles (5,07 MBD) y 1 808 miles de barriles (4,95 MBD), respectivamente y las importaciones de Etanol Carburante, en el año 2012 fue 618 miles de barriles (1,69 MBD) y en el año 2013 fue 711 miles de barriles (1,95 MBD).

Gráfico 72 Proyecciones de producción de derivados de petróleo y LGN. Escenario 4,5%



Fuente: DGEE

Gráfico 73 Proyecciones de producción de derivados de petróleo y LGN. Escenario 6,5%



Fuente: DGEE

3.6.4. EXPORTACIONES E IMPORTACIONES DE HIDROCARBUROS

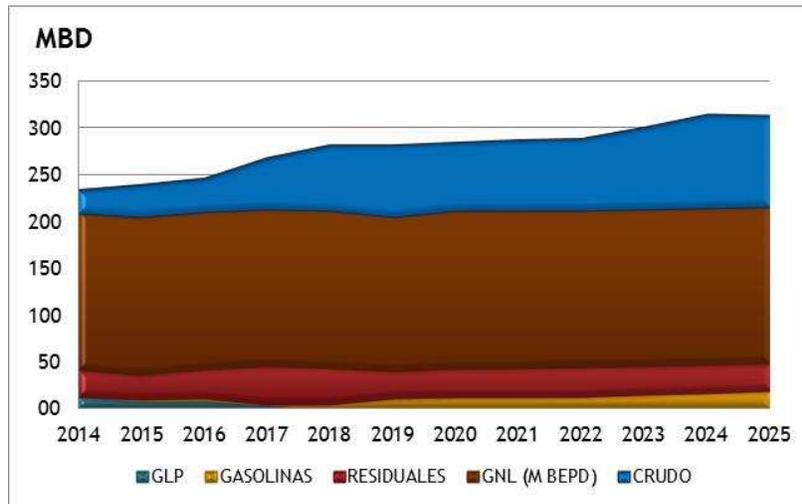
Las proyecciones de las exportaciones e importaciones de hidrocarburos se muestran en los siguientes gráficos. En el Anexo N° 6, se muestran los cuadros estadísticos, respecto de los cuales se puede señalar lo siguiente:

Las estimaciones de exportación e importación se han realizado en base a las proyecciones de producción de las Refinerías, Plantas de Fraccionamiento y la demanda nacional estimada de cada producto. Si la producción es mayor a la demanda, el exceso sería exportado, de lo contrario la diferencia tendría que importarse. Los resultados de exportación para el escenario PBI 4,5 % es ligeramente mayor debido a la menor demanda interna. En este escenario PBI 4,5 %, se presenta exportación en todo el período de análisis, de gasolina, petróleo industrial, petróleo crudo y GNL, que se mantiene constante, en los dos escenarios. En el caso de la gasolina, en el escenario PBI 6,5 %, se exporta desde al 2015.

Por el lado de las importaciones de derivados, las estimaciones indican que siempre habrá importación de Diésel 2 y Turbo A1, en los dos escenarios, aun cuando se incremente la capacidad de producción de las Refinerías. En cuanto al GLP, en el escenario PBI 4,5 %, se empezaría a importar el año 2019 y en el escenario PBI 6,5 %, la importación empezaría el año 2018, en los dos casos se está considerando GLP proveniente de LGN producido de los lotes actualmente en producción y de nuevos yacimientos. Los detalles estadísticos se aprecian en el *Anexo N° 6*

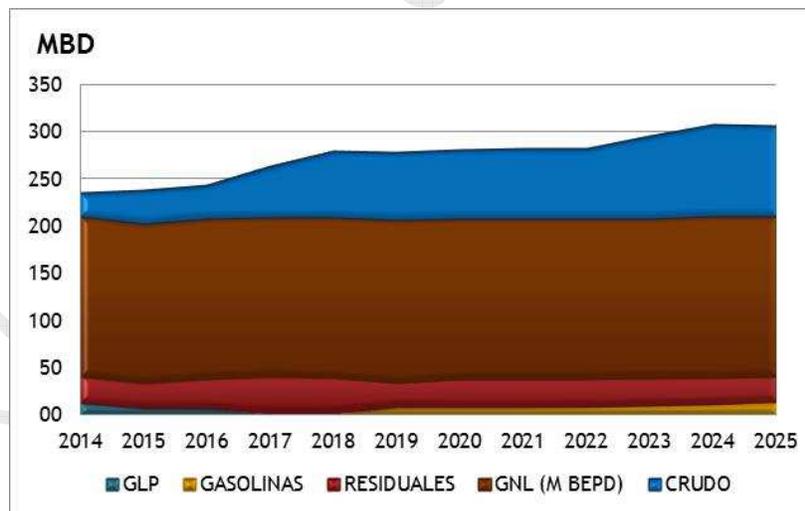
En relación a las exportaciones e importaciones del petróleo crudo, la ampliación y modernización de la Refinería Talara permitirá procesar mayor cantidad de crudo proveniente de los incrementos de producción previstos en los lotes X y Z-2B, así como del ingreso a producción de crudo ligero proveniente de los lotes 64 y 95, además dicha refinería estaría en capacidad de procesar crudos pesados, con lo cual se reducirían las importaciones de petróleo crudo.

**Gráfico 74 Proyecciones de las exportaciones de hidrocarburos 2014-2025.
Escenario 4,5%**



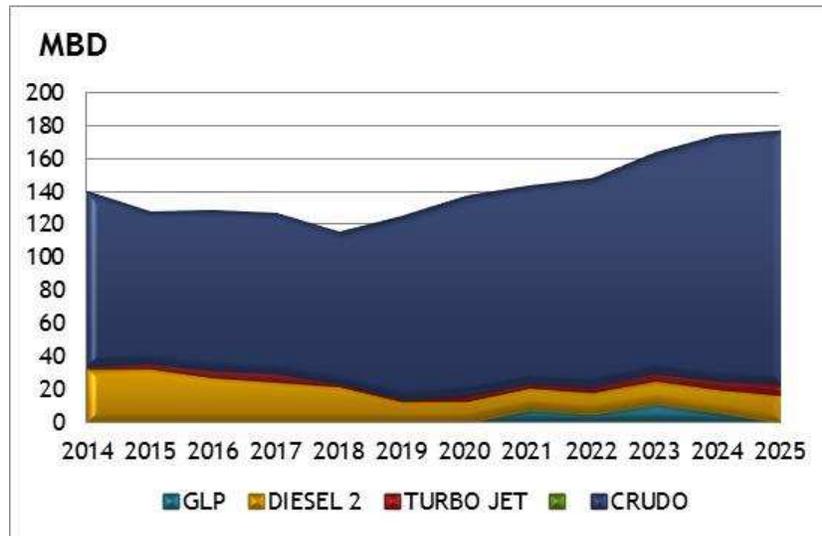
Fuente: DGEE

**Gráfico 75 Proyecciones de las exportaciones de hidrocarburos 2014-2025.
Escenario 6,5%**



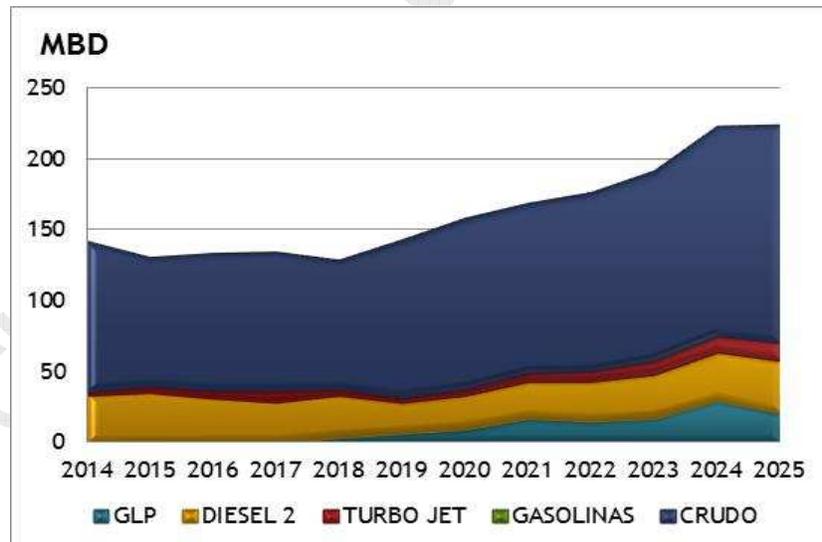
Fuente: DGEE

Gráfico 76 Proyecciones de importación de Hidrocarburos 2014-2025. Escenario 4,5%



Fuente: DGEE

Gráfico 77 Proyecciones de importación de Hidrocarburos 2014-2025. Escenario 6,5%

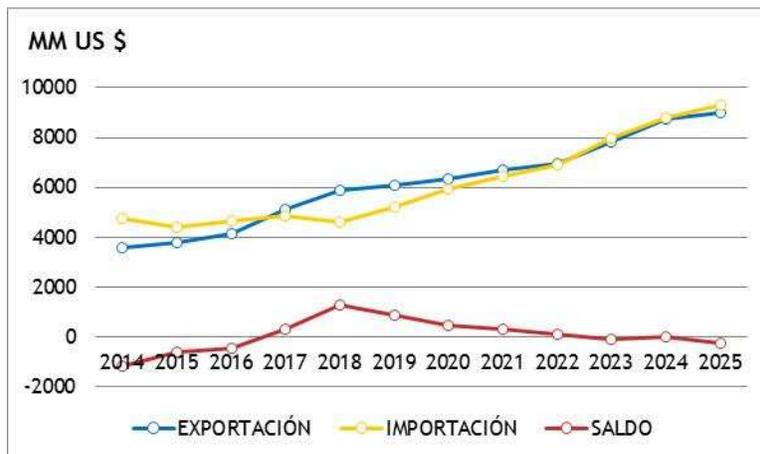


Fuente: DGEE

BALANZA COMERCIAL

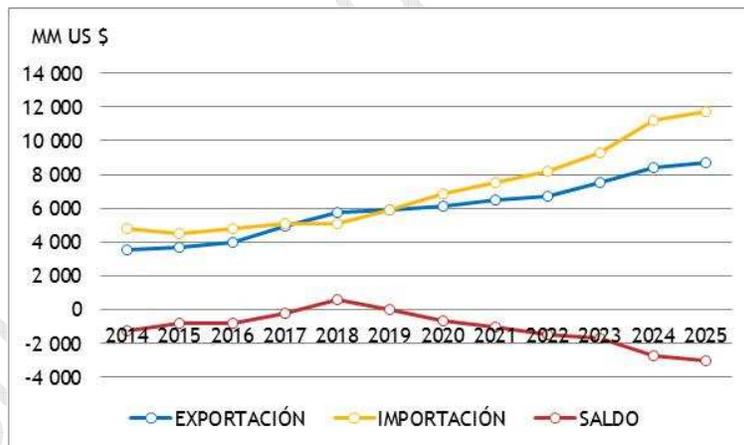
La Balanza Comercial en un escenario de PBI 4,5 % es más favorable influenciada por la menor demanda interna, lo cual propicia una menor importación de energéticos como el diésel 2 y Turbo, y el GLP, tal como se aprecia en los siguientes Gráfico 78 y Gráfico 79.

Gráfico 78 Proyecciones de importación de Hidrocarburos 2014-2025. Escenario 4,5%



Fuente: DGEE

Gráfico 79 Proyecciones de importación de Hidrocarburos 2014-2025. Escenario 6,5%



Fuente: DGEE

PROYECTOS DE TRANSPORTE, DISTRIBUCIÓN DE GAS NATURAL Y PETROQUÍMICA

La Masificación del gas natural es uno de ejes centrales del desarrollo de los hidrocarburos en el país, y se espera que hacia el 2020 un millón de hogares cuenten con conexiones domiciliarias de gas natural, es decir, unos cinco millones de peruanos serán beneficiados con el gas natural.

Por ello, es conveniente para el país el desarrollo de refuerzos en los gasoductos del sur, logrando tener un anillo que una los ductos que llegan a Marcona y Mollendo.

La siguiente gran obra que el país debe desarrollar es el gasoducto norte, que puede hacerse en diversas etapas según los impactos que puedan ser mitigados entre los usuarios comprometidos al pago.

Para el desarrollo de este plan, se estima una demanda potencial de gas natural que fluctúa entre 15 y 20 TPC (Tera Pies Cúbicos), según el escenario de crecimiento de la demanda eléctrica, la demanda de gas para consumo eléctrico está considerado en la demanda que se presenta en el *Anexo N° 7*. Esta demanda de gas puede ser atendida con las actuales reservas probadas de gas más el desarrollo de nuevos campos que ya tienen un potencial conocido y exploración.

Además, hay que tener presente que el desarrollo de nuevos gasoductos permitirá que nuevos lotes de gas natural se desarrollen por la facilidad que existirá para los productores en colocar su producción de gas natural.

Existe además la oportunidad de interconectar la red nacional de gasoductos con los gasoductos de Bolivia, de manera a asegurar un abastecimiento estable de gas en las ciudades de Puno y Juliaca; y a desarrollar proyectos de exportación de mutuo interés tanto hacia la cuenca del Pacífico, como hacia los países del MERCOSUR.

La inversión de los nuevos gasoductos se estima en no menos de 9 mil millones de dólares en una aproximación inicial, tal como se aprecia en el Cuadro 12 a costos actuales y significa la dotación de una fuente eficiente para la generación eléctrica, para la industria, el transporte y población en general. Su impacto en el sector eléctrico será mantener la competitividad en Sudamérica y utilizar fuentes energéticas primarias propias como el gas natural así como reducir la importación de productos derivados para la generación y transporte vehicular principalmente.

Por otro lado, se debe prever el suministro de gas a los proyectos petroquímicos. Para una planta petroquímica en base a etano, de un millón de toneladas métricas al año, considerada como una planta de gran escala, se requieren por lo menos 100 millones de pies cúbicos de etano por día, cantidad que puede ser cubierta con los niveles de producción actual de gas natural (1 600 MM PCD), tomando en cuenta que el Etano representa casi el 10 % de dicha producción. La producción de gas se incrementará para cubrir la demanda proyectada en las diferentes regiones del país, con ello la cantidad de Etano disponible será mayor.

Para desarrollar la industria petroquímica en el sur basada en el etano, se requiere implementar un sistema de separación del etano en la Planta de Separación Malvinas y evaluar su transporte hacia el lugar donde estará ubicada la planta.

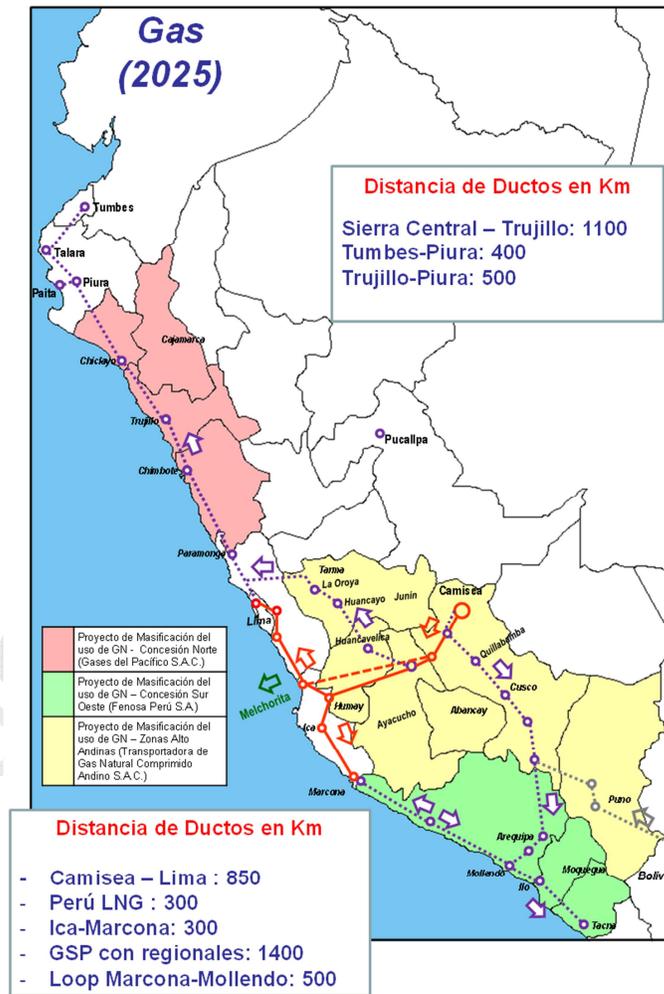
Los proyectos petroquímicos a partir del metano, planeaban producir en un caso Amoniaco y Nitrato de Amonio (en Pisco, región de Ica) con el fin de obtener fertilizantes para la agricultura y en otro caso, producción de Amoniaco y Úrea en el distrito de Marcona en la región de Ica. Dichos proyectos podrían reactivarse, para ello habría la necesidad de suministrar unos 200 MMPCD de metano.

En el siguiente cuadro se aprecian los estimados de las inversiones al 2020 y al 2025 en el sector hidrocarburos.

Cuadro 12 Inversiones de nuevos gasoductos

GASODUCTOS	ENTRADA EN OPERACIÓN		INVERSIÓN Millones de US \$	INVERSIÓN ACUMULADA Millones de US \$
	AÑO			
a) Gasoducto del Sur (GSP) sin ramales	2018		4000	4000
b) Ramales del GSP	2019		1000	5000
c) Loop Marcona - Mollendo	2020		500	5500
d) Sierra Central - Paramonga	2021		1750	7250
e) Paramonga - Trujillo	2021		400	7650
f) Piura - Tumbes	2022		400	8050
g) Trujillo - Piura- Cajamarca	2023		750	8800

Figura 1 Proyectos de transporte y distribución de gas natural



La cobertura de la demanda de gas natural en el mercado interno depende de la capacidad de transporte de los gasoductos. La capacidad actual de transporte del gasoducto TGP para el mercado interno es de 610 MMPCD y está prevista su ampliación a 920 MMPCD en el año 2017. El Gasoducto del Sur entraría en operación el año 2019, y resulta necesario promover las inversiones en el Gasoducto Costa-Norte a fin de que entre en operación para finales del 2021. La capacidad indicada cubre con ciertas limitaciones dicha demanda.

Cuadro 13 Capacidad de Transporte de Gasoductos

CAPACIDAD DE TRANSPORTE - GASODUCTOS (MMPCD)						
DUCTOS		2014	2017	2019	2021	2025
CAMISEA PARA EL MERCADO INTERNO	TGP	610	920	920	920	920
	GSP			500	500	500
	COSTA NORTE				500	500
PERÚ LNG		677	677	677	677	677
AGUAYTÍA		55	55	55	55	55
TOTAL		1342	1652	2152	2652	2652

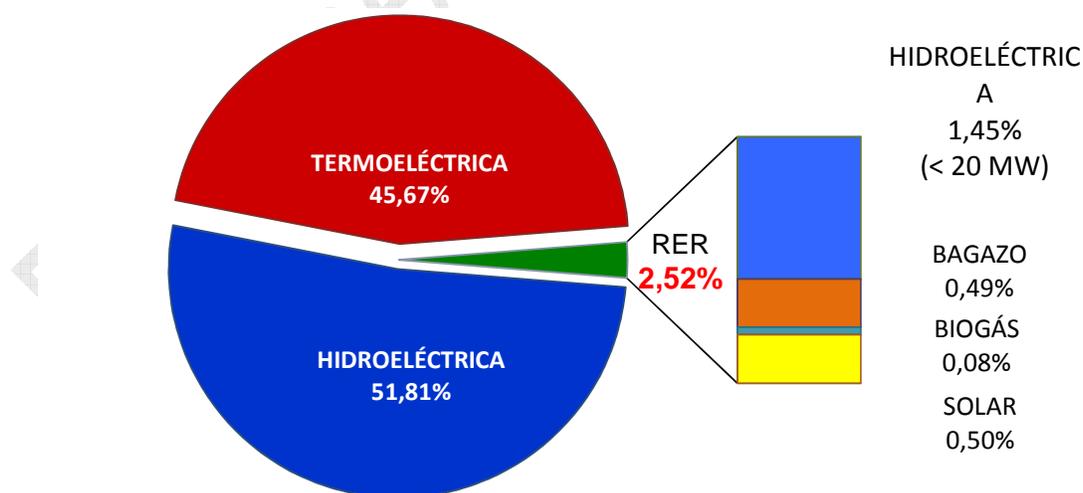
4. ENERGÍA RENOVABLE

La modificación de la matriz energética, no solo en el Perú, sino también en el mundo es un componente de la mayor relevancia en los esfuerzos globales para combatir el cambio climático y reducir las emisiones de gases de efecto invernadero, producidos por el uso de combustibles fósiles en la producción de energía.

4.1. SITUACIÓN ACTUAL

En el Perú en el año 2013, la producción de energía eléctrica fue generada en 54,3 % con energía renovable; siendo el 2,52% la energía generada por fuentes renovables no convencionales que comprende centrales hidroeléctricas < 20 MW (1,45%), bagazo (0,49%), biogás (0,08 %) y solar (0,50%); tal como se aprecia en el gráfico siguiente:

Gráfico 80 Estructura de la Producción de Energía Eléctrica por fuentes. Año 2013



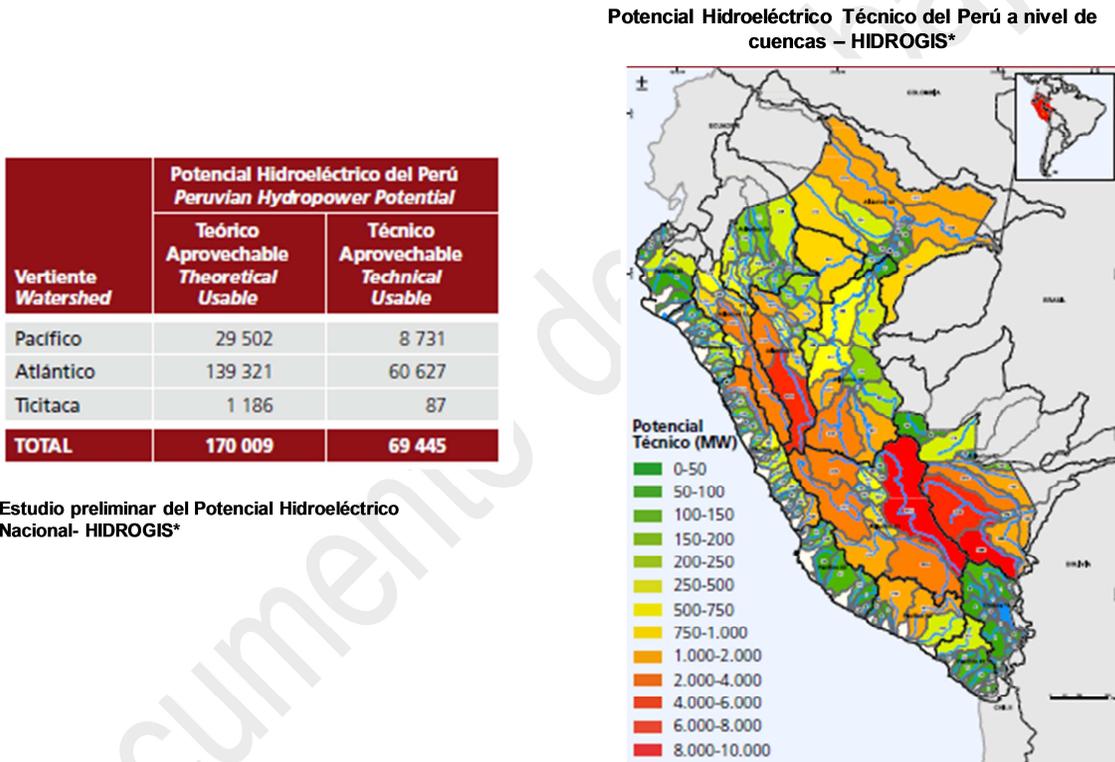
Fuente: DGE

4.2. POTENCIAL NACIONAL DE ENERGÍA RENOVABLE

4.2.1. POTENCIAL HIDROELÉCTRICO NACIONAL

El potencial técnico aprovechable con centrales hidroeléctricas de pasada asciende a 69 445 MW, donde el mayor aprovechamiento se ubica en la vertiente del Atlántico con 60 627 MW, seguida por la del Pacífico con 8 731 MW.

Figura 2 Potencial Hidroeléctrico Nacional



Estudio preliminar del Potencial Hidroeléctrico Nacional- HIDROGIS*

*Fuente: Perú Subsector eléctrico - Documento Promotor 2012 – DGE/MINEM

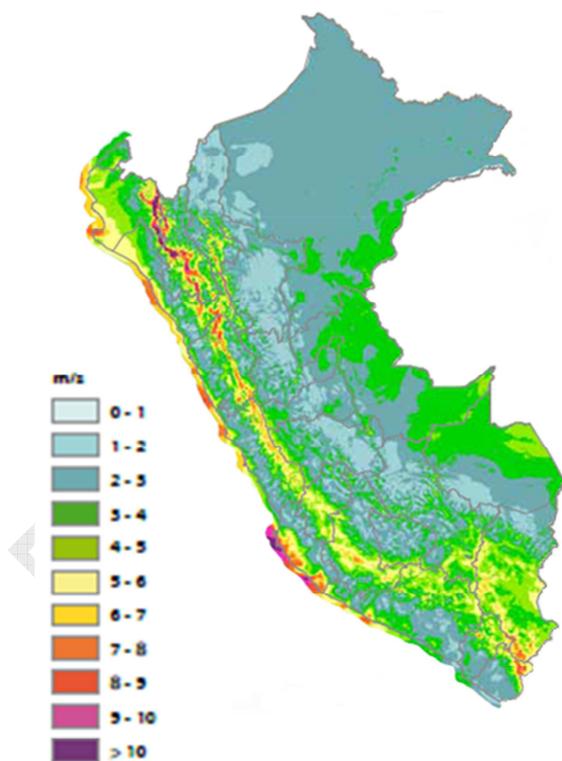
4.2.2. POTENCIAL EÓLICO NACIONAL

El Atlas Eólico 2008 desarrollado por el MINEM, se estima que el potencial eólico en Perú estaría sobre los 77 000 MW y que en forma aprovechable pueden obtenerse más de 22 000 MW,

El mayor potencial eólico se encuentra en la costa del Perú, debido a la fuerte influencia del anticiclón del Pacífico y de la cordillera de los Andes, que generan vientos provenientes del suroeste en toda la región de la costa. Las regiones con mayor potencial para el desarrollo de proyectos de energía eólica son: Ica, Piura y Cajamarca. Tal como se aprecia en mapa y tabla.

Figura 3 Potencial Eólico

Mapa de Potencial Eólico



Región	Potencia Total, MW	Potencia Aprovechable, MW
Amazonas	1,380	6
Ancash	8,526	138
Apurímac	-	-
Arequipa	1,992	1,158
Ayacucho	114	-
Cajamarca	18,360	3,450
Callao	-	-
Cuzco	-	-
Huancavelica	-	-
Huánuco	54	-
Ica	18,360	9,144
Junín	48	-
La Libertad	4,596	282
Lambayeque	2,880	564
Lima	1,434	156
Loreto	-	-
Madre de Dios	-	-
Moquegua	144	-
Pasco	-	-
Piura	17,628	7,554
Puno	162	-
San Martín	504	-
Tacna	942	-
Tumbes	-	-
Ucayali	-	-
TOTAL	77,394	22,452

*Fuente: Perú Subsector eléctrico - Documento Promotor 2012 – DGE/MINEM

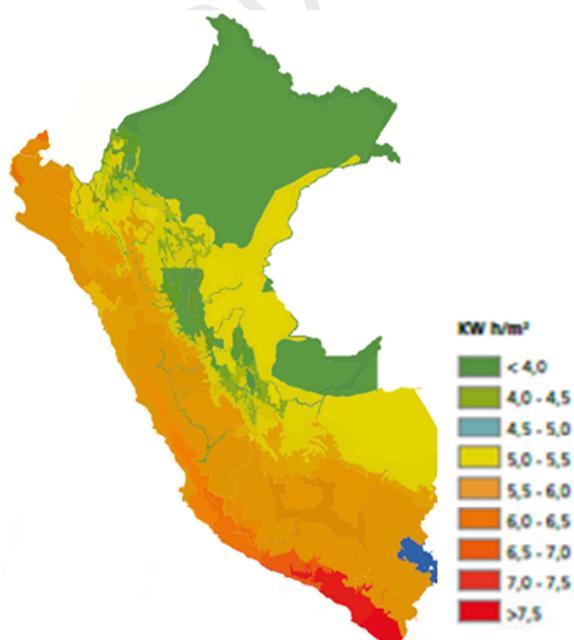
4.2.3. POTENCIAL SOLAR NACIONAL

La energía solar es el recurso energético con mayor disponibilidad en casi todo el territorio nacional; tal como se muestra en mapa y tablas siguientes los niveles de radiación e intervalo del mismo. Sin embargo, no se ha estimado el potencial en términos de capacidad de proyectos solares para generación eléctrica, el Atlas Solar sólo contiene registros de rangos promedio de radiación solar para cada mes del año.

Figura 4 Potencial Solar Nacional

Región	Radiación Promedio Anual, kWh/m ² -año *	Intervalo de Radiación Promedio Anual KWh/m ² -año **
RENTABLE		
Ancash	5.1	5.13 - 5.63
Arequipa	5.3	5.63 - 6.13
Lambayeque	5	5.5 - 6.0
Moquegua	5.3	5.75 - 6.25
Puno	5.1	5.38 - 5.88
Tacna	5.3	5.75 - 6.25
MEDIANAMENTE RENTABLE		
Amazonas	4.5	4.88 - 5.38
Apurímac	4.8	5.38 - 5.88
Ayacucho	4.8	5.38 - 5.88
Cajamarca	4.5	5.0 - 5.5
Cusco	4.4	5.13 - 5.63
Huancavelica	4.5	5.38 - 5.75
Huánuco	4.3	4.75 - 5.25
Ica	4.6	5.5 - 6.0
Junín	4.7	5.13 - 5.63
La Libertad	4.8	5.13 - 5.63
Pasco	4.1	4.88 - 5.38
Piura	4.4	5.63 - 6.73
San Martín	4	4.63 - 5.13
Tumbes	4.4	5.75 - 6.25
POCO RENTABLE		
Lima	3.9	5.13 - 5.63
Loreto	3.9	4.63 - 5.13
Madre de Dios	3.9	4.75 - 5.25
Ucayali	3.3	4.63 - 5.13

ATLAS SOLAR DEL PERÚ



²Fuente: Perú Subsector eléctrico - Documento Promotor 2012 – DGE/MINEM

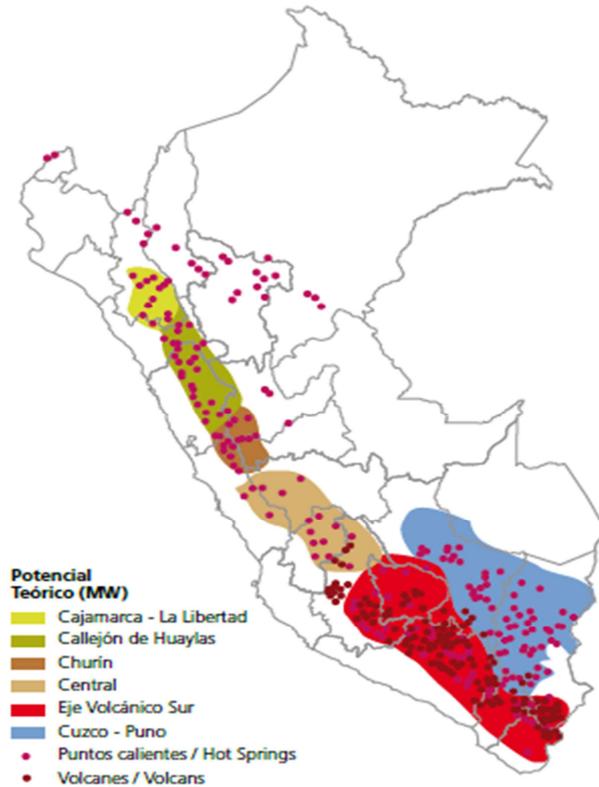
4.2.4. POTENCIAL GEOTÉRMICO NACIONAL

Los estudios preliminares han estimado un potencial de 3 000 MW a nivel nacional. Las regiones con mayores manifestaciones geotermales son:

- Región I: Cajamarca – La Libertad.
- Región II: Callejón de Huaylas.
- Región III: Churín.
- Región IV: Central.
- Región V: Cordillera Volcánica del Sur.
- Región VI: Cordillera Puno-Cuzco.

Figura 5 Potencial Geotérmico Nacional

Zonas con manifestaciones geotermales en el Perú*



*Fuente: Perú Subsector eléctrico - Documento Promotor 2012 – DGE/MINEM

4.2.5. POTENCIAL DE BIOMASA

Se estima que puede obtenerse hasta 177 MW en centrales convencionales de biomasa y 61 MW con el uso de biogás; según información calculada con datos registrados el 2009 de residuos agroindustriales en plantas de procesamiento de la caña de azúcar, cascara de arroz, algodón, trigo, espárragos y los residuos forestales provenientes de los aserraderos.

4.3. MARCO LEGAL

El marco normativo para la promoción de la energía renovable ha ido evolucionando desde la dación de la **Ley de Concesiones Eléctricas y su Reglamento** (1993, 1994), que crea el mercado eléctrico y establece su arreglo institucional, la **Ley de Generación Eficiente (2006)**, promueve licitaciones y contratos de largo plazo como medio para respaldar inversión en generación a gran escala (grandes hidroeléctricas y otras tecnologías convencionales) y el **Decreto Legislativo N° 1002** (2008) que declara de interés nacional y necesidad pública el desarrollo de la generación de electricidad mediante recursos renovables.

El D.L. N° 1002 establece como prioridad nacional la promoción de las energías Renovables; definiendo como Recursos Energéticos Renovables (RER) a las fuentes de Energía Renovable No Convencional:

- Solar
- Eólico
- Geotérmico
- Biomasa
- Hidroeléctrico hasta 20 MW (Hidroeléctrica RER)

La Ley promociona las ventas de electricidad RER a través de SUBASTAS, planteándose como objetivo actual el nivel de penetración RER, excluyendo pequeñas hidro, el 5% del consumo de energía para lo cual cada dos (2) años el MINEM establece el objetivo por tipo de tecnología.

Los principales Incentivos ofrecidos son: la prioridad para el despacho del COES y compra de la energía producida, prioridad en el acceso a las redes de Transmisión y Distribución, tarifas estables a largo plazo determinadas mediante subastas.

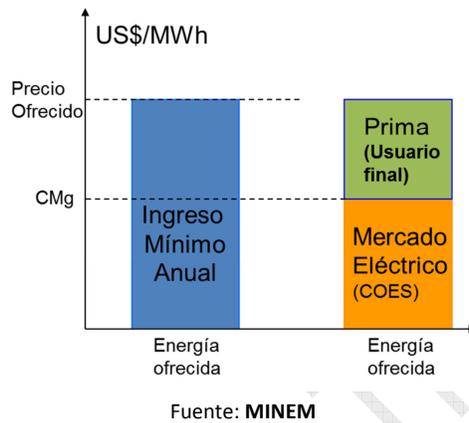
Las Bases de la Subasta son aprobadas por el Ministerio de Energía y Minas; y OSINERGMIN conduce la subasta, fija los precios máximos y determina las Primas mediante liquidaciones anuales.

La adjudicación de precios se otorga a las ofertas que ofrecen menor precio hasta cubrir la cuota de energía para ello todos los participantes entregan ofertas de energía anual (MWh) y su precio asociado en US\$/MWh.

Los adjudicatarios tienen derecho a un ingreso mínimo igual al producto de la energía y tarifa ofertadas, siempre que cumpla con su obligación de energía anual, así como un ingreso adicional equivalente a la energía en exceso valorizada a CMg y un ingreso adicional si entrega energía reactiva.

La liquidación o el pago anual de Ingresos de los generadores RER proviene de dos fuentes: los Ingresos a CMg provenientes de la venta de energía producida al mercado spot + ingresos por Capacidad; complementado por los Ingresos por Prima recaudado de los clientes finales.

Gráfico 81 Precio vs Energía Ofertada



4.4. SUBASTAS RER (RENOVABLES NO CONVENCIONALES)

A la fecha en el marco del D.L. 1002 se han realizado 3 (tres) subastas RER en las cuáles se han adjudicado: 232 MW de generación eólica, 496 MW de Centrales Hidráulicas menores a 20 MW; 96 MW de plantas solares fotovoltaicas de las cuales han ingresado en operación comercial 80 MW al sur del país, para el próximo año está previsto los 16 MW.

Los precios promedio resultantes en la primera, segunda y tercera subasta por tipo de tecnología oscilaron de la siguiente forma:

Hidroeléctricas: 60 / 53 / 56 US\$/Mwh

Eólicas: 87/ 69 US\$/Mwh

Solares: 225 / 120 US\$/Mwh

A continuación se muestra los resultados de las tres subastas con los precios ofertados, la potencia instalada, el factor de planta y la energía adjudicada:

Cuadro 14 Resultados de la Primera Subasta

PRIMERA SUBASTA - EN OPERACIÓN					
Tecnología	Proyecto	Precio Ofertado [US\$/MWh]	Potencia Instalada [MW]	Factor de Planta [%]	Energía Adjudicada [GWh/a]
Biomasa	Paramonga I	52,0	23	57,0	115,0
Biomasa	Huaycoloro	110,0	4,4	33,0	28,295
Eólica	Marcona	65,5	32	52,9	148,4
Eólica	Central Eólica Talara	87,0	30	46,0	119,7
Eólica	Central Eólica Cupisnique	85,0	80	43,0	303,0
Solar	Panamericana Solar 20TS	215,0	20	28,9	50,68
Solar	Majes solar 20T	222,5	20	21,5	37,63
Solar	Repartición Solar 20T	223,0	20	21,4	37,44
Solar	Tacna Solar 20TS	225,0	20	26,9	47,20
Hidroeléctrica	Sta. Cruz II Huallanca	55,0	7,0	66,0	33,0
Hidroeléctrica	Sta. Cruz I Huallanca	55,0	6,0	65,0	29,5
Hidroeléctrica	Nuevo Imperial	56,0	4,0	81,0	25,0
Hidroeléctrica	Yanapampa	56,0	4,0	77,0	28,0
Hidroeléctrica	Huasahuasi II (Caripa)	57,0	8,0	71,0	42,5
Hidroeléctrica	Huasahuasi I (Caripa)	58,0	8,0	70,0	42,5
Hidroeléctrica	Poechos 2	60,0	10,0	75,0	50,0
Hidroeléctrica	Roncador (Unidad 1)	60,0	2,0	89,0	14,1
Hidroeléctrica	Roncador (Unidad 2)	60,0	2,0	89,0	14,1
Hidroeléctrica	La Joya	60,0	10,0	65,0	54,7
Hidroeléctrica	Purmacana (Barranca)	60,0	2,0	71,0	9,0
Hidroeléctrica	Carhuaquero IV	70,0	10,0	76,0	66,5
Hidroeléctrica	Caña Brava	70,0	6,0	41,0	21,5
Hidroeléctrica	Las Pizarras	64,0	18,0	67,0	85,0
Total			346,4		1402,6

Fuente: MINEM

PRIMERA SUBASTA - EN CONSTRUCCIÓN					
Tecnología	Proyecto	Precio Ofertado [US\$/MWh]	Potencia Instalada [MW]	Factor de Planta [%]	Energía Adjudicada [GWh/a]
Hidroeléctrica	Chancay (Huaral)	59,0	19	85,0	143,0
Hidroeléctrica	Ángel I (San Gabán)	60,0	20	75,0	131,045
Hidroeléctrica	Ángel II (San Gabán)	60,0	20	75,0	131,0
Hidroeléctrica	Ángel III (San Gabán)	60,0	20	75	131,045
Total			79,0		536,1

Fuente: MINEM

Cuadro 15 Resultados de la Segunda Subasta

SEGUNDA SUBASTA - EN CONSTRUCCIÓN					
Tecnología	Proyecto	Precio Ofertado [US\$/MWh]	Potencia Instalada [MW]	Factor de Planta [%]	Energía Adjudicada [GWh/a]
Biomasa	LA GRINGA V (Huaycoloro-Lima)	99,9	2	80,0	14,0
Hidroeléctrica	CANCHAYLLO (Canchaylo)	47,4	5	77,0	25,16
Hidroeléctrica	HUATZIROKI I (Junín)	47,6	11	55,0	72,3
Hidroeléctrica	RENOVANDES H1 (Villa Anashiro)	53,9	20	90,0	150
Hidroeléctrica	8 DE AGOSTO (Huamalies-Huánuco)	53,9	19	90,0	140,0
Eólica	Parque Eólico Tres Hermanas	69,0	90	52,7	415,76
Solar	Moquegua FV	119,9	16	30,5	43,0
Hidroeléctrica	EL CARMEN (Huamalies-Huánuco)	55,9	8	77	45
Hidroeléctrica	RUNATULLO III (Alapampa-Junín)	56,5	20	80	120
Total			191,0		1025,2

Fuente: MINEM

Cuadro 16 Resultados de la Tercera Subasta

TERCERA SUBASTA - EN CONSTRUCCIÓN					
Tecnología	Proyecto	Precio Ofertado [US\$/MWh]	Potencia Instalada [MW]	Factor de Planta [%]	Energía Adjudicada [GWh/a]
Hidroeléctrica	Yarucaya	50,5	16,5	80,0	115,0
Hidroeléctrica	Potrero	51,8	19,9	80,0	134,2
Hidroeléctrica	Hydrika 5	53,9	10	84,0	57,9
Hidroeléctrica	Hydrika 3	53,9	10	78,0	50,8
Hidroeléctrica	Hydrika 2	54,5	4	78,0	20,0
Hidroeléctrica	Carhuac	54,8	15,8	71,0	97
Hidroeléctrica	Hydrika 1	54,9	6,6	81,0	35,6
Hidroeléctrica	Hydrika 4	55,5	8	82	44,79
Hidroeléctrica	Runatullo ii	55,6	19	67	80
Hidroeléctrica	Karpa	55,7	19	78,0	115
Hidroeléctrica	Colca	56,9	12,05	70,0	70,2
Hidroeléctrica	Zaña 1	56,9	13,2	70,0	80,9
Hidroeléctrica	Chilcay	57,5	12,01	70,0	69,9
Hidroeléctrica	Huasicancha	58,9	6,25	70,0	36,4
Hidroeléctrica	Laguna Azul	62,0	20	82,0	130,0
Hidroeléctrica	Santa Lorenza	65,0	18,7	87	140
Total			211,0		1277,7

Fuente: MINEM

4.5. PROSPECTIVA DE LAS ENERGÍAS RENOVABLES

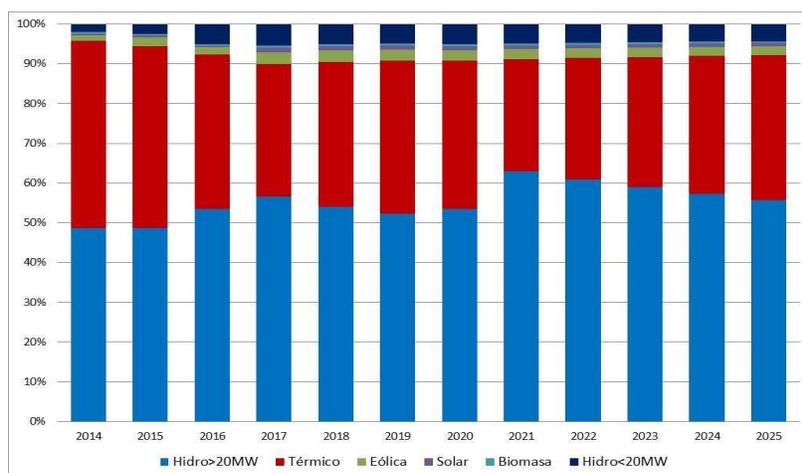
En los escenarios de proyección de la generación de energía eléctrica las energías renovables (convencionales y no convencionales) representarían al menos el 60 % del total de la oferta de energía eléctrica; de forma particular las RER no convencionales (eólica, solar, biomasa, etc.) aportarán el 5% comprometido a través del DL 1002.

Cuadro 17 Proyección de Ingreso de Energía por Energía No Convencional 2014-2025

Año	Energía RER no convencional (GWh/año)
2014	901
2015-2016	1360
2017 en adelante	2769

En los siguientes gráficos se aprecia la participación por fuentes de energía para el escenario de PBI 4,5%.

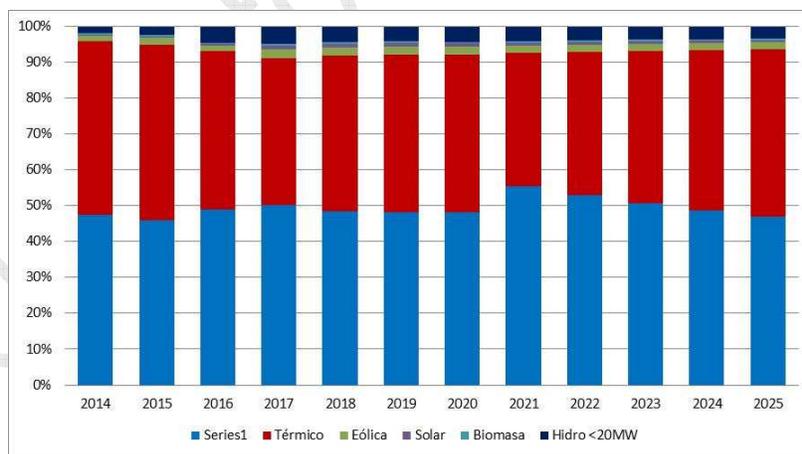
Gráfico 82 Estructura de participación por fuentes en la generación de electricidad. Escenario 4,5%



Fuente: MINEM

El mismo comportamiento que el escenario PBI 4,5%, en lo referente a la participación de las RER no convencionales, se muestra para el escenario de PBI 6,5% como se aprecia en los gráficos siguientes:

Gráfico 83 Estructura de participación por fuentes en la generación de electricidad. Escenario 6,5%



Fuente: MINEM

Por otro lado, se realizó la simulación de incrementar la participación de las centrales renovables no convencionales (eólica, solar, etc.) progresivamente hasta alcanzar un participación de 20 % en el total de la generación al 2025 en conjunto con las hidroeléctricas < 20 MW; resultando que para ambos escenarios el costo medio de generación eléctrica del sistema se incrementaría en 10 US\$/MWh (aumento de 20% de los precios actuales) descartándose por el momento su inclusión por el impacto resultante, para su evaluación posterior en futuros planes.

5. EFICIENCIA ENERGÉTICA

5.1. MARCO LEGAL

La Ley de Promoción del Uso Eficiente de la Energía, aprobada en setiembre 2000, declaró de interés nacional la promoción del Uso Eficiente de la Energía (UEE) con la finalidad de asegurar el suministro de energía, reducir el impacto ambiental, proteger al consumidor y fomentar la competitividad de la economía nacional.

La Ley establece que el Ministerio de Energía y Minas es la autoridad competente del Estado para la promoción del uso eficiente de la energía, con atribuciones para:

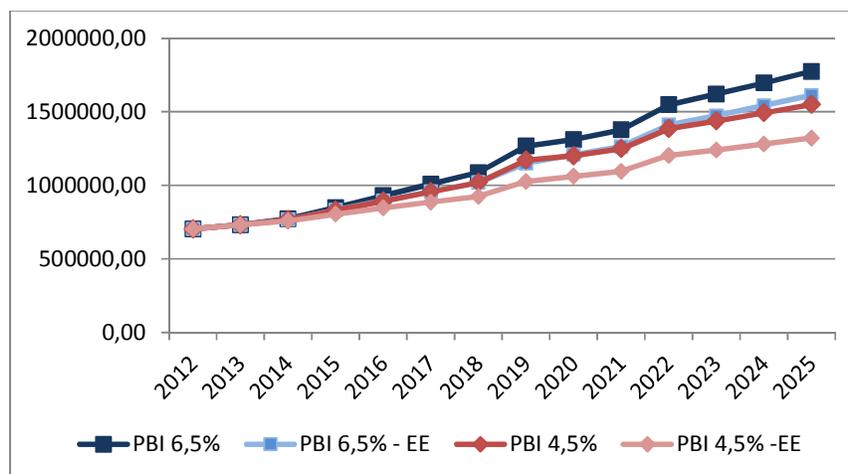
- Promover la creación de una cultura orientada al empleo racional de los recursos energéticos para impulsar el desarrollo sostenible del país buscando un equilibrio entre la conservación del medio ambiente y el desarrollo económico;
- Promover la mayor transparencia del mercado de la energía, mediante el diagnóstico permanente de la problemática de la eficiencia energética y de la formulación y ejecución de programas, divulgando los procesos, tecnologías y sistemas informativos compatibles con el Uso Eficiente de la Energía.
- Diseñar, auspiciar, coordinar y ejecutar programas y proyectos de cooperación internacional para el desarrollo del UEE;
- La elaboración y ejecución de planes y programas referenciales de eficiencia energética;
- Promover la constitución de empresas de servicios energéticos (EMSES), así como la asistencia técnica a instituciones públicas y privadas, y la concertación con organizaciones de consumidores y entidades empresariales;
- Coordinar con los demás sectores y las entidades públicas y privadas el desarrollo de políticas de uso eficiente de la energía; y
- Promover el consumo eficiente de energéticos en zonas aisladas y remotas.

5.2. PROSPECTIVA DE EFICIENCIA ENERGÉTICA AL 2025

Con la aprobación del Reglamento de la Ley de Promoción del Uso Eficiente de la Energía, se establecen los sectores residencial, productivo y servicios, público y transporte a ser atendidos mediante programas sectoriales de uso eficiente de la energía.

Con la implementación de programas de eficiencia energética, se lograría reducir la demanda en 12,5% para un crecimiento del PBI de 6,5% y del 14,8% para un crecimiento del PBI de 4,5% tal como se muestra en el gráfico siguiente.

Gráfico 84 Consumo Final de Energía con Programas de Eficiencia Energética (TJ)



Fuente: **MINEM**

Estas reducciones en el consumo de la energía, es gracias a los programas de eficiencia energética por sectores, que se detallan a continuación, las cuales se han basado en aquellas fuentes con mayor potencial de ahorro:

Sector Residencial

En el año 2013, el consumo final del sector residencial y comercial ascendió a 190 068 TJ (26% del total nacional) y el 20,8 % de esta cantidad corresponde a la energía eléctrica y el 58,8 % a la biomasa, basada en estas dos fuentes de energía se plantean las siguientes sustituciones:

Sustitución de iluminación convencional por tecnología eficiente

El programa de iluminación contempla realizar las siguientes sustituciones en este sector:

- 2,5 millones de lámparas Incandescentes por ahorradoras.
- 1,5 millones de lámparas Incandescentes por lámparas LEDs.
- 3 millones de fluorescentes T12 por T8 y,
- 0,25 millones de lámparas dicróicos de 50 W por dicróicos de 11W.

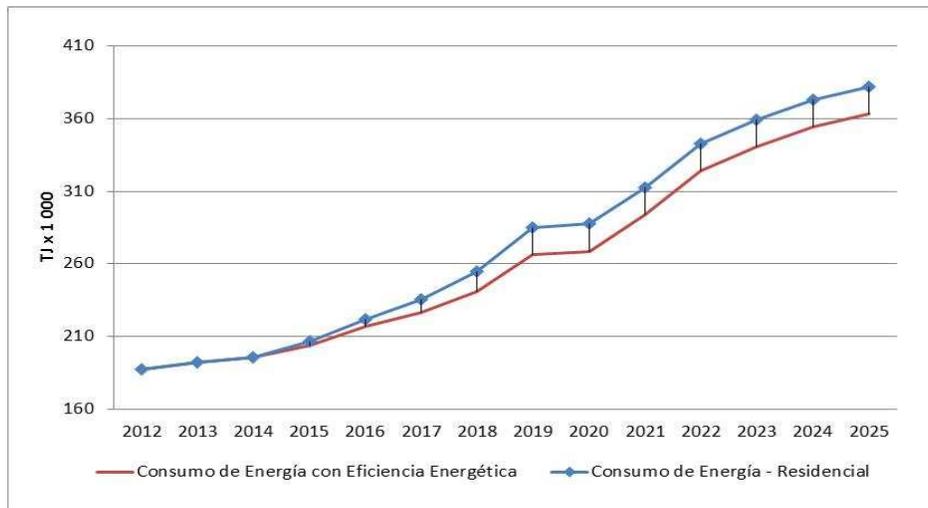
Sustitución de Calentadores de Agua Eléctricos por Sistemas de Calentadores de Agua Solares

Se prevé sacar del mercado 1 millón de termas eléctricas las cuales serían sustituidas por termas solares en un periodo de 4 años, reduciéndose el consumo de energía eléctrica por una fuente limpia.

Sustitución de Cocinas Tradicionales por Cocinas Mejoradas

Se prevé realizar la sustitución de medio millón de cocinas mejoradas a leña en un periodo de 5 años, lo que reducirá el consumo de leña a la mitad en aquellos hogares donde se efectúan la sustitución.

Gráfico 85 Consumo Final de Energía en el Sector Residencial con y sin Programa de EE



Fuente: MINEM

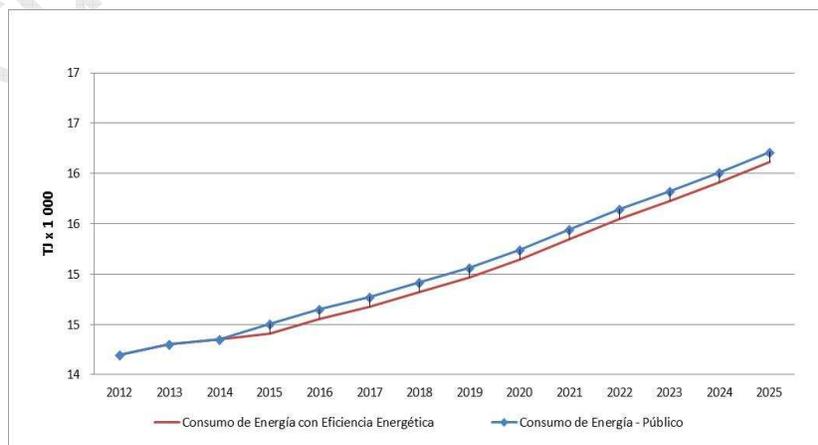
Sector Público

En el año 2013, el consumo final del sector público ascendió a 14 341 TJ (2% del total nacional) y el 12,5% de esta cantidad corresponde a la energía eléctrica y 86,6% al consumo de combustibles líquidos.

En este sector se plantea realizar la sustitución de iluminación convencional por iluminación de tecnología eficiente en los próximos 3 años, tal como sigue:

- 100 000 lámparas Incandescentes por ahorradoras.
- 750 000 lámparas fluorescentes

Gráfico 86 Consumo Final de Energía en el Sector Público con y sin Programa de EE



Fuente: MINEM

Sector Productivo y Servicios

En el año 2013, el consumo final del sector productivo ascendió a 220 894 TJ (30,2 % del total nacional) y el 36,7% de esta cantidad corresponde a la energía eléctrica y 20,4% al consumo de combustibles líquidos, basada en estas dos fuentes de energía se plantean las siguientes sustituciones y nuevos proyectos:

Sustitución de 511 calderos convencionales y mejoras de eficiencia

El programa de sustitución de calderos contempla realizar las siguientes sustituciones en los sectores productivo y de servicios a la fuente gas natural y/o GLP:

- 203 calderos en el sector productivo que utilizan como fuente R 500.
- 308 calderos en el sector servicios que utilizan como fuente Diésel 2.

Estas sustituciones se plantean ser realizadas en un periodo de 4 años, así mismo, la mejora de la eficiencia operativa de los calderos para el caso de las que utilizan R 500 será mejorado a 88,4% (de 82,4% promedio) y para el caso de los calderos que utilizan Diésel 2 será mejorado a 87,4% (de 82,4% promedio).

Sustitución de 30 000 Motores convencionales por motores eficientes

Se prevé realizar la sustitución de 6 000 motores por año hasta alcanzar una sustitución de 30 000 motores, se han contemplado la sustitución de motores de acuerdo al siguiente detalle:

- 10 000 motores de 5 HP,
- 11 000 motores de 15 HP,
- 5 000 motores de 40 HP,
- 3 000 motores de 75 HP y,
- 1 000 motores de 150 HP.

Cogeneración

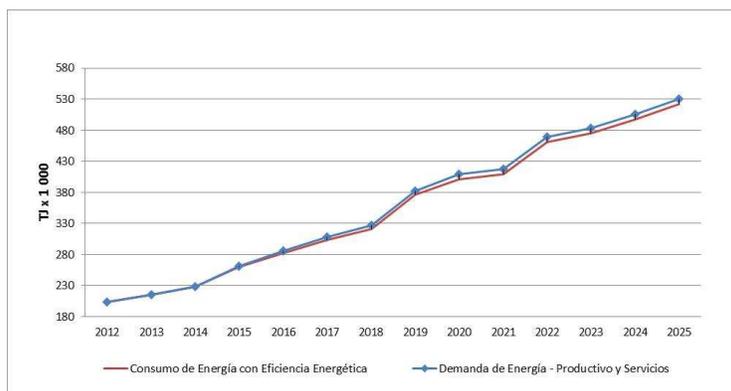
Con un mayor impulso en la promoción de las ventajas e incentivos a la tecnología de cogeneración, se espera alcanzar en un periodo de 09 años el potencial económico disponible del potencial existente en el mercado hasta llegar a 196 MW de potencia instalada.

Sustitución de iluminación convencional por tecnología eficiente

El programa de iluminación contempla también a este sector, realizando las siguientes sustituciones:

- 2,5 millones de lámparas Incandescentes por ahorradoras.
- 1,5 millones de lámparas Incandescentes por lámparas LEDs.
- 3 millones de fluorescentes T12 por T8 y,
- 0.75 millones de lámparas dicroicos de 50 W por dicroicos de 11W.

Gráfico 87 Consumo Final de Energía en el Sector Productivo y de Servicios con y sin Programa de EE



Fuente: MINEM

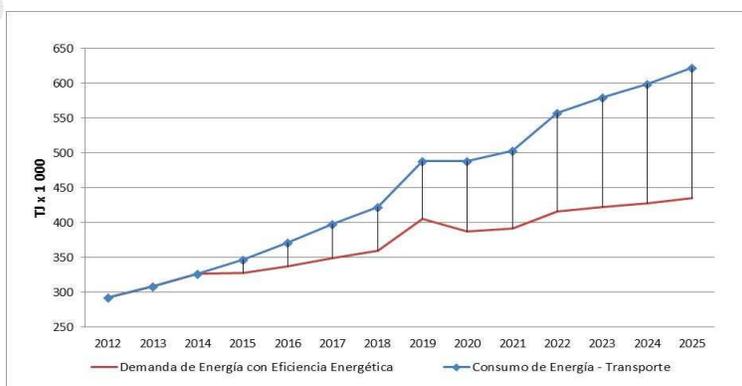
Sector Transporte

En el año 2013, el consumo final del sector transporte ascendió a 306 096 TJ (41,8 % del total nacional) y el 87,4% de esta cantidad corresponde al consumo de combustibles líquidos, y la diferencia al consumo de GLP y GN.

En este sector se ha contemplado que en coordinación con el sector transporte se debería realizar los siguientes subprogramas:

- La reducción del consumo de combustible mediante la conducción eficiente, hasta alcanzar una reducción del 10% de combustible consumido.
- Se prevé evaluar la restricción vehicular por 1 día a la semana para todo vehículo particular.
- Sustitución de combustibles líquidos por gas natural y/o GLP. Un proyecto relevante es la sustitución del Diésel empleado en el transporte de carga pesada y de pasajeros por GNL nacional a través de un corredor azul que se iniciará en la costa peruana.

Gráfico 88 Consumo Final de Energía en el Sector Transporte con y sin Programa de EE



Fuente: MINEM

Así mismo, se requiere:

- Propender al uso de equipamiento electrodoméstico eficiente mediante el sistema de etiquetado de eficiencia energética.
- Aprobar el Reglamento de etiquetado de Eficiencia Energética para artefactos electrodomésticos, calentadores de agua, iluminación, motores eléctricos y calderos.
- Fijar estándares mínimos de eficiencia energética para artefactos electrodomésticos, calentadores de agua, iluminación, motores eléctricos y calderos.
- Formación de la cultura de eficiencia energética, en todos los niveles educativos.
- Capacitación permanente en escuelas y colegios a docentes y alumnos.

En el Sector Transporte en forma particular:

- Establecer un programa intensivo de Conducción Racional y Eficiente para choferes del transporte urbano e interurbano de pasajeros y carga.
 - Capacitación de conductores para obtener, revalidar una licencia de vehículos livianos (Categoría A1).
 - Capacitación de conductores para obtener, revalidar o recategorizar una licencia Categoría III-A (vehículos M3, transporte de personas).
 - Capacitación de conductores para obtener, revalidar o recategorizar una licencia Categoría III-B (vehículo N3, transporte de mercancías mayor que 12 toneladas)
- Ampliar el Transporte Eléctrico masivo así como promover la introducción de autos eléctricos y/o híbridos
- Establecer un programa de Gestión Eficiente del Combustible en las flotas de transporte de pasajeros y carga.
- Reducir la congestión vehicular en Lima Metropolitana
- Promover el uso de corredores de transporte masivo en las principales ciudades del país.
- Aprobación de la Norma de Homologación vehicular y etiquetado.
- Mejora en el parque automotor, vehículos más eficientes que utilicen como combustible el gas natural (GN, GNL y GNC según mercados) y electricidad.

Se estima que en el 2025 las emisiones de Gases de Efecto Invernadero generadas por el consumo final de la energía en los diferentes sectores, fluctuaría entre 81 mil y 92 mil Giga Gramo de dióxido de carbono equivalente (Gg de CO₂ eq), valores inferiores entre 15 % y 10%, respectivamente, a lo que habría resultado sin la aplicación de medidas de eficiencia energética en los sectores residencial, servicios, industria y transporte.

De otro lado, en el año 2025 las emisiones generadas por el proceso de transformación de la energía fluctuarían entre 41 mil y 51 mil Gg de CO₂ eq.

Documento de Trabajo

ANEXOS

Anexo N° 1 Proyección de Consumo final de Energía (TJ) al 2025, considerando un crecimiento de PBI 4,5 %.

FUENTES	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025
Carbón Mineral	25,504	26,245	26,986	27,728	28,469	29,210	29,952	30,693	31,434	32,175	32,917	33,658
Leña	74,003	69,951	66,402	61,316	54,622	47,809	45,892	44,203	42,504	40,968	39,385	37,751
Bosta/Yareta	8,280	8,278	8,277	8,275	8,273	8,271	8,269	8,267	8,265	8,262	8,259	8,256
Bagazo	8,556	8,477	8,398	8,319	8,241	8,162	8,083	8,004	7,926	7,847	7,768	7,689
Solar	328	643	959	1,275	1,591	1,620	1,651	1,683	1,717	1,748	1,780	1,813
Coque	20	20	20	21	21	21	21	22	22	22	22	23
Carbón Vegetal	1,918	1,959	2,010	2,058	2,108	2,161	2,213	2,265	2,318	2,350	2,383	2,417
Gas Lic.de Pet.	76,060	82,303	83,289	89,406	96,086	103,856	110,025	118,782	126,306	136,160	146,904	158,236
Gasolina Motor	60,651	59,450	58,276	57,116	55,973	54,855	53,778	52,708	51,661	50,646	49,650	48,679
Turbo	35,182	37,057	39,042	41,145	43,372	45,731	48,229	50,874	53,674	56,639	59,778	63,100
Diesel	209,473	213,248	214,410	217,636	220,245	223,412	225,971	228,535	230,918	235,283	239,860	244,464
Petróleo Industrial	15,555	13,902	12,974	11,476	10,004	9,289	7,705	7,075	6,935	6,678	6,266	6,040
Gas Natural	96,589	126,801	156,427	180,910	205,047	293,211	313,796	327,372	416,891	432,265	451,395	468,751
Electricidad	146,864	155,146	168,945	179,075	191,001	198,181	206,811	215,451	222,606	228,446	234,415	240,357
TOTAL	758,983	803,479	846,416	885,756	925,054	1,025,790	1,062,396	1,095,933	1,203,177	1,239,489	1,280,780	1,321,234

SECTORES	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025
RESIDENCIAL Y COMERCIAL	195,479	203,854	216,667	226,640	240,773	266,309	273,572	293,948	324,187	340,491	354,229	363,098
PUBLICO	14,336	14,411	14,557	14,673	14,818	14,966	15,145	15,345	15,550	15,727	15,915	16,118
TRANSPORTE	313,971	327,548	337,758	348,887	359,324	379,650	386,943	391,869	416,635	422,723	428,202	434,801
AGROPECUARIO Y AGROINDUSTRIAL	13,524	13,567	13,597	13,647	13,683	13,727	13,778	13,836	13,897	13,996	14,099	14,236
PESQUERO	6,960	7,002	7,095	7,134	7,177	7,366	7,206	7,164	7,257	7,231	7,179	7,127
MINERO METALÚRGICO	67,235	72,700	78,304	83,553	87,785	98,020	97,430	99,970	108,213	112,331	115,916	120,229
INDUSTRIAL	147,478	164,397	178,438	191,221	201,494	245,751	268,321	273,801	317,436	326,990	345,240	365,626
TOTAL	758,983	803,479	846,416	885,756	925,054	1,025,790	1,062,396	1,095,933	1,203,177	1,239,490	1,280,780	1,321,234

Proyección de Consumo final de Energía (TJ) al 2025, considerando un crecimiento de PBI 6,5 %.

FUENTES	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025
Carbón Mineral	25,970	27,309	28,694	30,076	31,464	32,894	34,366	35,866	37,408	38,996	40,629	42,310
Leña	73,911	69,683	65,545	59,841	52,567	45,375	43,222	41,144	39,139	37,204	35,337	33,536
Bosta/Yareta	8,117	7,955	7,796	7,640	7,487	7,337	7,190	7,047	6,906	6,768	6,632	6,500
Bagazo	8,712	8,821	8,930	9,024	9,108	9,191	9,275	9,353	9,432	9,510	9,588	9,666
Solar	334	669	1,020	1,383	1,758	1,824	1,894	1,967	2,044	2,118	2,196	2,279
Coque	20	21	22	22	23	24	24	25	26	27	28	28
Carbón Vegetal	1,953	2,038	2,137	2,232	2,330	2,434	2,539	2,646	2,758	2,848	2,941	3,038
Gas Lic.de Pet.	76,484	83,799	86,168	93,856	102,352	113,157	121,095	132,329	143,665	156,857	171,334	186,939
Gasolina Motor	61,848	61,726	61,616	61,427	61,197	60,922	60,729	60,392	60,013	59,731	59,397	59,063
Turbo	35,776	38,317	41,050	43,989	47,149	50,548	54,204	58,135	62,363	66,910	71,800	77,060
Diesel	212,301	219,105	223,471	230,045	236,130	242,915	249,224	255,682	262,101	270,735	279,764	289,002
Petróleo Industrial	15,332	14,326	12,814	11,299	10,746	10,100	9,759	9,436	9,131	8,843	8,572	8,316
Gas Natural	96,356	128,519	161,400	189,853	218,772	321,436	347,358	368,310	482,576	509,351	540,480	571,004
Electricidad	149,642	169,888	195,241	217,607	238,545	252,057	267,075	282,143	294,115	303,935	314,324	323,342
TOTAL	766,757	832,176	895,904	958,295	1,019,630	1,150,214	1,207,956	1,264,476	1,411,676	1,473,833	1,543,025	1,612,082

SECTORES	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025
RESIDENCIAL Y COMERCIAL	196,921	211,427	229,355	246,068	266,386	299,584	311,856	339,393	379,292	402,641	423,731	438,592
PUBLICO	14,742	15,227	15,877	16,376	16,833	17,159	17,585	17,881	18,116	18,408	18,667	18,927
TRANSPORTE	316,020	335,377	351,430	369,360	386,999	415,996	429,005	440,919	478,807	493,448	506,696	522,150
AGROPECUARIO Y AGROINDUSTRIAL	13,731	14,201	14,766	15,262	15,689	15,971	16,291	16,607	16,863	17,125	17,395	17,638
PESQUERO	7,047	7,480	7,899	8,417	8,381	8,388	8,267	8,277	8,438	8,453	8,437	8,413
MINERO METALÚRGICO	68,155	76,103	84,993	93,220	100,071	113,417	115,011	120,321	132,165	138,726	144,759	151,441
INDUSTRIAL	150,142	172,361	191,584	209,592	225,271	279,699	309,941	321,077	377,995	395,031	423,341	454,921
TOTAL	766,757	832,176	895,904	958,295	1,019,630	1,150,214	1,207,956	1,264,476	1,411,676	1,473,833	1,543,025	1,612,082

Anexo N° 2 Producción de Energía Primaria y Oferta Interna Bruta de Energía Primaria, escenario PBI 4,5%

FUENTE	2012	2013	2014 4,5%	2015 4,5%	2016	2017	2018	2019	2020 4,5%	2021	2022	2023	2024	2025 4,5%
Gas Natural	502 093	521 726	599 030	704 783	741 150	746 089	757 223	811 206	831 210	880 508	1 015 640	1 058 242	1 107 122	1 147 632
Líquidos de GN	147 628	176 387	171 975	189 394	190 142	184 428	185 566	187 094	191 144	187 776	205 878	203 599	241 171	302 763
Petróleo Crudo	141 266	132 930	152 645	197 233	216 824	284 719	334 660	357 481	342 789	350 802	338 701	344 456	338 511	323 018
Hydroenergía	96 092	95 079	190 457	208 714	228 302	251 253	268 411	277 197	287 845	297 573	307 534	317 596	327 648	336 531
Eólico, Soly y Biomasa	111 433	93 668	94 593	90 772	90 536	87 222	80 763	73 898	71 945	70 194	68 448	66 861	65 227	63 546
Carbón Mineral	6 185	5 719	6 180	6 641	7 102	7 563	8 025	8 486	8 947	9 408	9 869	10 331	10 792	11 253
TOTAL	1 004 696	1 025 508	1 214 881	1 397 537	1 474 058	1 561 274	1 635 148	1 715 362	1 733 880	1 796 261	1 946 071	2 001 084	2 090 471	2 184 744

PRODUCCIÓN DE ENERGÍA PRIMARIA (%)

FUENTE	2012	2013	2014 4,5%	2015 4,5%	2016	2017	2018	2019	2020 4,5%	2021	2022	2023	2024	2025 4,5%
Gas Natural	50,0%	50,9%	49,3%	50,4%	50,3%	47,8%	46,3%	47,3%	47,9%	49,0%	52,2%	52,9%	53,0%	52,5%
Líquidos de GN	14,7%	17,2%	14,2%	13,6%	12,9%	11,8%	11,3%	10,9%	11,0%	10,5%	10,6%	10,2%	11,5%	13,9%
Petróleo Crudo	14,1%	13,0%	12,6%	14,1%	14,7%	18,2%	20,5%	20,8%	19,8%	19,5%	17,4%	17,2%	16,2%	14,8%
Hydroenergía	9,6%	9,3%	15,7%	14,9%	15,5%	16,1%	16,4%	16,2%	16,6%	16,6%	15,8%	15,9%	15,7%	15,4%
Eólico, Soly y Biomasa	11,1%	9,1%	7,8%	6,5%	6,1%	5,6%	4,9%	4,3%	4,1%	3,9%	3,5%	3,3%	3,1%	2,9%
Carbón Mineral	0,6%	0,6%	0,5%	0,5%	0,5%	0,5%	0,5%	0,5%	0,5%	0,5%	0,5%	0,5%	0,5%	0,5%
TOTAL	100,0%													

OFERTA INTERNA BRUTA DE ENERGÍA PRIMARIA (TJ)

FUENTE	2012	2013	2014 4,5%	2015 4,5%	2016	2017	2018	2019	2020 4,5%	2021	2022	2023	2024	2025 4,5%
Gas Natural	502 093	521 726	361 152	466 994	502 710	508 299	519 934	573 417	592 769	642 719	777 850	820 453	868 681	909 843
Líquidos de GN	147 628	176 387	171 975	189 394	190 142	184 428	185 566	187 094	191 144	187 776	205 878	203 599	241 171	302 763
Petróleo Crudo	307 643	281 375	325 813	317 074	347 175	377 806	380 736	438 294	445 160	445 187	445 028	444 871	444 718	444 878
Hydroenergía	96 092	95 079	190 457	208 714	228 302	251 253	268 411	277 197	287 845	297 573	307 534	317 596	327 648	336 531
Eólico, Soly y Biomasa	111 433	93 668	94 593	90 772	90 536	87 222	80 763	73 898	71 945	70 194	68 448	66 861	65 227	63 546
Carbón Mineral	32 814	43 002	40 935	40 717	42 297	43 878	45 458	47 038	48 618	50 198	51 778	53 358	54 938	56 518
TOTAL	1 197 702	1 211 236	1 184 926	1 313 665	1 401 163	1 452 886	1 480 868	1 596 937	1 637 481	1 693 647	1 856 516	1 906 738	2 002 384	2 114 079

OFERTA INTERNA BRUTA DE ENERGÍA PRIMARIA (%)

FUENTE	2012	2013	2014 4,5%	2015 4,5%	2016	2017	2018	2019	2020 4,5%	2021	2022	2023	2024	2025 4,5%
Gas Natural	41,9%	43,1%	30,5%	35,5%	35,9%	35,0%	35,1%	35,9%	36,2%	37,9%	41,9%	43,0%	43,4%	43,0%
Líquidos de GN	12,3%	14,6%	14,5%	14,4%	13,6%	12,7%	12,5%	11,7%	11,7%	11,1%	11,1%	10,7%	12,0%	14,3%
Petróleo Crudo	25,7%	23,2%	27,5%	24,1%	24,8%	26,0%	25,7%	27,4%	27,2%	26,3%	24,0%	23,3%	22,2%	21,0%
Hydroenergía	8,0%	7,8%	16,1%	15,9%	16,3%	17,3%	18,1%	17,4%	17,6%	17,6%	16,6%	16,7%	16,4%	15,9%
Eólico, Solar y Biomasa	9,3%	7,7%	8,0%	6,9%	6,5%	6,0%	5,5%	4,6%	4,4%	4,1%	3,7%	3,5%	3,3%	3,0%
Carbón Mineral	2,7%	3,6%	3,5%	3,1%	3,0%	3,0%	3,1%	2,9%	3,0%	3,0%	2,8%	2,8%	2,7%	2,7%
TOTAL	100,0%													

Producción de Energía Primaria y Oferta Interna Bruta de Energía Primaria, escenario PBI 6,5%

PRODUCCIÓN DE ENERGÍA PRIMARIA (TJ)

FUENTE	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025
Gas Natural	599 030	704 783	741 150	746 089	757 723	811 206	839 998	908 966	1 061 674	1 118 924	1 180 358	1 239 701
Líquidos de GN	171 975	189 394	190 142	184 428	185 566	189 903	193 953	192 271	219 925	240 120	233 735	302 763
Petróleo Crudo	152 645	197 233	216 824	284 719	334 660	357 481	342 789	350 802	338 701	344 456	338 511	323 018
Hidroenergía	191 683	215 155	244 583	270 973	296 133	309 579	327 462	344 232	361 158	376 806	393 104	409 175
Eólico, Solar y Biomasa	94 501	90 551	89 790	85 924	78 956	71 764	69 631	67 547	65 556	63 636	61 790	60 017
Carbón Mineral	6 180	6 641	7 102	7 563	8 025	8 486	8 947	9 408	9 869	10 331	10 792	11 253
TOTAL	1 216 014	1 403 757	1 489 593	1 579 697	1 661 063	1 748 419	1 782 780	1 873 225	2 056 883	2 154 271	2 218 291	2 345 927

PRODUCCIÓN DE ENERGÍA PRIMARIA (%)

FUENTE	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025
Gas Natural	49,3%	50,2%	49,8%	47,2%	45,6%	46,4%	47,1%	48,5%	51,6%	51,9%	53,2%	52,8%
Líquidos de GN	14,1%	13,5%	12,8%	11,7%	11,2%	10,9%	10,9%	10,3%	10,7%	11,1%	10,5%	12,9%
Petróleo Crudo	12,6%	14,1%	14,6%	18,0%	20,1%	20,4%	19,2%	18,7%	16,5%	16,0%	15,3%	13,8%
Hidroenergía	15,8%	15,3%	16,4%	17,2%	17,8%	17,7%	18,4%	18,4%	17,6%	17,5%	17,7%	17,4%
Eólico, Solar y Biomasa	7,8%	6,5%	6,0%	5,4%	4,8%	4,1%	3,9%	3,6%	3,2%	3,0%	2,8%	2,6%
Carbón Mineral	0,5%	0,5%	0,5%	0,5%	0,5%	0,5%	0,5%	0,5%	0,5%	0,5%	0,5%	0,5%
TOTAL	100,0%											

OFERTA INTERNA BRUTA DE ENERGÍA PRIMARIA (TJ)

FUENTE	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025
Gas Natural	361 152	466 994	502 710	508 299	519 934	573 417	601 558	671 177	823 885	881 134	941 918	1 001 911
Líquidos de GN	171 975	189 394	190 142	184 428	185 566	189 903	193 953	192 271	219 925	240 120	233 735	302 763
Petróleo Crudo	325 813	317 074	347 175	377 806	380 736	438 294	445 160	445 187	445 028	444 871	444 718	444 878
Hidroenergía	191 683	215 155	244 583	270 973	296 133	309 579	327 462	344 232	361 158	376 806	393 104	409 175
Eólico, Solar y Biomasa	94 501	90 551	89 790	85 924	78 956	71 764	69 631	67 547	65 556	63 636	61 790	60 017
Carbón Mineral	40 935	40 717	42 297	43 878	45 458	47 038	48 618	50 198	51 778	53 358	54 938	56 518
TOTAL	1 186 060	1 319 885	1 416 698	1 471 309	1 506 783	1 629 994	1 686 382	1 770 611	1 967 329	2 059 925	2 130 203	2 275 262

OFERTA INTERNA BRUTA DE ENERGÍA PRIMARIA (%)

FUENTE	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025
Gas Natural	30,4%	35,4%	35,5%	34,5%	34,5%	35,2%	35,7%	37,9%	41,9%	42,8%	44,2%	44,0%
Líquidos de GN	14,5%	14,3%	13,4%	12,5%	12,3%	11,7%	11,5%	10,9%	11,2%	11,7%	11,0%	13,3%
Petróleo Crudo	27,5%	24,0%	24,5%	25,7%	25,3%	26,9%	26,4%	25,1%	22,6%	21,6%	20,9%	19,6%
Hidroenergía	16,2%	16,3%	17,3%	18,4%	19,7%	19,0%	19,4%	19,4%	18,4%	18,3%	18,5%	18,0%
Eólico, Solar y Biomasa	8,0%	6,9%	6,3%	5,8%	5,2%	4,4%	4,1%	3,8%	3,3%	3,1%	2,9%	2,6%
Carbón Mineral	3,5%	3,1%	3,0%	3,0%	3,0%	2,9%	2,9%	2,8%	2,6%	2,6%	2,6%	2,5%
TOTAL	100,0%											

Anexo N° 3 Producción de Energía Secundaria y Oferta de Energía Secundaria, escenario PBI 4,5%

**PRODUCCIÓN DE ENERGÍA SECUNDARIA
(TJ)**

FUENTE	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025
Gas Natural	539 127	634 305	667 035	671 480	681 950	730 085	748 089	792 458	914 076	952 418	996 410	1 032 869
Derivados de hidrocarburos liq.	413 719	409 909	434 583	458 420	475 966	498 710	508 973	511 095	525 487	531 557	555 684	578 430
Electricidad	152 366	166 971	182 642	201 002	214 729	221 758	230 276	238 058	246 027	254 077	262 118	269 225
Carbón Vegetal	1 918	1 959	2 010	2 058	2 108	2 161	2 213	2 265	2 318	2 350	2 383	2 417
Derivados del Carbón	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
TOTAL	1 107 131	1 213 144	1 286 271	1 332 960	1 374 754	1 452 715	1 489 550	1 543 876	1 687 907	1 740 402	1 816 595	1 882 941

FUENTE	2014 4,5%	2015 4,5%	2016	2017	2018	2019	2020 4,5%	2021	2022	2023	2024	2025 4,5%
Gas Natural	48,7%	52,3%	51,9%	50,4%	49,6%	50,3%	50,2%	51,3%	54,2%	54,7%	54,9%	54,9%
Derivados de hidrocarburos liq.	37,4%	33,8%	33,8%	34,4%	34,6%	34,3%	34,2%	33,1%	31,1%	30,5%	30,6%	30,7%
Electricidad	13,8%	13,8%	14,2%	15,1%	15,6%	15,3%	15,5%	15,4%	14,6%	14,6%	14,4%	14,3%
Carbón Vegetal	0,2%	0,2%	0,2%	0,2%	0,2%	0,1%	0,1%	0,1%	0,1%	0,1%	0,1%	0,1%
Derivados del Carbón	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
TOTAL	100,0%											

**OFERTA DE ENERGÍA SECUNDARIA
(TJ)**

FUENTE	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025
Gas Natural	301 249	396 516	428 595	433 691	444 161	492 296	509 648	554 668	676 287	714 629	757 969	795 080
Derivados de hidrocarburos liq.	400 066	409 104	411 136	419 924	428 826	440 288	448 853	461 119	472 639	488 551	505 603	523 665
Electricidad	152 366	166 971	182 642	201 002	214 729	221 758	230 276	238 058	246 027	254 077	262 118	269 225
Carbón Vegetal	1 918	1 959	2 010	2 058	2 108	2 161	2 213	2 265	2 318	2 350	2 383	2 417
Derivados del Carbón	992	992	992	992	992	992	992	992	992	992	992	992
TOTAL	856 590	975 542	1 025 375	1 057 667	1 090 816	1 157 495	1 191 982	1 257 102	1 398 262	1 460 598	1 529 065	1 591 377

**OFERTA DE ENERGÍA SECUNDARIA
(%)**

FUENTE	2014 4,5%	2015 4,5%	2016	2017	2018	2019	2020 4,5%	2021	2022	2023	2024	2025 4,5%
Gas Natural	35,2%	40,6%	41,8%	41,0%	40,7%	42,5%	42,8%	44,1%	48,4%	48,9%	49,6%	50,0%
Derivados de hidrocarburos liq.	46,7%	41,9%	40,1%	39,7%	39,3%	38,0%	37,7%	36,7%	33,8%	33,4%	33,1%	32,9%
Electricidad	17,8%	17,1%	17,8%	19,0%	19,7%	19,2%	19,3%	18,9%	17,6%	17,4%	17,1%	16,9%
Carbón Vegetal	0,2%	0,2%	0,2%	0,2%	0,2%	0,2%	0,2%	0,2%	0,2%	0,2%	0,2%	0,2%
Derivados del Carbón	0,1%	0,1%	0,1%	0,1%	0,1%	0,1%	0,1%	0,1%	0,1%	0,1%	0,1%	0,1%
TOTAL	100,0%											

Producción de Energía Secundaria y Oferta de Energía Secundaria, escenario PBI 6,5%

PRODUCCIÓN DE ENERGÍA SECUNDARIA (TJ)

FUENTE	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025
Gas Natural	539 127	634 305	667 035	671 480	681 950	730 085	755 998	818 069	955 506	1 007 031	1 062 322	1 115 730
Derivados de hidrocarburos liq.	413 719	409 909	434 583	458 420	475 966	499 436	509 698	512 546	529 114	543 890	545 383	579 449
Electricidad	153 346	172 124	195 667	216 779	236 906	247 663	261 970	275 385	288 926	301 444	314 483	327 340
Carbón Vegetal	1 953	2 038	2 137	2 232	2 330	2 434	2 539	2 646	2 758	2 848	2 941	3 038
Derivados del Carbón	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
TOTAL	1 108 146	1 218 376	1 299 423	1 348 911	1 397 153	1 479 619	1 530 205	1 608 647	1 776 305	1 855 214	1 925 130	2 025 557

PRODUCCIÓN DE ENERGÍA SECUNDARIA (%)

FUENTE	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025
Gas Natural	48,7%	52,1%	51,3%	49,8%	48,8%	49,3%	49,4%	50,9%	53,8%	54,3%	55,2%	55,1%
Derivados de hidrocarburos liq.	37,3%	33,6%	33,4%	34,0%	34,1%	33,8%	33,3%	31,9%	29,8%	29,3%	28,3%	28,6%
Electricidad	13,8%	14,1%	15,1%	16,1%	17,0%	16,7%	17,1%	17,1%	16,3%	16,2%	16,3%	16,2%
Carbón Vegetal	0,2%	0,2%	0,2%	0,2%	0,2%	0,2%	0,2%	0,2%	0,2%	0,2%	0,2%	0,1%
Derivados del Carbón	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
TOTAL	100,0%											

OFERTA DE ENERGÍA SECUNDARIA (TJ)

FUENTE	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025
Gas Natural	301 249	396 516	428 595	433 691	444 161	492 296	517 558	580 280	717 717	769 242	823 882	877 941
Derivados de hidrocarburos liq.	404 886	420 419	428 265	443 761	460 720	480 788	498 157	519 120	540 418	566 222	594 013	623 524
Electricidad	153 346	172 124	195 667	216 779	236 906	247 663	261 970	275 385	288 926	301 444	314 483	327 340
Carbón Vegetal	1 953	2 038	2 137	2 232	2 330	2 434	2 539	2 646	2 758	2 848	2 941	3 038
Derivados del Carbón	992	992	992	992	992	992	992	992	992	992	992	992
TOTAL	862 427	992 088	1 055 656	1 097 455	1 145 109	1 224 174	1 281 215	1 378 423	1 550 811	1 640 748	1 736 312	1 832 835

OFERTA DE ENERGÍA SECUNDARIA (%)

FUENTE	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025
Gas Natural	34,9%	40,0%	40,6%	39,5%	38,8%	40,2%	40,4%	42,1%	46,3%	46,9%	47,5%	47,9%
Derivados de hidrocarburos liq.	46,9%	42,4%	40,6%	40,4%	40,2%	39,3%	38,9%	37,7%	34,8%	34,5%	34,2%	34,0%
Electricidad	17,8%	17,3%	18,5%	19,8%	20,7%	20,2%	20,4%	20,0%	18,6%	18,4%	18,1%	17,9%
Carbón Vegetal	0,2%	0,2%	0,2%	0,2%	0,2%	0,2%	0,2%	0,2%	0,2%	0,2%	0,2%	0,2%
Derivados del Carbón	0,1%	0,1%	0,1%	0,1%	0,1%	0,1%	0,1%	0,1%	0,1%	0,1%	0,1%	0,1%
TOTAL	100,0%											

Anexo N° 4 Producción de Petróleo, Líquidos de Gas Natural y Gas Natural

PRODUCCIÓN DE PETRÓLEO Y GAS NATURAL (MBPD) - ESCENARIO PBI 4.5 %

PRODUCTO	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025
PETRÓLEO	72	93	103	135	158	169	162	166	160	163	160	153
LGN	102	112	113	109	110	111	113	111	122	121	143	180
GAS NATURAL (MBEPD)	283	333	350	352	358	383	392	415	479	499	522	541
TOTAL	457	538	565	596	626	663	668	693	762	783	826	874

MBPD: Miles de barriles equivalentes de petróleo por día

Proyección De Producción De Hidrocarburos Líquidos 2015-2025 (Barriles por día)

ZONA	COMPANIA	LOTE	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025
COSTA NORTE	GMP	I	1402	1565	1777	1585	1181	1067	1001	879	856	856	856	856	856
	PET. MONTERRICO	II	420	394	379	346	316	289	265	242	230	218	207	197	187
	INTEROIL	III	1941	1546	1685	1495	1327	1177	1045	927	881	837	795	755	717
	INTEROIL	IV	725	660	562	508	459	415	376	339	322	306	291	276	263
	GMP	V	132	125	159	230	293	233	206	203	193	183	174	166	157
	SAPET	VI/VII	3427	3607	2632	2213	1868	1592	1381	1187	1128	1071	1018	967	919
	UNIPETRO	IX	205	186	189	192	195	199	202	205	209	212	216	219	223
	PETROBRAS	X	12083	10387	11586	12977	13805	14559	15198	14118	12532	11639	10997	3530	3530
	OLYMPIC	XIII	4611	6583	7334	6635	5546	4992	4494	4046	3642	3279	2951	2657	2392
	PETROMONT	XV	89	71	103	93	84	78	73	67	62	58	54	50	46
PETROMONT	XX	31	25	32	30	28	27	25	23	22	21	19	18	17	
TOTAL COSTA			25 066	25 149	26 438	26 304	25 102	24 628	24 266	22 236	20 077	18 680	17 578	9 691	9 307
ZOCALO NORTE	SAVIA	Z-2B	10 028	10 695	13 494	15 126	18 880	19 566	18 162	14 018	11 682	10 148	9 017	9 000	9 000
		Z-2B (*)	1 297	1 314	1 297	1 297	1 271	1 246	1 221	1 196	1 172	1 149	1 126	1 103	1 081
	SAVIA	Z-6		0	0	1 500	1 894	3 012	4 326	6 213	6 213	6 213	6 213	6 213	6 213
		Z-6 (*)		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	BPZ	Z-1	2 783	4 634	16 000	16 000	14 500	14 000	11 000	9 700	9 000	8 000	6 000	5 500	5 200
TOTAL ZOCALO			14 108	16 643	30 791	33 923	36 545	37 824	34 709	31 127	28 067	25 510	22 356	21 816	21 494

ZONA	COMPANÍA	LOTE	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025
SELVA NORTE	PLUSPETROL	1-AB	15 052	13 463	10 089	11 097	12 207	13 428	14 771	16 248	17 060	17 913	18 809	19 749	20 737
	PLUSPETROL	8	9 349	9 753	11 651	12 871	15 044	13 436	15 451	17 769	18 658	17 000	16 500	16 000	15 500
	PERENCO	67	79	4 706	11 433	11 433	26 402	40 356	44 900	45 883	46 078	46 219	46 000	45 500	45 000
	PETROPERU	64		0	0	2 916	9 900	16 087	23 099	18 036	14 694	11 976	9 760	7 952	6 606
	GRAN TIERRA	95		486	871	0	2 529	5 699	5 100	7 052	17 490	19 080	18 076	15 534	13 242
SELVA CENTRAL	CEPSA	131		3 000,0	3 000,0	5 000,0	8 000,0	8 000,0	8 000,0	5 000,0	5 000,0	5 000,0	5 000,0	5 000,0	2 000,0
	MAPLE	31 B/D	298	288	291	262	193	94	46	22	20	20	20	20	20
	MAPLE	31-E	103	85	99	131	129	115	103	92	90	85	85	85	85
	AGUAYTIA	31 C (*)	2 331	2 270	2 318	2 248	2 178	2 108	2 038	1 968	1 898	1 810	1 641	1 494	1 355
SELVA SUR	PLUSPETROL	88 (*)	64 047	58 410	52 494	49 542	49 050	49 930	49 446	48 696	47 880	48 842	50 724	54 879	57 467
	PLUSPETROL	56 (*)	38 397	36 259	50 919	49 924	47 416	45 163	43 652	42 505	41 659	38 652	29 424	22 101	16 872
	REPSOL	57 (*)		3 775	5 334	9 795	9 501	11 644	11 307	15 702	15 460	15 022	14 541	14 091	13 642
	PETROBRAS	58 (*)		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
TOTAL SELVA			129 656	132 495	148 499	155 219	182 549	206 060	217 913	218 973	225 987	221 619	210 580	202 405	192 526

Nuevos Yacimientos		LGN*							3 333	3 333	3 333	16 667	23 333	49 412	89 204
		Petróleo											10 000	20 000	20 000
TOTAL PAIS			168 830	174 287	205 728	215 446	244 196	268 512	280 221	275 669	277 464	282 476	283 847	303 324	332 531
TOTAL PAIS - PETROLEO			62 758	72 259	93 366	102 640	134 780	158 421	169 224	162 269	166 062	160 334	163 058	160 244	152 910
TOTAL PAIS -LGN			106 072	102 028	112 362	112 806	109 416	110 091	110 997	113 400	111 402	122 142	120 789	143 080	179 621

(*) Producción de Líquidos de Gas Natural

PRODUCCIÓN DE GAS NATURAL
Millones de Pies Cúbicos por Día (MM PCD)

AÑO	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025
C. Norte, Zócalo Nor	52,4	50,1	48,0	45,8	43,6	41,4	39,2	37,0	34,9	32,7	30,5	28,3
Lote 57	70	85	160	160	190	190	240	240	240	240	240	240
Lote 88	659	899	913	927	927	927	927	927	927	974	1098	1196
Lote 56	650,0	650,0	650,0	650,0	650,0	650,0	650,0	650,0	650,0	602,0	477,0	378,0
Yacimientos Nuevos						130,0	130,0	250,0	575,0	680,0	800,0	900,0
TOTAL (MMPCD)	1 431	1 684	1 771	1 783	1 811	1 938	1 986	2 104	2 427	2 529	2 646	2 742
TOTAL (MM SCF)	522 461	614 697	646 415	650 722	660 869	707 516	724 963	767 960	885 819	922 976	965 608	1 000 940
TOTAL (MM m ³)	14 791	17 402	18 300	18 422	18 709	20 030	20 524	21 741	25 078	26 129	27 336	28 337
TOTAL (TJ)	599 030	704 783	741 150	746 089	757 723	811 206	831 210	880 508	1 015 640	1 058 242	1 107 122	1 147 632

PRODUCCIÓN DE PETRÓLEO Y GAS NATURAL (MBPD)- ESCENARIO PBI 6.5 %

PRODUCTO	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025
PETRÓLEO	72	93	103	135	158	169	162	166	160	163	160	153
LGN	102	112	113	109	110	113	115	114	130	142	139	180
GAS NATURAL (MBEPD)	283	333	350	352	358	383	396	429	501	528	557	585
TOTAL	457	538	565	596	626	665	674	709	792	833	856	917

MBPD: Miles de barriles equivalentes de petróleo por día

Proyección De Producción De Hidrocarburos Líquidos 2015-2025 (Barriles por día)

ZONA	COMPañIA	LOTE	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025
COSTA NORTE	GMP	I	1402	1565	1777	1585	1181	1067	1001	879	856	856	856	856	856
	PET. MONTERRICO	II	420	394	379	346	316	289	265	242	230	218	207	197	187
	INTEROIL	III	1941	1546	1685	1495	1327	1177	1045	927	881	837	795	755	717
	INTEROIL	IV	725	660	562	508	459	415	376	339	322	306	291	276	263
	GMP	V	132	125	159	230	293	233	206	203	193	183	174	166	157
	SAPET	VI/MI	3427	3607	2632	2213	1868	1592	1381	1187	1128	1071	1018	967	919
	UNIPETRO	IX	205	186	189	192	195	199	202	205	209	212	216	219	223
	PETROBRAS	X	12083	10387	11586	12977	13805	14559	15198	14118	12532	11639	10997	3530	3530
	OLYMPIC	XIII	4611	6583	7334	6635	5546	4992	4494	4046	3642	3279	2951	2657	2392
	PETROMONT	XV	89	71	103	93	84	78	73	67	62	58	54	50	46
	PETROMONT	XX	31	25	32	30	28	27	25	23	22	21	19	18	17
	TOTAL COSTA			25 066	25 149	26 438	26 304	25 102	24 628	24 266	22 236	20 077	18 680	17 578	9 691
ZOCALO NORTE	SAVIA	Z-2B	10 028	10 695	13 494	15 126	18 880	19 566	18 162	14 018	11 682	10 148	9 017	9 000	9 000
		Z-2B (*)	1 297	1 314	1 297	1 297	1 271	1 246	1 221	1 196	1 172	1 149	1 126	1 103	1 081
	SAVIA	Z-6		0	0	1 500	1 894	3 012	4 326	6 213	6 213	6 213	6 213	6 213	6 213
		Z-6 (*)		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	BPZ	Z-1	2 783	4 634	16 000	16 000	14 500	14 000	11 000	9 700	9 000	8 000	6 000	5 500	5 200
TOTAL ZOCALO			14 108	16 643	30 791	33 923	36 545	37 824	34 709	31 127	28 067	25 510	22 356	21 816	21 494

ZONA	COMPANIA	LOTE	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025
SELVA NORTE	PLUSPETROL	1-AB	15 052	13 463	10 089	11 097	12 207	13 428	14 771	16 248	17 060	17 913	18 809	19 749	20 737
	PLUSPETROL	8	9 349	9 753	11 651	12 871	15 044	13 436	15 451	17 769	18 658	17 000	16 500	16 000	15 500
	PERENCO	67	79	4 706	11 433	11 433	26 402	40 356	44 900	45 883	46 078	46 219	46 000	45 500	45 000
	PETROPERU	64		0	0	2 916	9 900	16 087	23 099	18 036	14 694	11 976	9 760	7 952	6 606
	GRAN TIERRA	95		486	871	0	2 529	5 699	5 100	7 052	17 490	19 080	18 076	15 534	13 242
SELVA CENTRAL	CEPSA	131		3 000,0	3 000,0	5 000,0	8 000,0	8 000,0	8 000,0	5 000,0	5 000,0	5 000,0	5 000,0	5 000,0	2 000,0
	MAPLE	31 B/D	298	288	291	262	193	94	46	22	20	20	20	20	20
	MAPLE	31-E	103	85	99	131	129	115	103	92	90	85	85	85	85
	AGUAYTIA	31 C (*)	2 331	2 270	2 318	2 248	2 178	2 108	2 038	1 968	1 898	1 810	1 641	1 494	1 355
SELVA SUR	PLUSPETROL	88 (*)	64 047	58 410	52 494	49 542	49 050	49 930	49 446	48 696	47 880	48 842	50 724	54 879	57 467
	PLUSPETROL	56 (*)	38 397	36 259	50 919	49 924	47 416	45 163	43 652	42 505	41 659	38 652	29 424	22 101	16 872
	REPSOL	57 (*)		3 775	5 334	9 795	9 501	11 644	11 307	15 702	15 460	15 022	14 541	14 091	13 642
	PETROBRAS	58 (*)		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
TOTAL SELVA			129 656	132 495	148 499	155 219	182 549	206 060	217 913	218 973	225 987	221 619	210 580	202 405	192 526

Nuevos Yacimientos		LGN*							5 000	5 000	6 000	25 000	45 000	45 000	89 204
		Petróleo											10 000	20 000	20 000
TOTAL PAIS			168 830	174 287	205 728	215 446	244 196	268 512	281 888	277 336	280 131	290 809	305 514	298 912	332 531
TOTAL PAIS - PETROLEO			62 758	72 259	93 366	102 640	134 780	158 421	169 224	162 269	166 062	160 334	163 058	160 244	152 910
TOTAL PAIS -LGN			106 072	102 028	112 362	112 806	109 416	110 091	112 664	115 067	114 069	130 475	142 456	138 668	179 621

PRODUCCIÓN DE GAS NATURAL
Millones de Pies Cúbicos por Día (MM PCD)

AÑO	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025
C. Norte, Zócalo Nor	52,4	50,1	48,0	45,8	43,6	41,4	39,2	37,0	34,9	32,7	30,5	28,3
Lote 57	70	85	160	160	190	190	240	240	240	240	240	240
Lote 88	659	899	913	927	927	927	927	927	927	974	1098	1196
Lote 56	650,0	650,0	650,0	650,0	650,0	650,0	650,0	650,0	650,0	602,0	477,0	378,0
Yacimientos Nuevos						130,0	151,0	318,0	685,0	825,0	975,0	1 120,0
TOTAL (MMPCD)	1 431	1 684	1 771	1 783	1 811	1 938	2 007	2 172	2 537	2 674	2 821	2 962
TOTAL (MM SCF)	522 461	614 697	646 415	650 722	660 869	707 516	732 628	792 780	925 969	975 901	1 029 483	1 081 240
TOTAL (MM m ³)	14 791	17 402	18 300	18 422	18 709	20 030	20 741	22 444	26 214	27 628	29 145	30 610
TOTAL (TJ)	599 030	704 783	741 150	746 089	757 723	811 206	839 998	908 966	1 061 674	1 118 924	1 180 358	1 239 701

Anexo N° 5 Producción de Derivados de refinación de petróleo y procesamiento de Líquidos de Gas Natural

PRODUCCIÓN DE DERIVADOS DE REFINACIÓN Y PROCESAMIENTO (M BPD)- PBI 4.5 %

PRODUCTO	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025
GLP	66	65	66	66	67	71	74	74	82	82	96	108
GASOLINA MOTOR	33	33	34	34	35	41	41	41	41	43	44	45
TURBO JET	16	15	15	16	20	21	22	23	23	24	24	25
DIESEL 2	68	69	75	79	83	94	94	96	97	98	100	101
PET. INDUSTRIAL	37	34	38	45	44	35	36	35	35	34	34	33
TOTAL	219	217	229	240	249	262	268	269	278	282	297	312

PRODUCCIÓN DE DERIVADOS DE REFINACIÓN Y PROCESAMIENTO (M BPD) - PBI 6.5 %

PRODUCTO	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025
GLP	66	65	66	66	67	72	75	75	84	91	89	109
GASOLINA MOTOR	33	33	34	34	35	41	41	41	41	43	44	45
TURBO JET	16	15	15	16	20	21	22	23	23	24	24	25
DIESEL 2	68	69	75	79	83	94	94	96	97	98	100	101
PET. INDUSTRIAL	37	34	38	45	44	35	36	35	35	34	34	33
TOTAL	219	217	229	240	249	263	268	270	281	290	290	313

Anexo N° 6 Exportaciones e Importaciones de Hidrocarburos

EXPORTACIONES (M BPD) - PBI 4.5 %

PRODUCTO	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025
GLP	13.3	8.5	8.6	4.4	0.5							
GASOLINAS	0.2	1.4	2.6	3.7	4.8	11.8	12.4	12.9	13.7	15.6	17.4	19.3
RESIDUALES	29	28	32	39	39	30	32	32	31	31	30	30
DERIVADOS	43	37	43	47	45	42	44	45	45	46	48	49
GNL (M BEPD)	112	112	113	112	112	112	113	112	112	112	113	112
CRUDO	24	34	35	53	69	72	71	74	75	86	97	95
TOTAL	179	184	191	212	226	226	228	231	232	244	257	256

EXPORTACIONES (M BPD) - PBI 6.5 %

PRODUCTO	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025
GLP	13.0	7.5	6.6	1.3								
GASOLINAS		0.2	0.8	1.4	2.0	8.5	8.6	8.8	9.2	10.7	12.2	13.7
RESIDUALES	29	27	32	39	39	29	31	31	30	30	29	29
DERIVADOS	42	35	39	42	41	38	40	39	39	40	41	43
GNL (M BEPD)	112	112	113	112	112	112	113	112	112	112	113	112
CRUDO	24	34	35	53	69	72	71	74	75	86	97	95
TOTAL	178	181	187	206	222	222	224	226	226	239	251	250

IMPORTACIONES (M BPD) - PBI 4.5 %

PRODUCTO	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025
GLP						0.3	2	8	5	11	6	1
DIESEL 2	32	33	27	25	22	13	14	14	13	14	15	16
TURBO JET	2	3	4	5	2	1	2	2	3	4	5	7
DERIVADOS	34	36	31	30	24	15	17	24	22	30	26	23
CRUDO	105	91	96	97	91	110	120	119	125	133	147	153
TOTAL	139	127	128	126	115	125	137	143	147	163	173	176

IMPORTACIONES (M BPD) - PBI 6.5 %

PRODUCTO	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025
GLP					4	6	9	16	15	17	30	20
DIESEL 2	34	36	32	31	30	22	25	26	28	31	34	37
TURBO JET	2	4	5	6	4	4	5	6	8	9	11	13
GASOLINAS	0.41											
DERIVADOS	36	40	37	37	37	32	38	49	51	57	75	71
CRUDO	105	91	96	97	91	110	120	119	125	133	147	153
TOTAL	141	130	133	133	128	142	158	168	175	191	222	223

Anexo N° 7 Balance de Gas Natural

BALANCE DEL GAS NATURAL (MMPCD) - ESCENARIO PBI 4.5%

ACTIVIDAD	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025
PRODUCCIÓN DE GAS NATURAL	1 431	1 684	1 771	1 783	1 811	1 938	1 986	2 104	2 427	2 529	2 646	2 742
DEMANDA INTERNA	623	738	782	827	927	1 174	1 235	1 212	1 476	1 561	1 653	1 728
PETROQUÍMICA								120	140	150	160	170
EXPORTACIÓN	568	568	570	568	568	568	570	568	568	568	570	568
BALANCE	240	378	419	388	316	196	182	204	243	250	263	277

BALANCE DEL GAS NATURAL (MMPCD) - PBI 6.5%

ACTIVIDAD	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025
PRODUCCIÓN DE GAS NATURAL	1,431	1,684	1,771	1,783	1,811	1,938	2,007	2,172	2,537	2,674	2,821	2,962
DEMANDA INTERNA	673	820	924	1,035	1,136	1,346	1,437	1,484	1,829	1,954	2,090	2,223
PETROQUÍMICA								120	140	150	160	170
EXPORTACIÓN	568	568	570	568	568	568	570	568	568	568	570	568
BALANCE	190	296	277	179	106	25	0	0	0	2	1	1

MMPCD Millón de pies cúbicos por día

Anexo N° 8 Inversiones en el Sector Hidrocarburos
Escenario de crecimiento PBI 4,5%

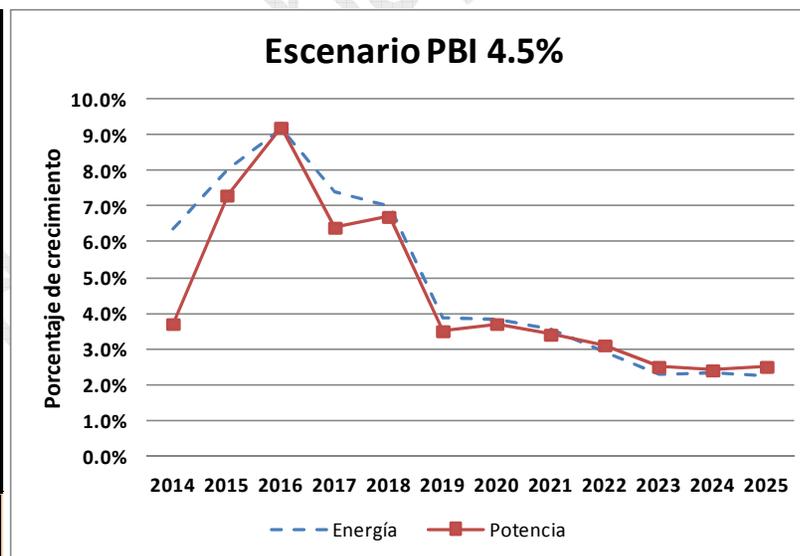
PROYECTO	Al 2020	2020 - 2025	ACUMULADO
Exploración / Explotación	11200	10000	21200
Modernización de Refinería Talara	3500		24700
Gasoducto del Sur del Perú (GSP)	4000	900	29600
Gasoductos Regionales (Apurímac, Puno, Arequipa, Túcna) y loop Marcona Mollendo	1500		31100
Gasoductos a la Costa Norte y Cajamarca		3300	34400
Distribución en Lima	489	300	35189
Distribución de Gas Natural en Región Ica	110	50	35349
Masificación con GNC en el Centro y Sur del país	350	50	35749
Masificación con GNL en el Norte y Suroeste del país	250	50	36049
Abastecimiento de LNG al mercado interno	200		36889
Petroquímica		5000	41889
	24639	23750	

Escenario de crecimiento PBI 6,5%

PROYECTO	Al 2020	2020 - 2025	ACUMULADO
Exploración / Explotación	12 000	12 000	24 000
Modernización de Refinería Talara	3 500		27 500
Gasoducto del Sur del Perú (GSP)	4 000	900	32 400
Gasoductos Regionales (Apurímac, Puno, Arequipa, Tarma) y loop Marcona Ilo	1 500		33 900
Gasoducto a la Costa Norte y Cajamarca		3 300	37 200
Distribución en Lima	489	400	38 089
Distribución de Gas Natural en Región Ica	110	60	38 259
Masificación con GNC en el Centro y Sur del país	350	60	38 669
Masificación con GNL en el Norte y Suroeste del país	250	60	38 979
Abastecimiento de LNG al mercado interno	200		39 819
Petroquímica		5 000	39 819
	25 439	21 880	

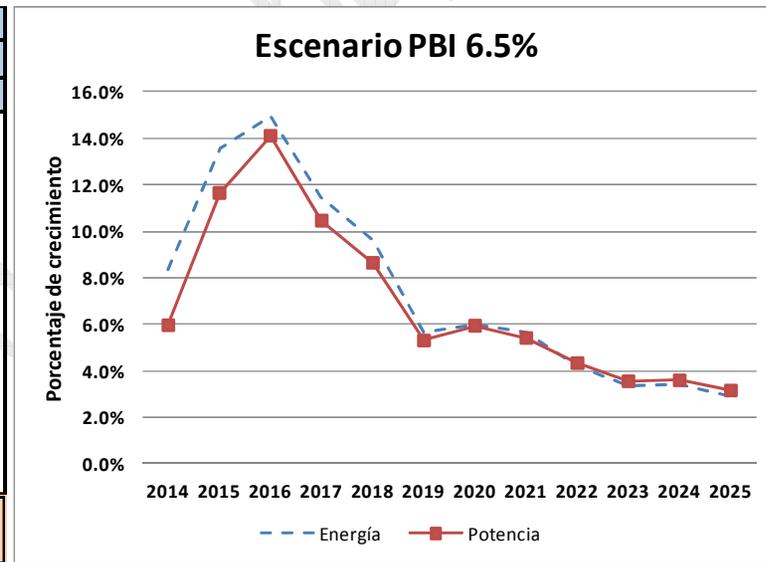
Anexo N° 9 Proyección de requerimiento de electricidad al SEIN, considerando un escenario de crecimiento de PBI al 4,5 %.

AÑO	Escenario PBI 4,5%			
	Energía		Potencia	
	GWH	%	MW	%
2014	43,088	6.4%	5,781	3.7%
2015	46,543	8.0%	6,204	7.3%
2016	50,821	9.2%	6,774	9.2%
2017	54,582	7.4%	7,208	6.4%
2018	58,391	7.0%	7,691	6.7%
2019	60,639	3.9%	7,960	3.5%
2020	62,968	3.8%	8,254	3.7%
2021	65,205	3.6%	8,535	3.4%
2022	67,094	2.9%	8,800	3.1%
2023	68,628	2.3%	9,020	2.5%
2024	70,228	2.3%	9,236	2.4%
2025	71,799	2.2%	9,467	2.5%
Promedio 2014-2025	4.8%		4.6%	



Proyección de requerimiento de electricidad al SEIN, considerando un escenario de crecimiento de PBI al 6,5 %.

AÑO	Escenario PBI 6,5%			
	Energía		Potencia	
	GWH	%	MW	%
2014	43,891	8.4%	5,908	6.0%
2015	49,842	13.6%	6,597	11.7%
2016	57,276	14.9%	7,528	14.1%
2017	63,834	11.5%	8,315	10.5%
2018	69,973	9.6%	9,034	8.6%
2019	73,935	5.7%	9,514	5.3%
2020	78,339	6.0%	10,080	5.9%
2021	82,757	5.6%	10,626	5.4%
2022	86,267	4.2%	11,087	4.3%
2023	89,146	3.3%	11,481	3.6%
2024	92,193	3.4%	11,894	3.6%
2025	94,837	2.9%	12,270	3.2%
Promedio 2014-2025	7.3%		6.9%	



Anexo Nº 10 Principales Proyectos de Demanda de Energía y Potencia al 2025 , considerando un escenario de crecimiento de PBI al 4,5 %.

PRINCIPALES PROYECTOS DE DEMANDA	2014		2015		2016		2017		2018		2019		2020		2021		2022		2023		2024		2025	
	MW	GWH	MW	GWH	MW	GWH	MW	GWH	MW	GWH	MW	GWH	MW	GWH	MW	GWH	MW	GWH	MW	GWH	MW	GWH	MW	GWH
Tia Maria (SPCC)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Amp.Concentradora Toquepala (SPCC)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Ampliacion Cerro Verde-500kV	0	0	120	936	397	2,773	397	2,773	397	2,773	397	2,773	397	2,773	397	2,773	397	2,773	397	2,773	397	2,773	397	2,773
Ampliacion Quimpac (Oquendo)	25	142	25	183	25	183	25	183	25	183	25	183	25	183	25	183	25	183	25	183	25	183	25	183
El Brocal	7	57	23	188	23	188	23	188	23	188	23	188	23	188	23	188	23	188	23	188	23	188	23	188
Ampliacion Shougang Hierro Perú	0	0	0	0	0	0	28	241	70	514	70	514	88	734	100	808	110	808	110	808	110	808	110	808
Ampliacion Antamina	4	87	19	199	34	311	34	311	39	348	39	348	39	348	39	348	39	348	39	348	39	348	39	348
Ampliacion de Aceros Arequipa (Pisco)	6	130	11	174	11	182	16	342	21	366	36	649	36	666	51	883	51	899	51	915	51	998	51	998
Ampliación Bayovar-Miski Mayo	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Ampliacion UNACEM-Cementos Lima	13	101	13	106	14	115	14	111	15	114	15	116	15	118	15	119	16	121	16	123	16	124	16	124
Toromocho-Chinalco	154	1,180	160	1,191	216	1,611	216	1,611	216	1,611	216	1,611	216	1,611	216	1,611	216	1,611	216	1,611	216	1,611	216	1,611
Pachapaqui	0	0	0	0	8	63	12	95	16	138	16	138	16	138	16	138	16	138	16	138	16	138	16	138
Ampliación Antapacay (XSTRATA)	82	658	82	658	82	658	82	658	82	658	82	658	82	658	82	658	82	658	82	658	82	658	82	658
Las Bambas (XSTRATA)	0	0	3	21	3	21	150	1,212	150	1,209	150	1,209	150	1,209	150	1,212	150	1,209	150	1,209	150	1,209	150	1,209
Constancia (Hudbay)	45	238	74	486	74	486	74	486	74	486	74	486	74	486	74	486	74	486	74	486	74	486	74	486
Bongará-Cajamarquilla	0	0	0	0	0	0	0	0	2	5	7	70	7	70	7	70	7	70	7	70	7	70	7	70
Quellaveco- Angloamerican	0	0	0	0	0	0	0	0	1	16	6	26	10	33	84	628	94	703	104	778	104	778	104	778
Mina Chapi	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Chucapaca	0	0	0	0	0	0	10	58	62	360	62	360	62	360	62	360	62	360	62	360	62	360	62	360
Pukaqaqa (Milpo)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Pampa de Pongo (JMP)	0	0	0	0	0	0	30	259	50	432	70	605	70	605	70	605	70	605	70	605	70	605	70	605
La Granja (Rio Tinto)	0	0	0	0	0	0	0	0	28	220	56	441	56	441	56	441	112	880	112	880	112	880	112	880
Sulliden (Shahuindo)	0	0	0	0	8	59	8	59	8	59	8	59	15	119	15	118	15	118	15	118	15	119	15	119
Haquira (Antares)	0	0	0	0	12	0	24	105	24	210	24	263	88	771	88	771	88	771	88	771	88	771	88	771
Creditex (Trutex)	0	0	0	0	8	64	8	64	8	64	8	64	9	73	9	73	9	73	9	73	9	73	9	73
Mina Justa (Marcobre)	0	0	0	0	5	35	5	35	5	35	15	105	25	175	25	175	25	175	25	175	25	175	25	175
Corani	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
La Arena	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
El Porvenir	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Mina Alparca	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Cementos Piura	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Nueva Planta de Oxidos VOLCAN	16	118	16	118	16	118	16	118	16	118	16	118	16	118	16	118	16	118	16	118	16	118	16	118
Ampliacion SIDERPERU	0	0	0	0	0	0	0	0	33	318	33	319	33	319	33	319	33	319	33	319	33	319	33	319
Ollachea (Kuri Kullu)	0	0	6	51	8	71	10	84	10	86	10	85	10	85	10	85	10	84	7	56	2	15	2	15
Salmueras Sudamericanas	0	0	0	0	0	0	26	191	26	191	26	191	26	191	26	191	26	191	26	191	26	191	26	191
Azod (Zincore Metals-Exploraciones Collasuyo)	0	0	17	119	30	210	30	210	30	210	30	210	30	210	40	280	40	280	40	280	40	280	40	280
Ampliacion UNACEM-Condorcocha	5	25	9	59	26	149	37	252	38	257	39	263	40	268	40	274	41	279	42	285	43	291	43	291
TOTAL PROYECTOS	357	2,737	578	4,490	999	7,297	1,274	9,646	1,468	11,170	1,551	12,052	1,657	12,950	1,770	13,915	1,846	14,449	1,854	14,518	1,850	14,569	1,850	14,569

Anexo N° 11 Principales Proyectos de Demanda de Energía y Potencia al 2025 , considerando un escenario de crecimiento de PBI al 6,5 %.

PRINCIPALES PROYECTOS DE DEMANDA	2014		2015		2016		2017		2018		2019		2020		2021		2022		2023		2024		2025	
	MW	GWH	MW	GWH	MW	GWH	MW	GWH	MW	GWH	MW	GWH	MW	GWH	MW	GWH	MW	GWH	MW	GWH	MW	GWH	MW	GWH
Tia Maria (SPCC)	0	0	10	83	10	83	67	560	67	560	67	560	67	560	67	560	67	560	67	560	67	560	67	560
Amp. Concentradora Toquepala (SPCC)	0	0	8	66	72	599	72	599	72	599	72	599	72	599	72	599	72	599	72	599	72	599	72	599
Ampliacion Cerro Verde-500kV	0	0	156	1,216	437	3,053	437	3,053	437	3,053	437	3,053	437	3,053	437	3,053	437	3,053	437	3,053	437	3,053	437	3,053
Ampliacion Quimpac (Oquendo)	25	142	25	183	25	183	25	183	25	183	25	183	25	183	25	183	25	183	25	183	25	183	25	183
El Brocal	21	151	29	208	29	208	29	208	29	208	29	208	29	208	29	208	29	208	29	208	29	208	29	208
Ampliacion Shougang Hierro Perú	0	0	0	0	0	0	33	241	70	514	70	514	100	734	110	808	110	808	110	808	110	808	110	808
Ampliacion Antamina	19	199	34	311	34	314	34	314	84	683	84	683	129	1,018	129	1,018	134	1,055	139	1,093	144	1,130	144	1,130
Ampliacion de Aceros Arequipa (Pisco)	6	130	11	174	11	182	16	342	21	366	36	649	36	666	51	883	51	899	51	915	51	998	51	998
Ampliación Bayovar-Miski Mayo	0	0	12	67	15	134	15	150	16	162	16	175	17	187	18	200	18	212	19	225	19	237	19	237
Ampliacion UNACEM-Cementos Lima	16	121	17	127	17	135	18	131	18	134	18	137	19	139	19	140	19	142	20	144	20	146	20	146
Toromoch-Chinalco	154	1,180	160	1,191	216	1,611	216	1,611	216	1,611	216	1,611	216	1,611	216	1,611	216	1,611	216	1,611	216	1,611	216	1,611
Pachapaqui	8	69	12	104	16	138	16	138	16	138	16	138	16	138	16	138	16	138	16	138	16	138	16	138
Ampliación Antapacay (XSTRATA)	82	658	82	658	82	658	82	658	82	658	82	658	82	658	82	658	82	658	82	658	82	658	82	658
Las Bambas (XSTRATA)	0	0	3	21	42	337	150	1,212	150	1,209	150	1,209	150	1,209	150	1,212	150	1,209	150	1,209	150	1,209	150	1,209
Constancia (Hudbay)	62	238	87	716	87	716	87	716	87	716	87	716	87	716	87	716	87	716	87	716	87	716	87	716
Bongará-Cajamarquilla	0	0	0	0	0	0	5	20	8	70	8	70	8	70	8	70	8	70	8	70	8	70	8	70
Quellaveco- Angloamerican	0	0	0	0	0	0	0	0	2	27	10	44	17	55	140	1,047	157	1,172	173	1,296	200	1,496	200	1,496
Mina Chapi	0	0	7	55	26	205	26	205	26	205	26	205	26	205	26	205	26	205	26	205	26	205	26	205
Chucapaca	0	0	10	60	62	360	62	360	62	360	62	360	62	360	62	360	62	360	62	360	62	360	62	360
Pukaqaqa (Milpo)	0	0	0	79	10	315	40	315	40	315	40	315	40	315	40	315	40	315	40	315	40	315	40	315
Pampa de Pongo (JMP)	0	0	0	0	60	0	80	518	90	691	90	778	90	778	90	778	90	778	90	778	90	778	90	778
La Granja (Rio Tinto)	0	0	0	0	0	0	0	0	62	492	62	492	62	492	62	492	156	1,231	156	1,231	156	1,231	156	1,231
Sulliden (Shahuindo)	10	79	10	79	10	79	20	158	20	158	20	158	20	158	20	158	20	158	20	158	40	316	40	316
Haqaira (Antares)	12	0	24	105	24	210	88	263	88	771	88	771	88	771	88	771	88	771	88	771	88	771	88	771
Creditex (Trutex)	0	0	0	0	15	119	15	119	15	119	15	119	17	135	17	135	17	135	17	135	17	135	17	135
Mina Justa (Marcobre)	5	35	15	105	15	105	35	245	35	245	35	245	60	420	60	420	70	491	70	491	70	491	70	491
Corani	0	0	21	162	41	323	41	323	41	323	41	323	41	323	41	323	41	323	41	323	41	323	41	323
La Arena	2	14	3	22	65	541	65	541	65	541	65	541	65	541	65	541	65	541	65	541	65	541	65	541
El Porvenir	5	31	24	144	24	144	24	144	24	144	24	144	24	144	24	144	24	144	24	144	24	144	24	144
Mina Alparmarca	0	0	6	37	15	105	15	105	15	105	15	105	15	105	15	105	15	105	15	105	15	105	15	105
Cementos Piura	0	0	25	175	25	175	25	175	25	175	25	175	25	175	25	175	25	175	25	175	25	175	25	175
Nueva Planta de Oxidos VOLCAN	16	118	16	118	16	118	16	118	16	118	16	118	16	118	16	118	16	118	16	118	16	118	16	118
Ampliacion SIDERPERU	0	0	0	0	0	160	0	295	33	318	33	319	33	319	33	319	33	319	33	319	33	319	33	319
Ollachea (Kuri Kullu)	8	32	8	64	11	88	13	105	13	107	13	107	13	106	13	106	13	105	8	69	2	19	2	19
Salmueras Sudamericanas	0	0	0	0	0	0	30	223	30	223	30	223	30	223	30	223	30	223	30	223	30	223	30	223
Azod (Zincore Metals-Exploraciones Collasuy)	0	0	34	238	34	238	34	238	34	238	34	238	34	238	45	315	45	315	45	315	45	315	45	315
Ampliacion UNACEM-Condorcocha	9	65	13	85	30	205	41	279	42	284	43	289	44	295	44	300	45	306	46	311	47	317	47	317
TOTAL PROYECTOS	460	3,262	859	6,653	1,575	11,845	1,970	14,867	2,176	16,826	2,199	17,233	2,310	18,027	2,472	19,409	2,598	20,411	2,618	20,573	2,664	21,021	2,664	21,021