



Organización Latinoamericana de Energía
Latin American Energy Organization
Organisation Latino-américaine d'Énergie
Organização Latino-Americana de Energia

MEJORANDO EL ACCESO A LOS MERCADOS ENERGÉTICOS FASE I - PERÚ

INFORME FINAL

LIMA, SETIEMBRE DEL 2013



ABREVIATURAS Y ACRÓNIMOS

AEO	Annual Energy Outlook
AFP	Asociación de Fondo de Pensiones
Bbl	Barril de petróleo
BID	Banco Interamericano de Desarrollo
BNE	Balance Nacional de Energía del Perú
BTU	Unidad Británica Térmica
B100	Biodiesel puro
B2	Diesel con 2% de Biodiesel
CAF	Banco de Desarrollo de América Latina
CAN	Comunidad Andina de Naciones
CANREL	Comité Andino de Organismos Normativos y Reguladores de Servicios de Electricidad
CENACE	Centro Nacional de Control de Energía
CEPAL	Comisión Económica para América Latina y el Caribe
CEPLAN	Centro Nacional de Planeamiento Estratégico del Perú
CH	Central Hidroeléctrica
CIER	Comisión de Integración Energética Regional
COES	Comité de Operación Económica del Sistema
COFIDES	Compañía Española de Financiación del Desarrollo
COFIDE	Corporación Financiera de Desarrollo S.A.
DGAEE	Dirección General de Asuntos Ambientales Energéticos
DGEE	Dirección General de Eficiencia Energética
DGE	Dirección General de Electricidad
DGH	Dirección General de Hidrocarburos
EIA	U. S. Energy Information Administration
FONAFE	Fondo Nacional de Financiamiento de la Actividad Empresarial del Estado peruano
GLP	Gas Licuado de Petróleo
GN	Gas Natural
GTOR	Grupo de Trabajo de Organismos Reguladores
GWh	Gigawatt hora
IEA	Agencia Internacional de Energía
IFC	Corporación Financiera Internacional
INDECOPI	Instituto de Defensa de la Competencia y de la Propiedad Intelectual
JET	Combustible de aviación
KFW	Banco Alemán de Desarrollo – Bankengruppe KFW
km	kilómetro
kV	kilo Voltio
LCE	Ley de Concesiones Eléctricas
LNG	Gas Natural Licuefactado
MEM	Ministerio de Energía y Minas del Perú
MINAM	Ministerio del Ambiente
MMBTU	Millones de BTU

MME	Ministerio de Minas y Energía del Brasil
MMPCD	Millones de pies cúbicos diarios
MWh	Megawatt hora
MW	Megawatt
m ³	metro cúbico
NUMES	Nueva Matriz Energética Sostenible del Perú
OEFA	Organismo de Evaluación y Fiscalización Ambiental
OGGS	Oficina General de Gestión Social
OLADE	Organización Latinoamericana de Energía
OPEP	Organización de Países Exportadores de Petróleo
OSINERGMIN	Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minería
PERUPETRO	Empresa Estatal de Derecho Privado que representa al Perú
PETROPERU	Petróleos del Perú S.A.
PROINVERSION	Agencia de Promoción de la Inversión Privada
PT	Plan de Transmisión del Perú
R\$	Reales brasileños
SBS	Superintendencia de Banca, Seguros y AFP
SE	Subestación eléctrica
SEIN	Sistema Eléctrico Interconectado Nacional del Perú
SINEA	Sistema de Interconexión Eléctrica Andina
SUNAT	Superintendencia de Administración Tributaria
S/.	Nuevo Sol
TCF	Trillones de pies cúbicos
TJ	Tera Joule
US\$	Dólares americanos
WTI	West Texas Intermediate
°C	Grado Celsius

ÍNDICE GENERAL

	PÁG.
ABREVIATURAS Y ACRÓNIMOS.....	2
1. RESUMEN EJECUTIVO	10
2. INTRODUCCIÓN.....	16
3. OBJETIVOS.....	17
4. DIAGNÓSTICO Y ANÁLISIS DE LA MATRIZ ENERGÉTICA.....	18
4.1 Matriz Energética del Perú al 2010.....	18
4.1.1 Participación de las Energías Renovables.....	23
4.1.2 Participación de las Importaciones y Exportaciones.....	25
4.2 Evolución de la Matriz Energética del 2001 al 2010.....	27
4.2.1 Evolución de la Participación de las Energías Renovables.....	33
4.2.2 Evolución de la Participación de las Importaciones y Exportaciones	35
4.3 Proyección de la Matriz Energética al 2040	42
5. MAPA DEL COMERCIO ENERGÉTICO DEL PERÚ	50
5.1 Comercio Energético Actual.....	50
5.1.1 Petróleo Crudo	50
5.1.2 Carbón Mineral	55
5.1.3 Gas Natural Licuefactado - LNG	60
5.1.4 Diesel	63
5.1.5 Gasolina, Kerosene y JET.....	65
5.1.6 Electricidad	71
5.1.7 Residual.....	73
5.2 Potencial de Comercio Energético Futuro	74
5.2.1 Importaciones.....	74
5.2.2 Exportaciones.....	76
6. ANÁLISIS DEL MARCO REGULATORIO PARA LA IMPORTACIÓN Y EXPORTACIÓN DE ENERGÍA.....	78
6.1 Marco Regulatorio Peruano	78
6.1.1 Electricidad	78
6.1.2 Hidrocarburos.....	79
6.1.3 Contratos de Concesión y Licencia.....	79
6.2 Convenios Internacionales - Electricidad	82
6.2.1 Convenio con Ecuador	82
6.2.2 Convenio con Brasil.....	85
6.2.3 Convenio con Chile.....	87
6.3 Exportación de LNG	88
7. ANÁLISIS DEL MARCO INSTITUCIONAL DEL SECTOR ENERGÍA	89
7.1 Descripción General.....	89

7.2	Principales Instituciones	90
7.2.1	Ministerio de Energía y Minas.....	90
7.2.2	PROINVERSION	91
7.2.3	Gobiernos Locales y Regionales.....	91
7.2.4	Comité de Operación de Económica del Sistema	91
7.2.5	Organismo de la Supervisión de la Inversión en Energía y Minería	92
7.2.6	Organismo de Evaluación y Fiscalización Ambiental – OEFA.....	92
7.2.7	Instituto de Defensa de la Competencia y de la Propiedad Intelectual	92
7.2.8	Defensoría del Pueblo	92
7.2.9	PERUPETRO.....	92
8.	INVENTARIO DE LA INFRAESTRUCTURA ENERGÉTICA.....	94
8.1	Infraestructura Existente	94
8.1.1	Línea de Interconexión Eléctrica con Ecuador	94
8.1.2	Planta de Licuefacción de Gas Natural	96
8.1.3	Oleoducto Norperuano	99
8.2	Proyectos de Infraestructura Energética	101
8.2.1	Interconexión Eléctrica con Ecuador	101
8.2.2	Interconexión Eléctrica con Brasil	104
8.2.3	Planta de Regasificación de Gas Natural	106
9.	ANÁLISIS DE FUENTES Y MECANISMOS DE FINANCIAMIENTO.....	109
9.1	Descripción General.....	109
9.2	Principales Fuentes y Mecanismos de Financiamiento.....	111
9.2.1	Banco Interamericano de Desarrollo (BID)	111
9.2.2	Corporación Financiera Internacional (IFC).....	114
9.2.3	Export-Import Bank de los Estados Unidos (US Ex-Im Bank).....	116
9.2.4	Export-Import Bank of Korea (K-Exim Bank)	117
9.2.5	Compañía Española de Financiación del Desarrollo (COFIDES)	118
9.2.6	Banco de Desarrollo de América Latina (CAF).....	120
9.2.7	Corporación Financiera de Desarrollo S.A. (COFIDE)	123
9.2.8	Asociación de Fondo de Pensiones (AFP)	125
10.	COYUNTURA ECONÓMICA DE PRECIOS DE COMMODITIES.....	128
10.1	Petróleo Crudo	128
10.2	Gas Natural	129
10.3	Electricidad	130
11.	DIAGNÓSTICO DEL NIVEL DE INTEGRACIÓN ENERGÉTICA REGIONAL	134
11.1	Situación Actual	134
11.1.1	Electricidad.....	134
11.1.2	Petróleo y sus Derivados	134
11.1.3	Gas Natural	135
11.2	Situación Futura	136
11.2.1	Electricidad.....	136
11.2.2	Gas Natural	138
12.	REFERENCIAS	140

ÍNDICE DE CUADROS

	PÁG.
Cuadro N° 1.1. Resumen de las Principales Exportaciones-Importaciones Energéticas.....	15
Cuadro N° 4.1. Producción de Energía Primaria - 2010.....	18
Cuadro N° 4.2. Oferta Interna Bruta de Energía Primaria - 2010	19
Cuadro N° 4.3. Producción de Energía Secundaria - 2010.....	20
Cuadro N° 4.4. Consumo Final de Energía por Fuente y Tipo de Uso – 2010, TJ	21
Cuadro N° 4.5. Reservas Probadas de Energía Primaria Comercial - 2010	22
Cuadro N° 4.6. Producción de Energía Renovable y No Renovable – 2010, TJ.....	23
Cuadro N° 4.7. Producción de Energía Renovable Primaria - 2010.....	24
Cuadro N° 4.8. Producción de Energía Renovable Secundaria - 2010.....	24
Cuadro N° 4.9. Importaciones y Exportaciones de Energía Primaria – 2010, TJ	25
Cuadro N° 4.10. Importaciones y Exportaciones de Energía Secundaria – 2010, TJ.....	26
Cuadro N° 4.11. Evolución de la Producción de Energía Primaria, TJ	27
Cuadro N° 4.12. Evolución de la Oferta Interna Bruta de Energía Primaria, TJ.....	29
Cuadro N° 4.13. Evolución de la Producción de Energía Secundaria Bruta, TJ	31
Cuadro N° 4.14. Evolución del Consumo Final por Tipo de Uso, TJ	32
Cuadro N° 4.15. Evolución de la Producción de Energía Primaria Renovable, TJ.....	34
Cuadro N° 4.16. Evolución de la Oferta Interna Bruta de Energía Primaria Renovable.....	34
Cuadro N° 4.17. Evolución de las Importaciones-Exportaciones de Petróleo Crudo	35
Cuadro N° 4.18. Evolución de las Importaciones-Exportaciones de Carbón Mineral	36
Cuadro N° 4.19. Evolución de las Importaciones-Exportaciones de Gasolina, Kerosene y JET	37
Cuadro N° 4.20. Evolución de las Importaciones-Exportaciones de Diesel	38
Cuadro N° 4.21. Evolución de las Importaciones-Exportaciones de Residual.....	39
Cuadro N° 4.22. Evolución de las Importaciones-Exportaciones de LNG	40
Cuadro N° 4.23. Evolución de las Importaciones-Exportaciones de Electricidad	41
Cuadro N° 4.24. Proyección de Demanda Final por Fuente – Escenario I, Miles TJ	43
Cuadro N° 4.25. Proyección de Demanda Final por Uso – Escenario I, Miles TJ	43
Cuadro N° 4.26. Proyección de Requerimiento de Energía – Escenario I, Miles TJ	44
Cuadro N° 4.27. Proyección de Demanda Final por Fuente – Escenario II, Miles TJ	45
Cuadro N° 4.28. Proyección de Demanda Final por Uso – Escenario II, Miles TJ.....	46
Cuadro N° 4.29. Proyección de Requerimiento de Energía – Escenario II, Miles TJ.....	46
Cuadro N° 4.30. Proyección Demanda Final por Fuente – Escenario III, Miles TJ.....	47
Cuadro N° 4.31. Proyección de Demanda Final por Uso – Escenario III, Miles TJ	48
Cuadro N° 4.32. Proyección Requerimiento de Energía – Escenario III, Miles TJ	49
Cuadro N° 5.1. Importaciones de Petróleo Crudo por País, TJ	50
Cuadro N° 5.2. Exportaciones de Petróleo Crudo por País, TJ	53
Cuadro N° 5.3. Importaciones de Carbón Mineral por País, TJ	56
Cuadro N° 5.4. Exportaciones de Carbón Mineral por País, TJ	58
Cuadro N° 5.5. Exportaciones de LNG por País, TJ	60
Cuadro N° 5.6. Importaciones de Diesel por País, TJ	63
Cuadro N° 5.7. Importaciones de Gasolina-JET por País, TJ	66
Cuadro N° 5.8. Exportaciones de Gasolina-Kerosene-JET por País, TJ	68
Cuadro N° 5.9. Importaciones de Electricidad, TJ	71
Cuadro N° 5.10. Exportaciones de Electricidad, TJ	72
Cuadro N° 5.11. Importaciones de Residual por País, TJ	73
Cuadro N° 5.12. Exportaciones de Residual por País, TJ	73
Cuadro N° 9.1. Lista de Mecanismos Financieros para Proyectos Energéticos	110
Cuadro N° 9.2. Proyectos de Abengoa con posible financiamiento del BID	113
Cuadro N° 9.3. Mecanismos de Financiamiento del BID	114

Cuadro N° 9.4. Mecanismos de Financiamiento del IFC	115
Cuadro N° 9.5. Mecanismos de Financiamiento del US Ex - Im Bank.....	117
Cuadro N° 9.6. Mecanismos de Financiamiento del K-Exim Bank	118
Cuadro N° 9.7. Mecanismos de Financiamiento del COFIDES	119
Cuadro N° 9.8. Mecanismos de Financiamiento de la CAF	123
Cuadro N° 9.9. Mecanismos de Financiamiento de COFIDE	125
Cuadro N° 9.10. Inversión de las carteras administradas en infraestructura dentro del territorio Peruano en Sector Energía (al 28 de febrero de 2013).....	126
Cuadro N° 9.11. Mecanismos de Financiamiento de las AFP	127
Cuadro N° 10.1. Proyección de Precio en Barra de Referencia del Perú	132
Cuadro N° 11.1. Resumen de las Principales Exportaciones-Importaciones Energéticas.....	136

ÍNDICE DE FIGURAS

	PÁG.
Figura N° 4.1. Producción de Energía Primaria - 2010.....	18
Figura N° 4.2. Oferta Interna Bruta de Energía Primaria - 2010.....	19
Figura N° 4.3. Producción de Energía Secundaria - 2010.....	20
Figura N° 4.4. Consumo Final de Energía por Tipo de Uso - 2010	21
Figura N° 4.5. Consumo Final de Energía por Fuente - 2010	21
Figura N° 4.6. Consumo Final de Energía por Fuente y Tipo de Uso - 2010	22
Figura N° 4.7. Producción de Energía Renovable y No Renovable - 2010.....	23
Figura N° 4.8. Participación de la Producción de Energía Renovable - 2010.....	24
Figura N° 4.9. Importaciones y Exportaciones de Energía Primaria - 2010	25
Figura N° 4.10. Importaciones y Exportaciones de Energía Secundaria - 2010.....	26
Figura N° 4.11. Participación de las Fuentes de Energía Secundaria en las Importaciones y Exportaciones - 2010.....	27
Figura N° 4.12. Evolución de la Producción de Energía Primaria	28
Figura N° 4.13. Evolución de la Participación de la Producción de Energía Primaria.....	28
Figura N° 4.14. Evolución de la Oferta Interna Bruta de Energía Primaria	29
Figura N° 4.15. Evolución de la Participación de la Oferta Interna Bruta de Energía Primaria .	30
Figura N° 4.16. Evolución de la Producción de Energía Secundaria Bruta	31
Figura N° 4.17. Evolución de la Participación del Consumo Final por Fuente.....	31
Figura N° 4.18. Evolución del Consumo Final por Tipo de Uso	32
Figura N° 4.19. Evolución de la Participación del Consumo Final por Tipo de Uso	33
Figura N° 4.20. Evolución de la Producción de Energía Primaria Renovable	34
Figura N° 4.21. Evolución de la Oferta Interna Bruta de Energía Primaria Renovable	35
Figura N° 4.22. Evolución de las Importaciones-Exportaciones de Petróleo Crudo.....	36
Figura N° 4.23. Evolución de las Importaciones-Exportaciones de Carbón Mineral.....	37
Figura N° 4.24. Evolución de las Importaciones-Exportaciones de Gasolina, Kerosene y JET .	38
Figura N° 4.25. Evolución de las Importaciones-Exportaciones de Diesel.....	39
Figura N° 4.26. Evolución de las Importaciones-Exportaciones de Residual	40
Figura N° 4.27. Evolución de las Importaciones-Exportaciones de LNG.....	41
Figura N° 4.28. Evolución de las Importaciones-Exportaciones de Electricidad.....	42
Figura N° 4.29. Proyección de Demanda Final por Fuente – Escenario I.....	43
Figura N° 4.30. Proyección de Demanda Final por Uso – Escenario I	44
Figura N° 4.31. Proyección de Requerimiento de Energía – Escenario I.....	44
Figura N° 4.32. Proyección de Demanda Final por Fuente – Escenario II.....	45
Figura N° 4.33. Proyección de Demanda Final por Uso – Escenario II	46
Figura N° 4.34. Proyección de Requerimiento de Energía – Escenario II	47
Figura N° 4.35. Proyección de Demanda Final por Fuente – Escenario III	48
Figura N° 4.36. Proyección de Demanda Final por Uso – Escenario III.....	48
Figura N° 4.37. Proyección de Requerimiento de Energía – Escenario III	49
Figura N° 5.1. Importaciones de Petróleo Crudo por País	51
Figura N° 5.2. Participación de las Importaciones de Petróleo Crudo por País	51
Figura N° 5.3. Mapa de Importaciones de Petróleo Crudo por País 2012, Miles TJ.....	52
Figura N° 5.4. Mapa de Importaciones de Petróleo Crudo por País 2011, Miles TJ.....	52
Figura N° 5.5. Mapa de Importaciones de Petróleo Crudo por País 2010, Miles TJ.....	53
Figura N° 5.6. Exportaciones de Petróleo Crudo por País	53
Figura N° 5.7. Participación de las Exportaciones de Petróleo Crudo por País	54
Figura N° 5.8. Mapa de Exportaciones de Petróleo Crudo por País 2012, Miles TJ.....	54
Figura N° 5.9. Mapa de Exportaciones de Petróleo Crudo por País 2011, Miles TJ.....	55
Figura N° 5.10. Importaciones de Carbón Mineral por País	56
Figura N° 5.11. Participación de las Importaciones de Carbón Mineral por País	56

Figura N° 5.12. Mapa de Importaciones de Carbón Mineral por País 2012, TJ.....	57
Figura N° 5.13. Exportaciones de Carbón Mineral por País	58
Figura N° 5.14. Participación de las Exportaciones de Carbón Mineral por País	58
Figura N° 5.15. Mapa de Exportaciones de Carbón Mineral por País 2012, TJ.....	59
Figura N° 5.16. Mapa de Exportaciones de Carbón Mineral por País 2011, TJ.....	59
Figura N° 5.17. Exportaciones de LNG por País.....	60
Figura N° 5.18. Participación de las Exportaciones de LNG por País	61
Figura N° 5.19. Mapa de Exportaciones de LNG por País 2012, Miles TJ.....	61
Figura N° 5.20. Mapa de Exportaciones de LNG por País 2011, Miles TJ.....	62
Figura N° 5.21. Mapa de Exportaciones de LNG por País 2010, Miles TJ.....	62
Figura N° 5.22. Importaciones de Diesel por País.....	63
Figura N° 5.23. Participación de las Importaciones de Diesel por País	64
Figura N° 5.24. Mapa de Importaciones de Diesel por País 2012, Miles TJ.....	64
Figura N° 5.25. Mapa de Importaciones de Diesel por País 2011, Miles TJ.....	65
Figura N° 5.26. Importaciones de Gasolina -JET por País.....	66
Figura N° 5.27. Participación de las Importaciones de Gasolina-JET por País.....	66
Figura N° 5.28. Mapa de Importaciones de Gasolina-JET por País 2012, Miles TJ.....	67
Figura N° 5.29. Mapa de Importaciones de Gasolina-JET por País 2011, Miles TJ.....	67
Figura N° 5.30. Exportaciones de Gasolina-Kerosene-JET por País	69
Figura N° 5.31. Participación de las Exportaciones de Gasolina-Kerosene-JET por País	69
Figura N° 5.32. Mapa de Exportaciones de Gasolina-Kerosene-JET por País 2012, Miles TJ...	70
Figura N° 5.33. Mapa de Exportaciones de Gasolina-Kerosene-JET por País 2011, Miles TJ...	70
Figura N° 5.34. Importaciones y Exportaciones de Electricidad.....	72
Figura N° 5.35. Exportaciones de Residual por País.....	74
Figura N° 5.36. Participación de la Exportaciones de Residual por País	74
Figura N° 5.37. Evolución de Importaciones de Combustibles.....	75
Figura N° 5.38. Evolución de Exportaciones de Combustibles.....	76
Figura N° 7.1. Organización del Sector Energético	89
Figura N° 8.1. Mapa de la Interconexión Eléctrica Perú-Ecuador	94
Figura N° 8.2. Diagrama Unifilar de la Interconexión Eléctrica Perú-Ecuador	95
Figura N° 8.3. Esquema de la Planta de Licuefacción de Pampa Melchorita	97
Figura N° 8.4. Vista Panorámica del Muelle de la Planta de Licuefacción.....	97
Figura N° 8.5. Vista Panorámica de la Planta de Licuefacción.....	98
Figura N° 8.6. Vista Panorámica de la Construcción de la Planta de Licuefacción	98
Figura N° 8.7. Ubicación de la Planta de Licuefacción y Gaseoducto de Perú LNG.....	99
Figura N° 8.8. Vista de la Construcción del Gaseoducto de Perú LNG	99
Figura N° 8.9. Oleoducto Norperuano.....	100
Figura N° 8.10. Interconexión Perú-Ecuador en 500kV.....	103
Figura N° 8.11. Esquema de la Interconexión Propuesta Perú-Ecuador en 500kV.....	103
Figura N° 8.12. Interconexión Perú – Brasil	105
Figura N° 8.13. Planta de Regasificación de Gas Natural	107
Figura N° 10.1. Precio Spot del Petróleo Crudo Brent, US\$/Bbl.....	128
Figura N° 10.2. Precio Spot del Gas Natural – Henry Hub, US\$/MMBTU.....	130
Figura N° 10.3. Costo Marginal Promedio Anual del Perú	131
Figura N° 10.4. Costo Marginal Promedio Mensual 2012 de Ecuador	132
Figura N° 10.5. Costo Marginal Promedio de Brasil – Región Norte	133

1. RESUMEN EJECUTIVO

La Matriz Energética del Perú, según el último Balance Nacional de Energía del 2010 publicado por el Ministerio de Energía y Minas - MEM, indica que la producción total de energía primaria el 2010 fue de 839 940 TJ, superior en 23,8% al 2009 (678709 TJ), debido en parte al incremento en la producción de Gas Natural - GN para la exportación, siendo dicho energético la principal fuente primaria producida (55,2%), seguido del Petróleo Crudo (18,3%), la Leña (12,2%) y la Hidroenergía (10,7%).

La oferta interna bruta de energía primaria durante el 2010 ascendió a 1 034 233 TJ, superior en 18,2% al 2009 (874 638 TJ). La principal fuente fue el GN (44,8%), seguido del Petróleo Crudo (30,8%), la Leña (9,9%) y la Hidroenergía (8,7%). Como se observa, el Petróleo Crudo incrementa su participación del 18,3% en la producción de energía hasta el 30,8% en la oferta interna bruta de energía primaria, lo cual se explica en las importaciones de dicha fuente energética que ascendió a 201 176 JT en el 2010. Asimismo, la producción de las energías secundarias durante el 2010 ascendió a 1 017 160 TJ, superior en 29,17% al 2009 (787 437 TJ). La principal fuente producida fue el Gas Distribuido (31,4%), seguido del Biodiesel B2 (17,3%), la Gasolina (13,7%) y la Electricidad (12,7%).

El principal tipo de uso final el 2010 ha sido en Transportes (38,7%), seguido del Residencial (24,9%) e Industrial (17,5%). La principal fuente energética de consumo final ha sido el Biodiesel B2 (26,8%), seguido de la Electricidad (17,4%) y la Leña (14,9%). En Transportes el Biodiesel B2 es la principal fuente de uso final (142 508 TJ), seguido por la Leña en el sector Residencial (97 338 TJ).

Las reservas probadas de energía primaria comercial al 2010 ascendieron a 26,9 millones de TJ, siendo el principal componente el GN (45,5%), seguido de la Hidroenergía (22,2%), los Líquidos del GN (13%), y el Petróleo Crudo (12,5%).

En el caso de las energías renovables, la producción el 2010 de energía primaria renovable fue de 220 071 TJ (26,2% del total producido), siendo la principal fuente la Leña con 102 774 TJ (46,7%), seguido de la Hidroenergía con 90 190 TJ (41%). La producción de energía secundaria renovable fue de 81 822 TJ (8% del total), siendo la principal fuente la Electricidad (91,6%).

La importación de energía primaria el 2010 fue de 228 853 TJ frente a los 43 157 TJ de las exportaciones, siendo el balance negativo (-185 696 TJ). La principal fuente de importación y exportación es el Petróleo Crudo con el 87,9% y 92,7% respectivamente. El Petróleo Crudo importado es el ligero y dulce, mientras que el exportado es pesado.

Las importaciones de energía secundaria ascendieron a 83 463 TJ el 2010, siendo la principal fuente los derivados del petróleo (94,2%) y dentro de esta categoría, la principal fuente fue el Diesel. Las exportaciones de energía secundaria ascendieron a 387 288 TJ, representando los derivados de petróleo el 76,9% y dentro de estos la Gasolina, los Residuales, el GLP y el Kerosene fueron los de mayor participación. El segundo energético secundario de mayor exportación fue el Gas Distribuido (23%), que corresponde a la exportación de Gas Natural Licuefactado – LNG que se inicia en Junio del 2010. La Electricidad se exportó a Ecuador en mucha menor medida, ascendió a 403

TJ. El saldo de las importaciones y exportaciones de energía secundaria es positivo (303 825 TJ) y sustentado por las altas exportaciones de Gasolina, Kerosenes, GLP, Gas Distribuido (LNG) y Residuales.

La evolución de la Matriz Energética del Perú desde el 2001 hasta el 2010, muestra que la producción de energía primaria se ha incrementado un 88,7% a una media anual del 7,3%, pasando desde 445 035 TJ hasta los 839 940 TJ. El 2001, la principal fuente primaria producida fue Petróleo Crudo (44,2%) seguido por la Hidroenergía (17,8%), pero durante el 2010 la principal fuente primaria fue el GN (55,2%) seguido del Petróleo Crudo (18,3%). En los últimos 10 años se ha producido un cambio notable en la matriz energética del Perú, en donde el GN ha tomado preponderancia a partir del 2004 en que se inicia las operaciones del proyecto de Gas de Camisea, así el GN ha presentado un crecimiento del 586,6% con una tasa media anual del 23,9%, mientras que la producción del Petróleo Crudo se ha contraído un 22% a una tasa media anual de -2,7%. Por otro lado, la Hidroenergía ha presentado un crecimiento acumulado de solo el 13,8%, con una media anual de 1,5%, pasando del 17,8% en el 2001 (segunda fuente primaria más producida) al 10,7% en el 2010 (cuarto fuente primaria más producida). Otra fuente renovable de importancia, la Leña, presenta un crecimiento acumulado del 39,6%, con una tasa media anual del 3,8%, mientras que su participación se reduce del 16,5% al 12,2% en dicho periodo.

La proyección de la Matriz Energética del Perú presenta los escenarios I, II y III de crecimiento económico alto, medio y bajo respectivamente. La tasa de crecimiento promedio anual de la demanda final de energía de los escenarios sería 5,5%, 4,3% y 3,3% respectivamente; incrementándose la demanda en cerca de 3 millones, 2 millones y 1,4 millones de TJ respectivamente. Los requerimientos de energía estimados al 2040 en los Escenarios I, II y III alcanzan los 4,5, 3,3 y 2,4 millones de TJ respectivamente, de los cuales el principal componente serán los Derivados del Petróleo, seguido de Hidráulica (Hidroenergía) y en tercer lugar el GN.

En el marco regulatorio peruano, la principal norma del sector eléctrico es la Ley N° 25844 de Concesiones Eléctricas, que rige las actividades y negocios del sector eléctrico: generación, transmisión y distribución. Además se tienen: la Ley N° 28832 para Asegurar el Desarrollo Eficiente de la Generación; la Ley N° 26734 del Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minería. En el sector hidrocarburos la principal norma es la Ley N° 26221, Ley Orgánica de Hidrocarburos, que rige las actividades y negocios del sector hidrocarburos: exploración y explotación. Otras normas de importancia son la Ley N° 27133 de Promoción del Desarrollo de la Industria del GN y la Ley N° 28176 de Promoción de la Inversión en Plantas de Procesamiento de GN.

En cuanto a acuerdos internacionales, en Agosto del 2011 la CAN aprobó la Decisión 757 mediante la cual se permite a Perú y Ecuador utilizar un régimen temporal para sus intercambios eléctricos. Sobre la base los artículos 2°, 4° y 6° de dicha Decisión, en Mayo del 2012 se publica el Decreto Supremo N° 011-2012-EM que aprueba el Reglamento Interno para la Aplicación de la Decisión 757. Asimismo, en Julio del 2012 se emite el Acuerdo Operativo para el Interconexión entre Perú y Ecuador, elaborado por el CENACE del Ecuador y el COES del Perú. Para los aspectos económicos, en Octubre del 2012, el COES emite los Criterios para la Evaluación y Liquidación de la Exportación a Ecuador bajo el marco de la Decisión 757.

Por otro lado, en Junio del 2010 en Manaus - Brasil se firma el Acuerdo entre Perú y Brasil para el Suministro de Electricidad al Perú y la Exportación de Excedentes al Brasil, cuyo objetivo es *“establecer el marco legal que promueva el desarrollo de la infraestructura necesaria en el territorio peruano para la producción de electricidad destinada a su mercado interno y la exportación de los excedentes de potencia y energía asociada al Brasil”*. Así, como marco general se define que la máxima capacidad acumulada de todas las CHs para la exportación al Brasil es de 6000MW más una tolerancia de 20%, y que el orden de prioridades de la energía generada será: (1ro) el Mercado Regulado peruano, (2do) el Mercado Libre peruano y (3ro) el mercado brasileño; siendo los proyectos considerados las grandes centrales hidroeléctricas de oriente de Inambari, Paquitzapango, Tambo 40, Tambo 60 y Mainique 1.

En el caso de Chile, en enero del 2011 se realizó en Lima la reunión de instalación del Grupo de Trabajo Perú-Chile sobre temas energéticos, en la cual se acordó elaborar una propuesta de Acuerdo Marco de Integración Eléctrica que establezca las normas generales para los intercambios de energía entre ambos países, pero a la fecha no se tiene información de avances en la propuesta del citado Acuerdo Marco.

Respecto a la exportación de GN, en Junio del 2004, el Estado peruano representado por PERUPETRO y el Consorcio liderado por PLUSPETROL firman el contrato de Licencia para la Explotación de Hidrocarburos del Lote 56, por el cual el Consorcio puede explotar el GN del lote 56 y exportarlo haciendo uso de la planta de Perú LNG. En enero del 2006, el Estado peruano y Perú LNG firman un convenio de Inversión para la Instalación, Operación y Mantenimiento de la Planta de Procesamiento de Gas Natural, de tal manera que Perú LNG pueda licuefactar GN seco y exportar LNG.

En el marco institucional, se tiene que las principales instituciones que participan en la promoción y regulación del sector energía son el MEM, dentro de la cual se tienen las principales Direcciones Generales de Electricidad e Hidrocarburos, PROINVERSIÓN, los gobiernos regionales y locales, el COES, el OSINERGMIN, la OEFA del MINAM, el INDECOPI, la Defensoría del Pueblo y PERUPETRO.

A nivel de electricidad, actualmente el Perú sólo tiene una interconexión eléctrica internacional y es con Ecuador mediante una línea en 230kV de 107km y 160 MW de capacidad, la cual se puso en operación a inicios del 2005, año en el cual se exportó energía eléctrica a Ecuador. Durante los años 2009 al 2012, se han realizado importaciones y exportaciones por periodos cortos, abasteciendo las cargas de la zona El Milagro en Ecuador y la zona de Tumbes en Perú. Como se observa, la integración a nivel de electricidad es aun baja, debido a que la única interconexión eléctrica con el Ecuador opera en periodos de emergencia en los que el Perú o Ecuador no pueden abastecer su demanda interna de la zona de frontera por restricciones técnicas. Dicha operación temporal se debe a que ambos sistemas eléctricos no pueden operar en forma permanente y conjunta mediante un enlace síncrono por problemas de estabilidad, por lo que deben trasladar su carga al otro sistema eléctrico y operar por separado.

En el caso del petróleo y sus derivados, al ser estos commodities de amplio uso a nivel mundial, el Perú, al igual que el resto de países, importan y exportan tanto petróleo crudo como sus derivados, dependiendo ello de la demanda interna y el tipo de petróleo

explotado localmente. Así, se tiene que las principales importaciones son de petróleo crudo liviano, las cuales el 2012 provinieron principalmente de Ecuador (50,8%), Nigeria (21,5%) y Angola (10,4%). El Diesel es el segundo combustible de mayor importación y provino el 2012 casi en su totalidad de Estados Unidos (99,1%). En el caso de las exportaciones, la principal fuente el 2012 fue el residual, que fue enviado a Panamá, Estados Unidos y Chile y otros países; en segundo lugar se tiene a la Gasolina, Kerosene y JET que tuvieron como destino 20 países diferentes, siendo Estados Unidos el principal mercado (40,9%), seguido de España (13,5%), Chile (6,7%) y Argentina (6,1%); y en tercer lugar está el petróleo crudo pesado, que fue enviado a Estados Unidos (51,6%) y Chile (48,4%). Tanto las exportaciones como las importaciones se realizan mayormente por tres puertos, el principal es el de Callao, donde se localiza la refinería de La Pampilla; el segundo es el de Bayóvar en el norte, donde se tiene la estación terminal del Oleoducto Norperuano y a su vez se ubica cercana la refinería de Talara. En tercer lugar se ubica el terminal de Conchán en el extremo sur de Lima, cercana al cual se ubica la refinería de Conchán. Como se observa, el nivel de integración energética es medio en el caso del petróleo y sus derivados, debido a su nivel moderado de comercialización internacional (importaciones y exportaciones).

En el caso del GN, el Perú cuenta con la planta de licuefacción de Pampa Melchorita que está operando desde Junio del 2010 y se ubica al sur de Lima, tiene capacidad para procesar 620 MMPCD de GN con la meta de exportar 4,2 TCF hasta el 2028. Así, a finales del 2012 se han realizado un total de 131 envíos, sumando un total de 21,29 millones de m³ ($496,63 \times 10^{12}$ BTU), de los cuales el 41,6% se ha enviado a España, el 17,3% a México, el 13,6% a Japón, el 9,2% a Corea del Sur y el resto a otros países. Por lo anterior, se observa claramente un alto comercio energético internacional de exportaciones del Perú al resto del mundo en cuanto a LNG se refiere.

Respecto a la situación futura de la integración energética, en el caso de la interconexión eléctrica con Ecuador, el COES propone para el mediano-largo plazo la implementación de un enlace de doble circuito en 500 kV entre la SE La Niña (Perú) y la SE El Milagro (Ecuador), de unos 500 km con dos subestaciones intermedias en la frontera, con lo cual los sistemas eléctricos de Perú y Ecuador puedan operar en forma permanente y estable. Ello ha sido respaldado por los viceministros de energía del Perú y Ecuador que se reunieron en Lima a mediados del 2013 y tomaron acuerdos sobre la interconexión en 500kV, así en el acta de la reunión se precisó que las delegaciones participantes concordaron en que es necesario suscribir un acuerdo bilateral para comprometer fechas de conclusión simultánea de las obras del tendido de la línea de 500 kV a través del territorio peruano y ecuatoriano. Por lo anterior, se espera que en los próximos años se inicie la construcción de la citada línea de interconexión en 500kV.

En el caso de la interconexión eléctrica con Brasil y sobre la base del Acuerdo entre Perú y Brasil para el Suministro de Electricidad al Perú y la Exportación de Excedentes al Brasil, en el estudio del Primer Plan de Transmisión del COES, se definió un sistema de transmisión en 500kV para la conexión de las grandes CH con el SEIN y que esté preparado para la interconexión al Brasil. Por el lado brasileño, se está desarrollando el proyecto hidroeléctrico del Río Madeira a unos 700 km de la frontera con el Perú, punto del cual partirían las líneas para la interconexión con el Perú. A la fecha, el principal proyecto hidroeléctrico incluido en el citado acuerdo bilateral con Brasil, la CH Inambari ha sido postergada, pero podría ser retomado a partir del 2020, de acuerdo al

estudio de la Nueva Matriz Energética Sostenible – NUMES desarrollada por el MEM. Por ello, en el mediano plazo no se prevé que se concrete la interconexión eléctrica con el Brasil, pero en el largo plazo sí se estima que dicha interconexión se cristalice.

En el caso de la futura interconexión eléctrica con Chile, si bien se ha instalado el Grupo de Trabajo Perú-Chile para la elaboración de una propuesta de Acuerdo Marco de Integración Eléctrica, a la fecha aun no se tiene información de avances, por ello no se prevé que en el mediano plazo se cristalice una interconexión eléctrica con Chile, pero ya se han iniciado las conversaciones al respecto.

En cuanto a la integración energética en GN, si bien actualmente está operando la planta de licuefacción de GN de Pampa Melchorita mediante la cual se exporta LNG, el MEM ha encargado a PROINVERSION la licitación para la construcción de una planta de regasificación de GN que se ubicaría al costado o dentro de la planta de Pampa Melchorita, siendo la finalidad de dichas instalaciones el de asegurar, mediante un contrato de concesión, el suministro de GN en casos de emergencia (aproximadamente 7 días) para abastecer al sistema de transporte de GN en la costa y al sistema de distribución en Lima y Callao utilizando gas licuefactado de la planta de Pampa Melchorita, la cual cuenta con una capacidad almacenamiento de 130 mil m³. La adjudicación de la Buena Pro está prevista para el cuarto trimestre del 2013 y la construcción debe iniciarse el próximo año, la cual si bien utilizará el LNG de la planta de Pampa Melchorita, es posible que a futuro también se pueda descargar LNG desde buques metaneros, con lo cual se tendría un alto nivel de integración energética en cuanto a GN se refiere.

Respecto a los mecanismos de financiamiento, se han identificado 8 fuentes que financian grandes proyectos de infraestructura energética en el Perú y Latinoamérica, de los cuales dos corresponden a instituciones peruanas, siendo estos los siguientes:

- Banco Interamericano de Desarrollo (BID)
- Corporación Financiera Internacional (IFC)
- Export-Import Bank de los Estados Unidos (US Ex-Im Bank)
- Export-Import Bank de Corea (K-Exim Bank)
- Compañía Española de Financiación del Desarrollo (COFIDES)
- Banco de Desarrollo para América Latina (CAF)
- Corporación Financiera de Desarrollo S.A. (COFIDE)
- Asociación de AFP

Dichas instituciones, ofrecen líneas de crédito para diferentes tipos de proyectos energéticos, algunas de ellas, como el BID, el IFC, US Ex-Im Bank, el K-Exim Bank han financiado proyectos de infraestructura energética en el Perú, como la planta de licuefacción de GN. Asimismo, se tienen instituciones locales que brindan financiamiento a proyectos energéticos, tales como el COFIDE de Perú y las Asociaciones de Fondos de Pensiones – AFP, estas últimas han invertido hasta el 6,4% (S/. 6400 millones) del fondo total de pensiones en infraestructura energética en Perú.

Respecto a los precios de los commodities, las proyecciones de la EIA de abril del 2013 del precio del petróleo crudo Brent estiman un incremento desde los actuales 100 US\$/Bbl hasta los 160 en el 2040 en los escenario de Referencia y hasta los 240 US\$/Bbl en el escenario de precios Altos, mientras que en el escenario de precios Bajos

se reduciría hasta los 75 US\$/Bbl en el 2040. En el caso del GN, el precio spot Henry Hub pasaría de los actuales 3,3 US\$/MMBTU y se ubicaría en la franja de 4 a 10 US\$/MMBTU en el 2040 en los diferentes escenarios evaluados, siendo el precio estimado del escenario de Referencia de 7,83 US\$/MMBTU en el 2040.

En el caso de los precios actuales de la electricidad en el Perú, de acuerdo al reporte estadístico del COES, el costo marginal promedio anual durante el 2012 ha sido de 30,80 US\$/MWh, con un máximo mensual de 58 US\$/MWh en julio. En Ecuador, según el informe del CENACE, el costo marginal promedio del 2012 fue de 48,1 US\$/MWh, con un máximo mensual de 80,5 US\$/MWh en diciembre. En Brasil, de acuerdo al boletín de la Secretaria de Energía Eléctrica del MME, el costo marginal promedio diario de la región Norte de Brasil (colindante al Perú) del 31 de diciembre del 2012 fue de 166,88 US\$/MWh, siendo el pico anual de 225US\$/MWh en diciembre.

En conclusión, tal como se observa en el cuadro siguiente, actualmente el principal comercio energético regional y mundial está referido a petróleo y sus derivados, debido a su alta importación y en menor medida exportación. En segundo lugar se observa un alto nivel de exportaciones de LNG debido a la operación de la planta de licuefacción de GN, por lo cual la integración energética de dicha fuente es alta. Finalmente, en el caso de la electricidad, se observa un bajo nivel de integración energética, debido a que la única interconexión eléctrica internacional es con el Ecuador que opera en forma temporal, no pudiendo operar en forma conjunta y permanente los sistemas eléctricos peruano y ecuatoriano por problemas de estabilidad.

Cuadro N° 1.1. Resumen de las Principales Exportaciones-Importaciones Energéticas

Fuente	IMPORTACIONES, TJ				EXPORTACIONES, TJ			
	2009	2010	2011	2012	2009	2010	2011	2012
Petróleo Crudo	210 363	201 354	198 201	191 867	40 323	40 043	34 493	33 074
Carbón Mineral	22 248	27 001	18 304	19 073	-	3 140	5 095	3 653
LNG	-	-	-	-	-	88 460	220 662	214 856
Diesel	35 793	55 151	68 504	75 328	3 149	1 741	1 024	122
Residual	-	52 715	1 957	7	40 951	52 715	54 809	107 001
Gasolina-Kerosene-JET	8 234	10 723	13 877	3 139	83 732	92 545	85 492	27 419
Electricidad	-	-	21	18	225	403	-	8

Fuente: SUNAT, COES, PERUPETRO, MEM

Asimismo, el panorama futuro de la integración energética se muestra promisorio en el sector eléctrico, ello debido al alto interés manifestado por los gobiernos de Perú y Ecuador de concretar un enlace internacional en 500kV y la propuesta del COES en su PT; asimismo, en el caso de Brasil, si bien la CH de Inambari ha sido postergada, pero podría ser retomada a partir del 2020, por ello en el largo plazo se espera que se retome el proyecto y se concrete la interconexión eléctrica con Brasil; de igual manera con Chile ya se han iniciado las conversaciones y establecido los grupos de trabajo con miras a una posible interconexión eléctrica. Respecto al GN, se observa que la integración sería mucho mayor a la actual cuando se concrete la instalación de la planta de regasificación, con ello se aseguraría el abastecimiento de GN ante condiciones de emergencia de restricciones de suministro desde Camisea; asimismo, se abre la puerta para un posible abastecimiento futuro de LNG desde el exterior mediante buques metaneros.

2. INTRODUCCIÓN

OLADE, en el marco de la cooperación con CIDA, y siguiendo con el plan operativo anual del proyecto E.III.5 Mejoramiento de Acceso a los Mercados Energéticos – Fase 1, requiere levantar y analizar la información relacionada con la matriz energética de algunos países de América Latina y el Caribe, con el fin de identificar oportunidades y barreras de acceso de estos países al mercado energético internacional.

Bajo dicho marco, el OLADE contrata a nuestra representada para la elaboración de la primera fase del proyecto de Mejoramiento de Acceso a los Mercados Energéticos del Perú.

Para el desarrollo del servicio, se ha recopilado información de diferentes fuentes, tanto oficiales como privadas, siendo las principales fuentes consultadas las siguientes:

- Ministerio de Energía y Minas del Perú
- COES
- OSINERGMIN
- PERUPETRO
- SUNAT
- EIA
- CAN
- CENACE
- CEPLAN
- Secretaria de Energía del MME
- PROINVERSION
- BID

La información recopilada, se ha estructurado y analizado conforme al objetivo y los alcances del servicio, de tal manera de desarrollar a cabalidad lo solicitado por OLADE, presentando dicho desarrollo a continuación.

3. OBJETIVOS

El objetivo del presente informe es realizar un estudio integral de la situación actual y perspectivas del acceso a los mercados energéticos del Perú, el cual incluye los siguientes tópicos:

- a. Diagnóstico y análisis de la matriz energética y su evolución, considerando energías renovables y no renovables
- b. Mapa de comercio energético de Perú, dentro y fuera de la región, actual y potencial
- c. Análisis del marco regulatorio para la importación y exportación de energía, incluyendo acuerdos internacionales existentes y potenciales
- d. Análisis del marco institucional del sector energético haciendo énfasis en el relacionado con el comercio internacional de energía
- e. Inventario de infraestructura existente y en proyecto, para el comercio internacional de energía
- f. Análisis de fuente y mecanismos de financiamiento para el comercio internacional de energía
- g. Coyuntura económica regional y global de precios de los commodities energéticos
- h. Diagnóstico del nivel de integración regional de Perú

4. DIAGNÓSTICO Y ANÁLISIS DE LA MATRIZ ENERGÉTICA

4.1 Matriz Energética del Perú al 2010

Según el último Balance Nacional de Energía del 2010¹ (BNE, 2010) publicado por el Ministerio de Energía y Minas - MEM del Perú, durante el 2010 la producción total de energía primaria en el Perú fue de 839 940 TJ, superior en 23,8% respecto al 2009 donde la producción de energía primaria ascendió a 678 709 TJ. Este incremento se explica en parte por el incremento en la producción de Gas Natural para la exportación, la cual inicia sus operaciones a mediados del 2010 con el envío de Gas Natural Licuefactado a diferentes países.

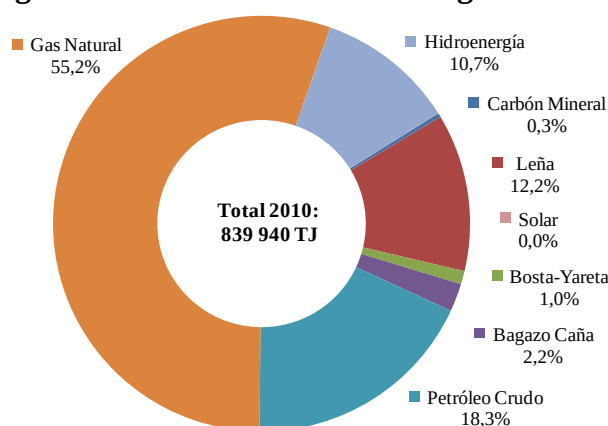
Cuadro N° 4.1. Producción de Energía Primaria - 2010

Fuente Primaria	TJ	Participación
Carbón Mineral	2 693	0,32%
Leña	102 774	12,24%
Bosta-Yareta	8 661	1,03%
Bagazo Caña	18 207	2,17%
Petróleo Crudo	153 633	18,29%
Gas Natural	463 543	55,19%
Hidroenergía	90 190	10,74%
Solar	239	0,03%
TOTAL	839 940	100,00%

Fuente: BNE, 2010

En el 2010, la principal fuente primaria producida fue el Gas Natural, con el 55,2% de participación, seguido del Petróleo Crudo con el 18,3% y de la Leña con el 12,2%. La Hidroenergía se sitúa en cuarto lugar con el 10,7%.

Figura N° 4.1. Producción de Energía Primaria - 2010



Fuente: BNE, 2010

¹ A la fecha, el último Balance Nacional de Energía publicado por el Ministerio de Energía y Minas – MEM del Perú es del 2010

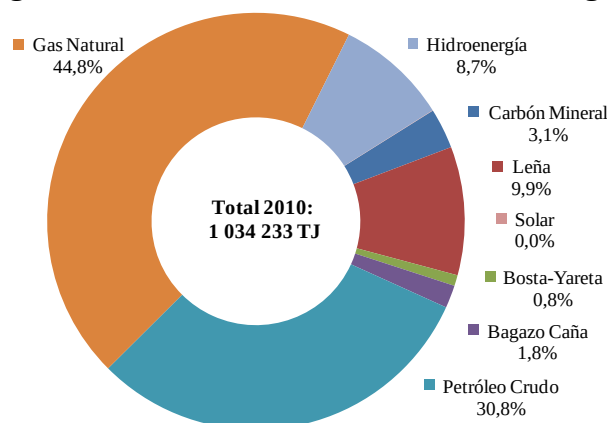
Respecto a la oferta interna bruta de energía primaria durante el 2010, se tiene que esta ascendió a 1 034 233 TJ (BNE, 2010), superior en 18,2% a la oferta bruta del 2009 (874 638 TJ). La principal fuente de la oferta interna bruta de energía primaria es el Gas Natural con el 44,8% de participación, seguido del Petróleo Crudo con el 30,8% y luego se ubica la Leña con el 9,9%. La Hidroenergía se ubica en cuarto lugar con el 8,7%.

Cuadro N° 4.2. Oferta Interna Bruta de Energía Primaria - 2010

Fuente Primaria	TJ	Participación
Carbón Mineral	32 237	3,12%
Leña	102 774	9,94%
Bosta-Yareta	8 661	0,84%
Bagazo Caña	18 207	1,76%
Petróleo Crudo	318 382	30,78%
Gas Natural	463 543	44,82%
Hidroenergía	90 190	8,72%
Solar	239	0,02%
TOTAL	1 034 233	100,00 %

Fuente: BNE, 2010

Figura N° 4.2. Oferta Interna Bruta de Energía Primaria - 2010



Fuente: BNE, 2010

Como se observa, el Petróleo Crudo incrementa su participación del 18,3% en la producción de energía primaria hasta el 30,8% en la oferta interna bruta de energía primaria, lo cual se explica en las importaciones de dicha fuente energética, el cual ascendió a 201 176 JT en el 2010. En el caso del Gas Natural se observa lo contrario, es decir una reducción de la participación, pasando del 55,2% al 44,8%.

La producción de las energías secundarias durante el 2010 (BNE, 2010) ascendió a 1 017 160 TJ, superior en 29,17% a la producción del 2009 de 787 437 TJ.

La principal fuente de energía secundaria producida durante el 2010 fue el Gas Distribuido, con una participación del 31,4%, seguido del Biodiesel B2² con el 17,3% y

² De acuerdo al Decreto Supremo N° 021-2007-EM, a partir del 1 de enero del 2009 es obligatorio el uso de Biodiesel B2, el cual tiene un 2% de Biodiesel puro B100. Asimismo a partir del 1 de enero del 2011 es obligatorio el uso de Biodiesel B5, el cual tiene un 5% de Biodiesel puro B100.

en tercer lugar se ubica la Gasolina con el 13,7%, tal como se detalla en el cuadro y gráfico siguientes.

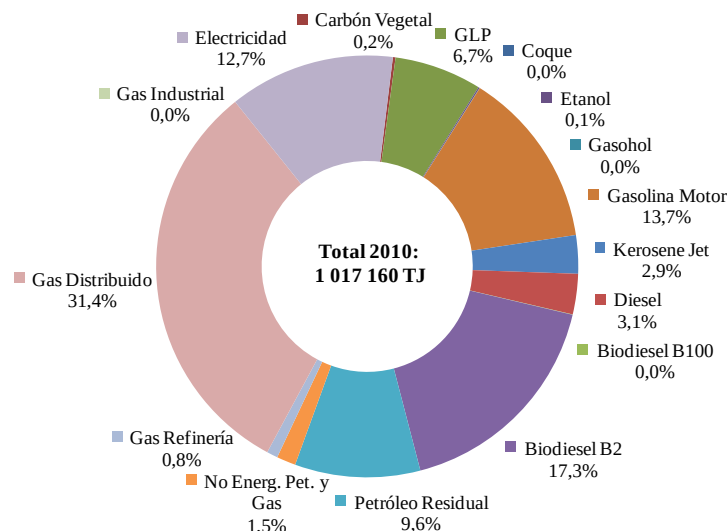
Otras de las energías secundarias de importancia producidas son la Electricidad (12,7%), el Petróleo Residual (9,6%) y el GLP (6,7%).

Cuadro N° 4.3. Producción de Energía Secundaria - 2010

Fuente Secundaria	TJ	Participación
Coque	-	0,00%
Carbón Vegetal	2 097	0,21%
GLP	68 044	6,69%
Etanol	998	0,10%
Gasohol	236	0,02%
Gasolina Motor	138 919	13,66%
Kerosene Jet	29 912	2,94%
Diesel	31 505	3,10%
Biodiesel B100	277	0,03%
Biodiesel B2	175 577	17,26%
Petróleo Residual	97 666	9,60%
No Energ. Pet. y Gas	14 872	1,46%
Gas Refinería	8 576	0,84%
Gas Distribuido	319 276	31,39%
Gas Industrial	-	0,00%
Electricidad	129 205	12,70%
TOTAL	1 017 160	100,00%

Fuente: BNE, 2010

Figura N° 4.3. Producción de Energía Secundaria - 2010



Fuente: BNE, 2010

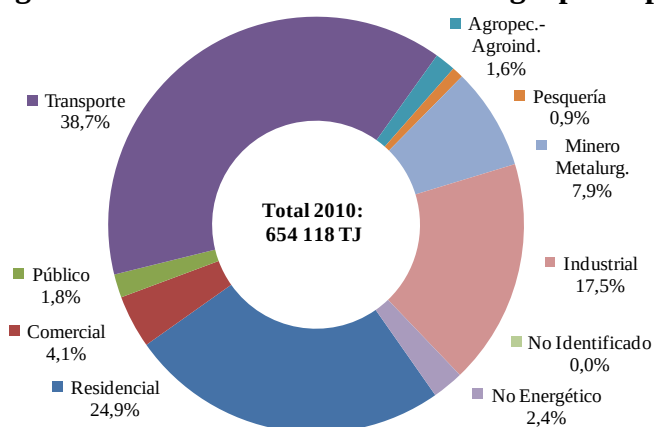
De acuerdo al BNE del 2010, el principal tipo de uso del consumo final de energía es en Transportes con el 38,7% de participación, seguido del Residencial con el 24,9%. En tercer lugar se ubica el uso Industrial con el 17,5% de participación. Asimismo, la principal fuente energética de consumo final es Biodiesel B2 (26,8%), que viene a ser el diesel con 2% de componente de Biodiesel puro.

Cuadro N° 4.4. Consumo Final de Energía por Fuente y Tipo de Uso – 2010, TJ

Fuente Energética	Residencial	Comercial	Público	Transporte	Agropec.- Agroind.	Pesquería	Minero Metalurg.	Industrial	No Energético	TOTAL
Carbón Mineral	-	-	-	-	747	-	2 443	22 486	-	25 676
Leña	97 338	37	-	-	152	-	-	4	-	97 531
Bosta Yareta	8 661	-	-	-	-	-	-	-	-	8 661
Bagazo	-	-	-	-	6 246	-	-	-	2 267	8 513
Solar	130	105	3	-	1	-	-	-	-	239
Coque	-	-	-	-	-	-	-	1 811	-	1 811
Carbón Vegetal	1 970	126	-	-	-	-	-	1	-	2 097
GLP	27 011	2 683	71	10 993	19	40	1 025	10 857	-	52 699
Gasohol	-	1	1 017	7 154	110	4	12	99	-	8 397
Gasolina	-	8	5 869	41 279	633	21	68	570	-	48 448
Kerosene JET	278	20	1 752	27 340	4	74	594	206	-	30 268
Diesel	-	20	97	8 673	35	131	870	827	-	10 653
DB2	-	337	1 595	142 508	575	2 146	14 293	13 594	-	175 048
Residual	-	2	1	17	8	2 275	127	6 764	-	9 194
Petr. Gas No Energ.	-	-	-	-	-	-	-	-	13 659	13 659
Gas Distribuido	257	2 105	-	15 356	-	322	3 499	25 992	-	47 531
Electricidad	27 377	21 554	1 514	-	1 995	815	28 853	31 585	-	113 693
TOTAL	163 022	26 998	11 919	253 320	10 525	5 828	51 784	114 796	15 926	654 118

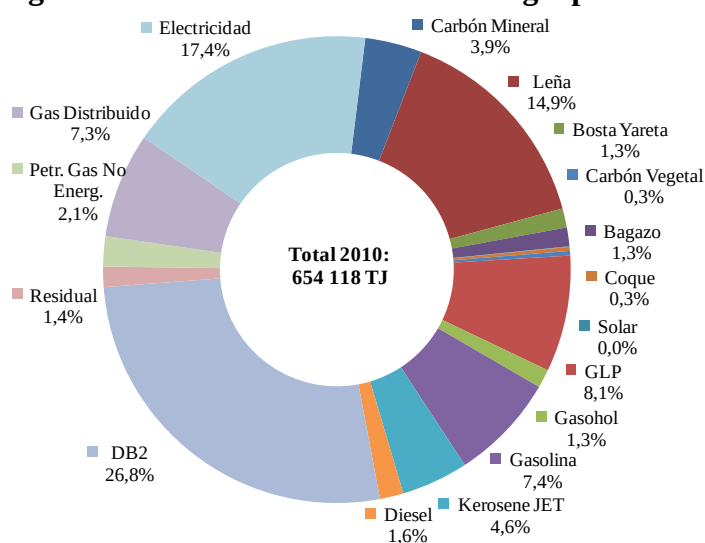
Fuente: BNE, 2010

Figura N° 4.4. Consumo Final de Energía por Tipo de Uso - 2010



Fuente: BNE, 2010

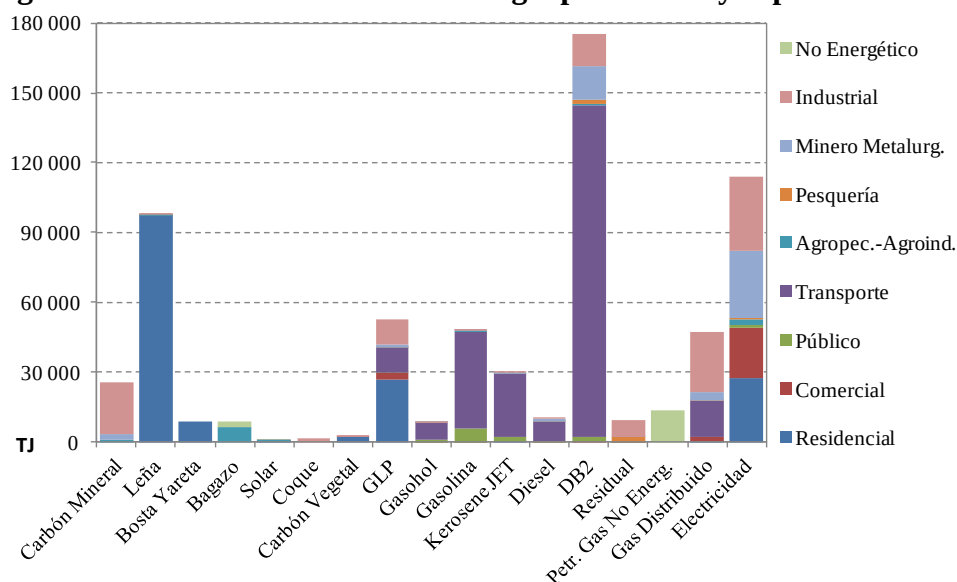
Figura N° 4.5. Consumo Final de Energía por Fuente - 2010



Fuente: BNE, 2010

El segundo energético de mayor consumo final es la Electricidad (17,4%) y el tercero es la Leña (14,9%). Por otro lado, en el sector Transporte el combustible Biodiesel B2 es la principal fuente de consumo energético final con un total de 142 508 TJ, seguido por la Leña en el sector Residencial con 97 338 TJ.

Figura N° 4.6. Consumo Final de Energía por Fuente y Tipo de Uso - 2010



Fuente: BNE, 2010

En el caso particular del Kerosene, su consumo fue prohibido a partir del 2009 mediante el Decreto Supremo N° 045-2009-EM, pero mediante el Decreto Supremo N° 026-2010 se amplió su consumo hasta el 30 de setiembre del 2010 en 9 regiones del Perú, por ello se tiene una baja demanda durante el 2010 de dicho combustible en el sector Residencial y Comercial, mientras que el JET es el combustible usado en los aviones, y tal como se observa en la figura precedente, se tiene una demanda considerable del JET en el sector Transporte.

Respecto a las reservas probadas de energía primaria comercial al 2010 (BNE, 2010), estas ascendieron a 26,9 millones de TJ, siendo el principal componente el Gas Natural con el 45,5% de participación, seguido de la Hidroenergía con el 22,2%. En tercer lugar ubica los Líquidos del Gas Natural con el 13%, mientras que el Petróleo Crudo solo tiene una participación del 12,5% de las reservas probadas.

Cuadro N° 4.5. Reservas Probadas de Energía Primaria Comercial - 2010

Fuente Primaria	TJ	Participación
Gas Natural	12 200 745	45,4%
Hidroenergía	5 965 666	22,2%
Líquidos de Gas Natural	3 482 463	13,0%
Petróleo Crudo	3 370 332	12,5%
Carbón Mineral	1 115 007	4,1%
Uranio	744 981	2,8%
TOTAL	26 879 194	100,0%

Fuente: BNE, 2010

En el caso de la Hidroenergía, esta fuente es renovable y no es agotable como las otras, pero se incluye en el cuadro de reservas conforme lo hace el MEM en el BNE 2010. Las “reservas” de esta fuente renovable de energía se miden considerando la energía media anual a producirse durante 50 años en las centrales eléctricas instaladas, en construcción y en proyecto. Las reservas probadas hidroenergéticas se definen como la energía promedio producible en un año en las centrales hidroeléctricas que actualmente se encuentran en operación, en construcción, en proyecto y las que tengan estudios de factibilidad y definitivos. Las reservas probadas de hidroenergía totalizan $1,3 \times 10^6$ GWh y está basado en la Evaluación del Potencial Hidroeléctrico Nacional, realizado con el apoyo de la Sociedad Alemana de Cooperación Técnica (GTZ), el Banco Internacional de Reconstrucción y Fomento (BIRF) y el Consorcio Lahmeyer - Salzgitter (LIS) en el año 1978; dado que hasta la fecha no se ha realizado otro similar.

4.1.1 Participación de las Energías Renovables

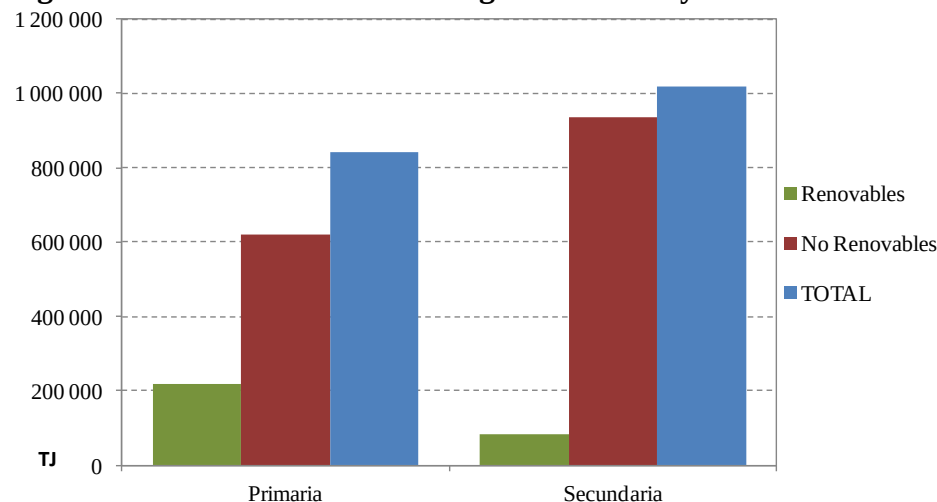
En el caso de las energías renovables, se tiene que la producción de energía primaria renovable ascendió a 220 071 TJ durante el 2010 (BNE, 2010), lo cual representa el 26,2% del total producido. Respecto a la producción de las energías secundarias, estas sumaron un total de 81 822 TJ, que representa el 8% del total de producido.

Cuadro N° 4.6. Producción de Energía Renovable y No Renovable – 2010, TJ

Tipo de Energía	Primaria	Secundaria
Renovables	220 071	81 822
No Renovables	619 869	935 338
TOTAL	839 940	1 017 160

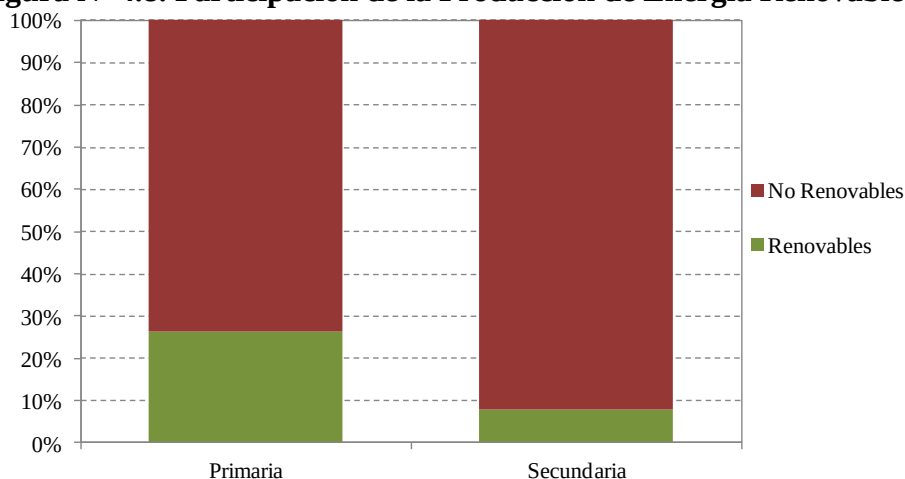
Fuente: BNE, 2010

Figura N° 4.7. Producción de Energía Renovable y No Renovable - 2010



Fuente: BNE, 2010

Figura N° 4.8. Participación de la Producción de Energía Renovable - 2010



Fuente: BNE, 2010

Las energías primarias renovables están compuestas de cinco tipos de fuentes que se detallan en el cuadro siguiente, donde se observa que la principal primaria fuente renovable es la Leña con un total de 102 774 TJ producidos durante el 2010 (BNE, 2010), lo que representa una participación del 46,7% de las energías renovables primarias. En segundo lugar se ubica la Hidroenergía con 90 190 TJ (41%).

Cuadro N° 4.7. Producción de Energía Renovable Primaria - 2010

Fuente Renovable	TJ	Participación
Leña	102 774	46,70%
Bosta-Yareta	8 661	3,94%
Bagazo Caña	18 207	8,27%
Hidroenergía	90 190	40,98%
Solar	239	0,11%
TOTAL	220 071	100,00 %

Fuente: BNE, 2010

La producción de energía secundaria renovable durante el 2010 ascendió a 81 822 TJ, que representa el 8% de la producción total de energía secundaria. En este caso, la principal fuente energética es la Electricidad, con el 91,6% de participación. En dicho caso, para la estimación del componente renovable de la Electricidad se ha considerado que el 58% (COES, 2010) de la energía eléctrica generada a nivel nacional corresponde a fuentes renovables (centrales hidroeléctricas y de biomasa).

Cuadro N° 4.8. Producción de Energía Renovable Secundaria - 2010

Fuente Renovable	TJ	Participación
Carbón Vegetal	2 097	2,56%
Etanol	998	1,22%
Biodiesel B100	277	0,34%
Diesel B2	3 512	4,29%
Electricidad	74 939	91,59%
TOTAL	81 822	100,00 %

Fuente: BNE, 2010

4.1.2 Participación de las Importaciones y Exportaciones

Las importaciones de energía primaria durante el 2010 ascendieron a 228 853 TJ (BNE, 2010), mientras que las exportaciones fueron de 43 157 TJ, por lo que el saldo es negativo (importaciones superiores a exportaciones) y asciende a 185 696 TJ, tal como se detalla en el cuadro siguiente.

Cuadro N° 4.9. Importaciones y Exportaciones de Energía Primaria – 2010, TJ

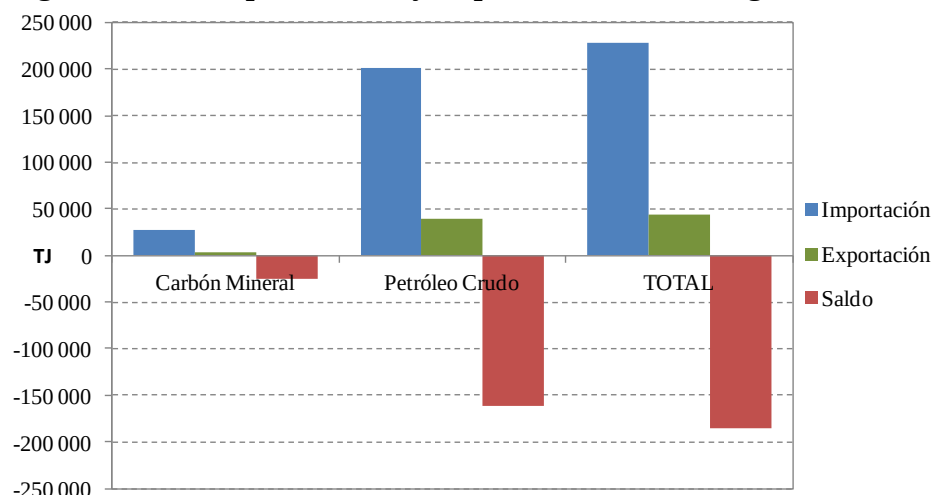
Fuente Primaria	Importación	Exportación	Saldo
Carbón Mineral	27 677	3 137	-24 540
Petróleo Crudo	201 176	40 020	-161 156
TOTAL	228 853	43 157	-185 696

Fuente: BNE, 2010

La principal fuente de importación es el Petróleo Crudo, con el 87,9% de participación, mientras que en las exportaciones, el Petróleo Crudo representa el 92,7% del total. El Petróleo Crudo importado es principalmente del tipo petróleo ligero dulce, para la refinación y la obtención de Diesel de bajo contenido de azufre. En el caso de la exportación, el tipo principal es petróleo pesado que es lo que se produce localmente.

En el caso del Carbón Mineral, este representa el 12,1% de las importaciones y el 7,3% de las exportaciones, siendo principalmente del tipo Bituminoso las importaciones y provenientes de Colombia y del tipo Antracita las exportaciones que van principalmente a Venezuela.

Figura N° 4.9. Importaciones y Exportaciones de Energía Primaria - 2010



Fuente: BNE, 2010

Las importaciones de energía secundaria ascendieron a 83 463 TJ durante el 2010 (BNE, 2010), siendo la principal fuente los derivados del petróleo con el 94,2% de participación y dentro de esta categoría, la principal fuente de importación fue el Diesel.

Cuadro N° 4.10. Importaciones y Exportaciones de Energía Secundaria – 2010, TJ

Fuente Primaria	Importación	Exportación	Saldo
Coque	1 662	-	-1 662
Carbón Vegetal	17	1	-16
Derivados Petróleo	78 583	297 725	219 142
Biodiesel B100	3 201	-	-3 201
Gas Distribuido	-	89 159	89 159
Electricidad	-	403	403
TOTAL	83 463	387 288	303 825

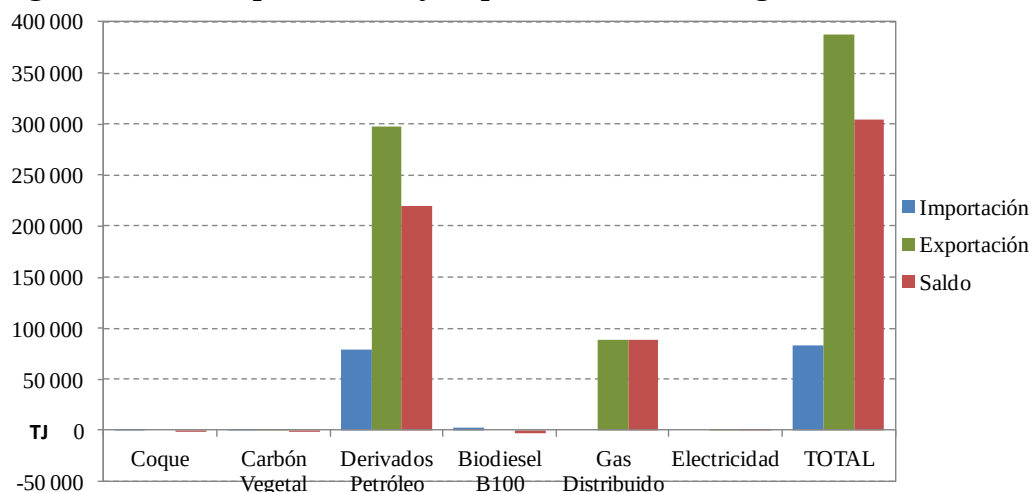
Fuente: BNE, 2010

Las exportaciones de energía secundaria ascendieron a 387 288 TJ, de los cuales los principales energéticos fueron los derivados de petróleo con el 76,9% de participación y dentro de estos la Gasolina, los Residuales, el GLP y el Kerosene fueron los de mayor participación. El segundo energético secundario de mayor exportación fue el Gas Distribuido con un 23% de participación, el cual es básicamente la exportación de Gas Natural Licuefactado que se inicia en Junio del 2010.

Otras fuentes de energía secundaria como la Electricidad también se exportaron, pero en mucha menor medida, en este caso la exportación ascendió a 403 TJ y se realizó al país vecino de Ecuador mediante la línea de interconexión L-2280 en 230kV que va desde la subestación peruana Zorritos hasta la subestación ecuatoriana Machala. En el 2010 no se han registrado importaciones de electricidad desde Ecuador.

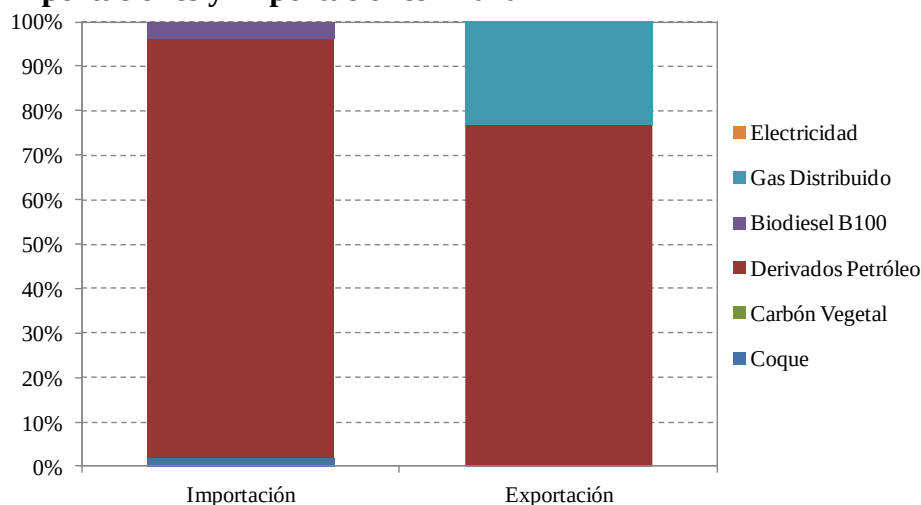
El saldo de las importaciones y exportaciones es positivo y ascendiente a 303 825 TJ, principalmente sustentado por las altas exportaciones de Gasolina, Kerosenes, GLP, Gas Distribuido y Residuales.

Figura N° 4.10. Importaciones y Exportaciones de Energía Secundaria - 2010



Fuente: BNE, 2010

Figura N° 4.11. Participación de las Fuentes de Energía Secundaria en las Importaciones y Exportaciones - 2010



Fuente: BNE, 2010

4.2 Evolución de la Matriz Energética del 2001 al 2010

Desde el 2001 hasta el 2010, la producción de energía primaria se ha incrementado un total del 88,7%, es decir se tiene una media anual del 7,3%, pasando desde 445 035 TJ en el 2001 hasta los 839 940 TJ en el 2010 (BNE, 2010).

Durante el lapso del 2001 al 2010 se observa dos periodos donde se han tenido crecimientos significativos de la producción de energía primaria, estos son los años 2004-2005 y el 2010, en el primer caso se observa un crecimiento acumulado del 33,1% (13,1% en el 2004 y 20% en el 2005), mientras que en el 2010 el crecimiento fue de 23,8%. En el resto de años se observa crecimientos modestos.

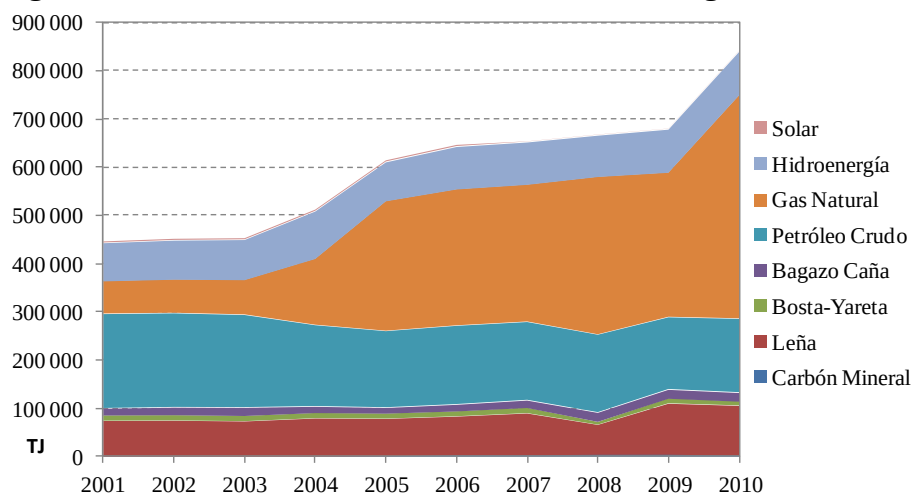
Durante el 2001, la principal fuente primaria producida fue Petróleo Crudo con el 44,2% de participación seguido en segundo lugar por la Hidroenergía con el 17,8%, pero durante el 2010 la principal fuente primaria fue el Gas Natural con el 55,2% seguido del Petróleo Crudo con el 18,3% en segundo lugar.

Cuadro N° 4.11. Evolución de la Producción de Energía Primaria, TJ

Año	Carbón Mineral	Leña	Bosta-Yareta	Bagazo Caña	Petróleo Crudo	Gas Natural	Hidroenergía	Solar	TOTAL	Variación
2001	552	73 613	10 782	14 254	196 843	67 514	79 228	2 249	445 035	
2002	647	74 100	10 752	15 948	196 085	69 470	81 141	2 283	450 426	1,2%
2003	459	72 758	10 719	17 095	193 075	71 957	83 361	2 317	451 741	0,3%
2004	652	78 712	10 682	13 294	169 338	137 316	98 532	2 351	510 877	13,1%
2005	1 249	77 227	10 368	11 929	159 479	269 440	80 857	2 323	612 872	20,0%
2006	3 136	80 132	10 243	13 958	163 958	282 883	88 131	2 337	644 778	5,2%
2007	3 270	86 455	11 047	15 629	162 986	284 572	87 926	295	652 180	1,1%
2008	4 146	61 957	5 549	18 870	162 295	327 376	85 818	302	666 313	2,2%
2009	4 259	105 677	10 299	18 823	150 133	299 781	89 523	214	678 709	1,9%
2010	2 693	102 774	8 661	18 207	153 633	463 543	90 190	239	839 940	23,8%

Fuente: BNE, 2010

Figura N° 4.12. Evolución de la Producción de Energía Primaria



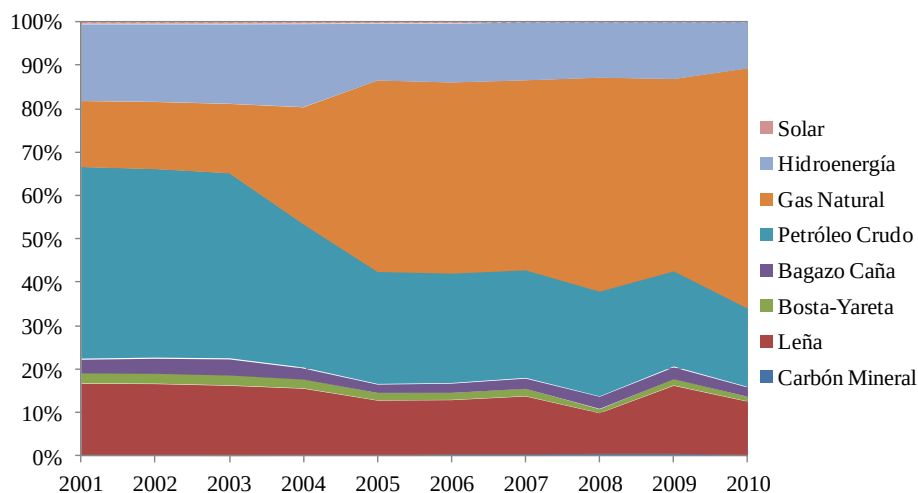
Fuente: BNE, 2010

Como se observa, en los últimos 10 años se ha producido un cambio notable en la matriz energética del Perú, en donde el Gas Natural ha tomado preponderancia a partir del 2004, año en que se inicia las operaciones del proyecto de Gas de Camisea, así el Gas Natural ha presentado un crecimiento en el periodo 2001-2010 del 586,6%, con una tasa media anual del 23,9%, mientras que la producción del Petróleo Crudo se ha contraído un 22% a una tasa media anual de -2,7%.

La Hidroenergía ha presentado un crecimiento acumulado de solo el 13,8% durante el periodo 2001-2010, con una media anual de 1,5%, pasando de una participación del 17,8% en el 2001 (segunda fuente primaria mas producida en el 2001) al 10,7% en el 2010 (cuarto fuente primaria más producida).

Otra fuente renovable de importancia, la Leña, presenta un crecimiento acumulado del 39,6% en el periodo 2001-2010, con una tasa media anual del 3,8%, mientras que su participación se reduce del 16,5% al 12,2% en dicho periodo.

Figura N° 4.13. Evolución de la Participación de la Producción de Energía Primaria



Fuente: BNE, 2010

La oferta interna bruta de energía primaria durante el periodo 2001 al 2010 aumento un 87,9% a una tasa media anual del 7,3%, pasando de 550 280 TJ en el 2001 a 1 034 233 TJ en el 2010 (BNE, 2010).

En el 2001, la principal fuente de la oferta interna bruta fue el Petróleo Crudo con el 58,6% de participación, mientras que el 2010, dicha participación se redujo al 30,8%, asimismo, se observa una reducción del 1,3% en la oferta del Petróleo Crudo en el periodo 2001-2010, pasando de 322 671 TJ a 318 382 TJ respectivamente.

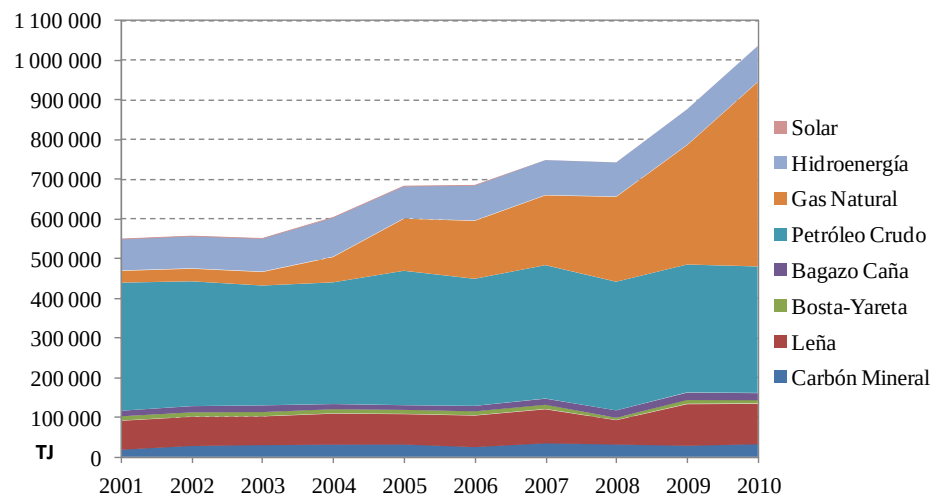
El Gas Natural por el contrario, presenta un incremento significativo en la participación de la oferta interna bruta de energía primaria, pasando del 5,3% en el 2001 al 44,8% en el 2010, presentando un crecimiento acumulado de 1482,4% con una media anual de crecimiento del 35,9%, pasando de ser el cuarto energético en el 2001 a ser el principal energético ofertado en el 2010.

Cuadro N° 4.12. Evolución de la Oferta Interna Bruta de Energía Primaria, TJ

Año	Carbón Mineral	Leña	Bosta-Yareta	Bagazo Caña	Petróleo Crudo	Gas Natural	Hidroenergía	Solar	Total	Variación
2001	18 190	73 613	10 782	14 254	322 671	29 293	79 228	2 249	550 280	
2002	27 772	74 100	10 752	15 948	314 303	31 388	81 141	2 283	557 687	1,3%
2003	29 975	72 758	10 719	17 095	301 730	33 707	83 361	2 317	551 662	-1,1%
2004	31 236	78 712	10 682	13 294	306 273	63 367	98 532	2 351	604 447	9,6%
2005	31 452	77 227	10 368	11 929	338 387	130 663	80 857	2 323	683 206	13,0%
2006	24 904	80 132	10 243	13 958	319 917	145 489	88 131	2 337	685 111	0,3%
2007	34 557	86 455	11 047	15 629	335 892	175 161	87 926	295	746 962	9,0%
2008	31 413	61 957	5 549	18 870	323 982	213 234	85 818	302	741 125	-0,8%
2009	28 270	105 677	10 299	18 823	322 051	299 781	89 523	214	874 638	18,0%
2010	32 237	102 774	8 661	18 207	318 382	463 543	90 190	239	1 034 233	18,2%

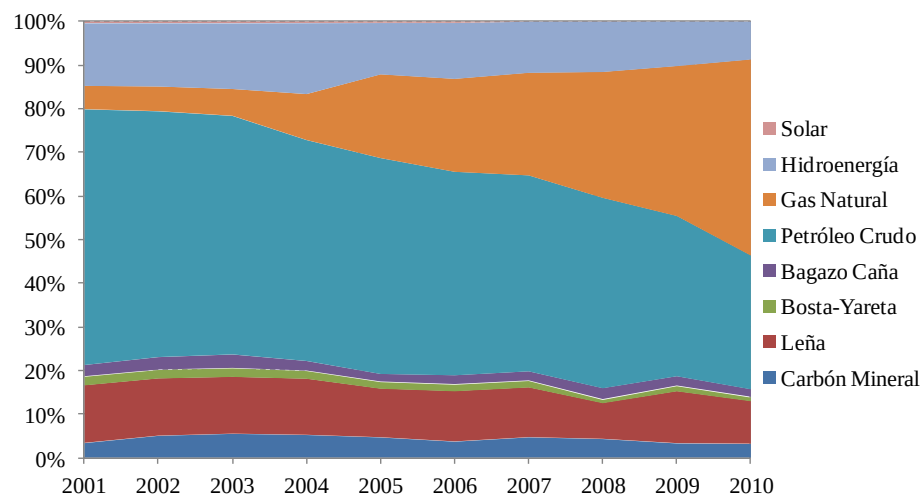
Fuente: BNE, 2010

Figura N° 4.14. Evolución de la Oferta Interna Bruta de Energía Primaria



Fuente: BNE, 2010

Figura N° 4.15. Evolución de la Participación de la Oferta Interna Bruta de Energía Primaria



Fuente: BNE, 2010

Otros energéticos importantes como la Hidroenergía y la Leña también presentan reducciones en la participación, pasando de 14,4% y 13,4% en el 2001 respectivamente, a 8,7% y 9,9% en el 2010 respectivamente, observándose un menor crecimiento en la Hidroenergía (1,5% de crecimiento medio anual) en comparación con la Leña (3,8% de crecimiento medio anual).

El crecimiento total de la producción de energía secundaria bruta durante el periodo 2001-2010 fue de 129,8% con una media anual del 9,7% (BNE, 2010). En dicho lapso se observa dos periodos de alto crecimiento, el 2004-2005 cuya tasa acumulada fue del 23,6% y el 2007-2010 con una tasa de crecimiento acumulada del 60,4% (10,2% en el 2007, 7,6% en el 2008, 13,3% en el 2009 y 29,2% en el 2010), siendo la mayor tasa del 2010 debido al incremento significativo de la producción de Gas Distribuido para la exportación de LNG y para satisfacer la demanda de gas natural en los sectores Industrial y Transportes.

A nivel de producción de energía secundaria bruta por fuentes energéticas se observa que durante el 2001 la principal fuente secundaria producida fue el Petróleo Residual con un participación del 29,7%, seguido del Diesel con 17,8% y en tercer lugar se ubicó la Electricidad con el 16,9%.

Durante el 2010 se observa un cambio significativo en la producción de energía secundaria bruta, donde el Gas Natural Distribuido ocupa el primer lugar con el 31,4% de participación, seguido del Biodiesel B2 (Diesel con 2% de componente de Biodiesel B100) con el 17,3% y en tercer lugar se ubica la Gasolina con el 13,7%; desplazando este último a la Electricidad al cuarto lugar con el 12,7%.

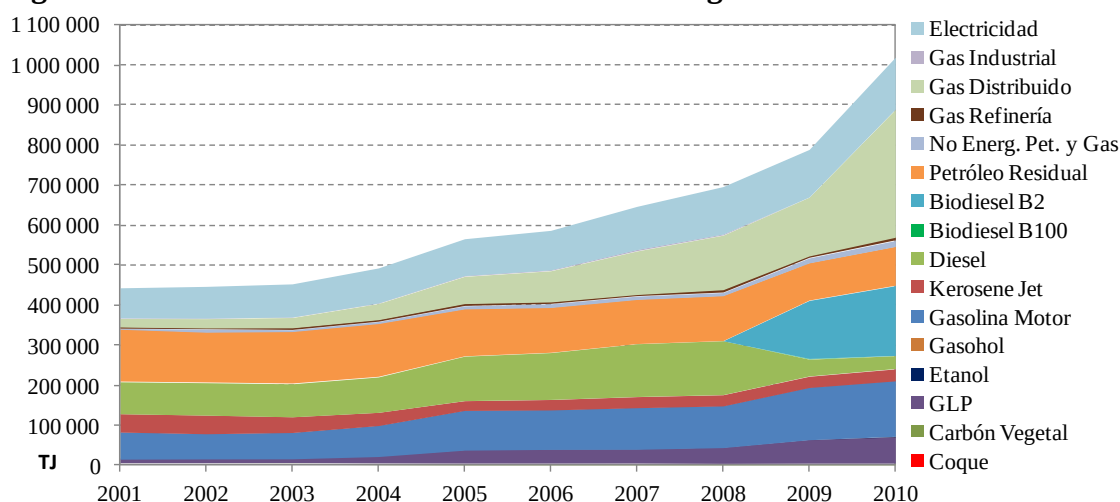
Del cuadro siguiente se observa que el Biodiesel B2 es producido a partir del 2009, año en que se obliga a que el Diesel tenga un componente del 2% de Biodiesel B100 (Biodiesel puro), por lo cual la producción del Diesel se reduce notablemente y aparece la producción de Biodiesel B2 en reemplazo del Diesel.

Cuadro N° 4.13. Evolución de la Producción de Energía Secundaria Bruta, TJ

Año	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010
Coque	808	848	1 176	452	-	-	-	-	-	-
Carbón Vegetal	2 366	2 351	2 323	2 285	2 281	2 255	2 370	1 472	2 008	2 097
GLP	11 711	12 251	12 182	18 629	34 898	36 730	36 887	41 977	60 968	68 044
Etanol	-	-	-	-	-	-	-	-	-	998
Gasohol	-	-	-	-	-	-	-	-	-	236
Gasolina Motor	67 736	62 990	65 857	77 519	99 406	98 831	104 150	104 382	130 820	138 919
Kerosene Jet	45 896	46 599	39 346	33 035	24 380	26 066	27 637	27 940	28 057	29 912
Diesel	78 827	80 122	81 595	87 431	109 668	115 596	130 260	133 087	41 397	31 505
Biodiesel B100	-	-	-	-	-	-	-	-	1 078	277
Biodiesel B2	-	-	-	-	-	-	-	-	146 085	175 577
Petróleo Residual	131 348	126 115	130 421	133 588	118 796	113 452	111 774	113 452	93 895	97 666
No Energ. Pet. y Gas	1 812	8 032	4 604	4 997	7 627	9 276	8 342	8 038	12 322	14 872
Gas Refinería	4 252	2 959	5 179	5 113	6 090	5 074	4 391	7 479	5 488	8 576
Gas Distribuido	21 294	23 324	25 802	40 321	68 008	77 826	108 711	136 135	146 776	319 276
Gas Industrial	1 739	1 435	1 382	1 415	1 885	2 117	3 230	2 448	-	-
Electricidad	74 792	79 098	82 494	87 318	91 790	98 483	107 742	118 393	118 543	129 205
TOTAL	442 581	446 124	452 361	492 103	564 829	585 706	645 494	694 803	787 437	1 017 160

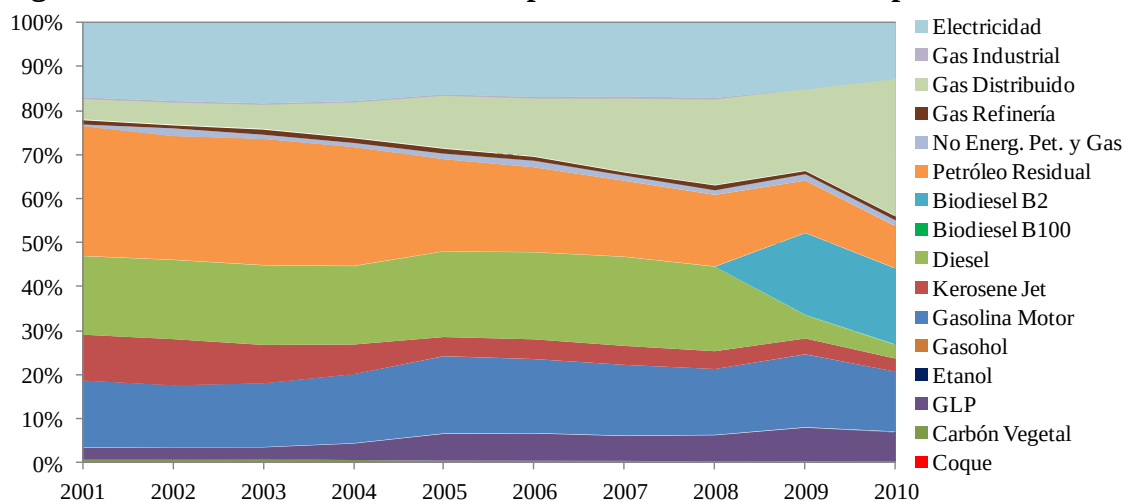
Fuente: BNE, 2010

Figura N° 4.16. Evolución de la Producción de Energía Secundaria Bruta



Fuente: BNE, 2010

Figura N° 4.17. Evolución de la Participación del Consumo Final por Fuente



Fuente: BNE, 2010

Asimismo, se observa un incremento significativo de la producción de Gas Distribuido durante el 2010, ello se debe fundamentalmente a las exportaciones de gas natural licuefactado – LNG que se inicia en junio del 2010.

El crecimiento total del consumo final durante el periodo 2001-2010 fue del 46,4% con una media anual del 4,3% (BNE, 2010). En dicho lapso se observa dos periodos de alto crecimiento, el 2004 cuya tasa fue del 7,8% y el 2009-2010 con una tasa de crecimiento del 21,1% (13% en el 2009 y 8,1% en el 2010). Asimismo, se observa una contracción en la demanda final durante el 2005 del 3,7%

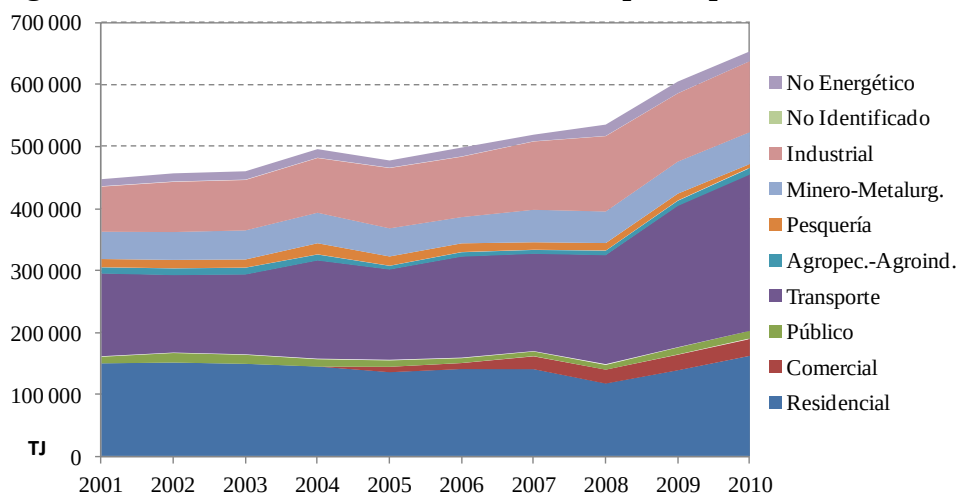
Cuadro N° 4.14. Evolución del Consumo Final por Tipo de Uso, TJ

Tipo de Uso	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010
Residencial	150 825	152 031	150 041	145 671	136 635	141 683	141 446	118 332	139 670	163 022
Comercial	-	-	-	-	8 782	9 733	20 746	22 569	25 149	26 998
Público	10 292	14 982	14 148	11 555	9 999	7 466	7 158	7 448	10 836	11 919
Transporte	133 841	125 425	129 192	158 862	146 046	163 450	157 616	176 301	228 789	253 320
Agropec.-Agroind.	10 119	10 934	11 110	9 783	6 073	7 221	6 324	7 447	8 387	10 525
Pesquería	13 228	13 595	13 093	17 888	14 941	14 074	12 061	11 985	10 978	5 828
Minero-Metalurg.	44 292	45 135	47 116	49 475	45 558	42 533	52 633	51 137	51 891	51 784
Industrial	72 864	80 998	81 461	88 392	97 409	97 574	110 336	121 760	110 398	114 796
No Identificado	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
No Energético	11 349	13 178	13 500	13 906	11 731	14 388	10 665	18 353	18 997	15 926
TOTAL	446 810	456 278	459 661	495 532	477 174	498 122	518 985	535 332	605 095	654 118

Fuente: BNE, 2010

El principal uso final de la energía durante el 2001 fue el Residencial con una participación del 33,8% del consumo final total (BNE, 2010), seguido del uso en Transportes (30%) y el Industrial (16,3%); mientras que en el 2010, el principal uso fue en Transportes con el 38,7% de participación, en segundo lugar se ubicó el uso Residencial con el 24,9% y en tercer lugar el uso Industrial con el 17,5%.

Figura N° 4.18. Evolución del Consumo Final por Tipo de Uso



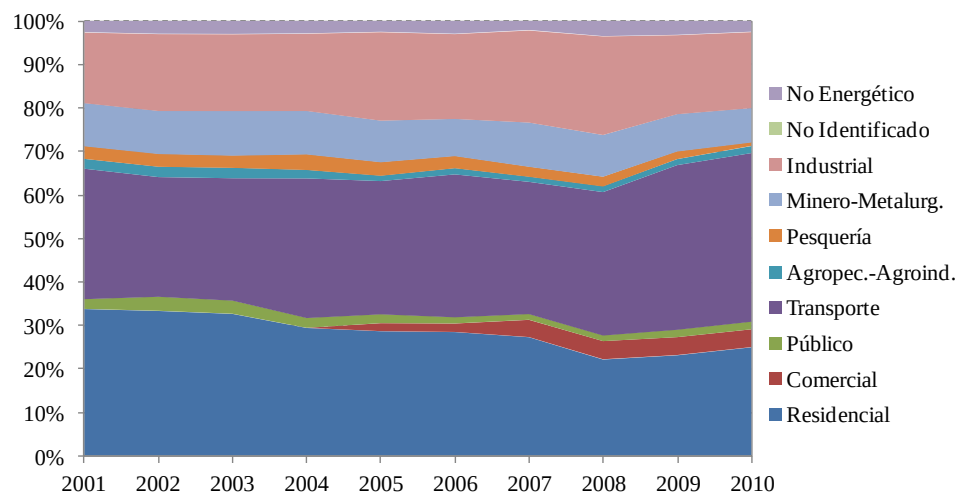
Fuente: BNE, 2010

En el caso del uso en Transportes, se observa un crecimiento acumulado del 89,3% durante el periodo 2001-2010, con una tasa media anual del 7,3%, mientras que el uso Residencial solo creció 8,1% a una tasa media anual del 0,9% en el mismo periodo, esto último debido principalmente a que durante el periodo 2001 al 2004, el uso Comercial se consideró dentro del uso Residencial, pero a partir del 2005 estos tipos de uso fueron contabilizados por separado en el Balance de Energía Anual, por lo cual el crecimiento real del en Residencial es mayor si no consideramos el uso Comercial.

Otro uso que presenta un alto crecimiento es el Industrial, con una tasa de crecimiento acumulada del 57,5% y una tasa media anual del 5,2%, ubicándose en tercer lugar durante todo el periodo de análisis.

El resto de usos no presentan crecimiento considerables, por el contrario, en algunos casos se observan contracciones de la demanda o comportamientos cíclicos, tal es el caso de Pesquería, Agropecuaria Agroindustrial y Minero Metalúrgico.

Figura N° 4.19. Evolución de la Participación del Consumo Final por Tipo de Uso



Fuente: BNE, 2010

4.2.1 Evolución de la Participación de las Energías Renovables

La producción de energías renovables primarias (Leña, Bosta y Yareta, Bagazo de Caña, Hidroenergía y Solar) durante el 2001 ascendió a 180 126 TJ, lo que representó el 40,5% del total producido; mientras que durante el 2010 la producción fue de 220 071 TJ, representando el 26, 2% del total producido, con lo cual se ha experimentado un descenso significativo de la participación de las energías renovables en la producción primaria de energía.

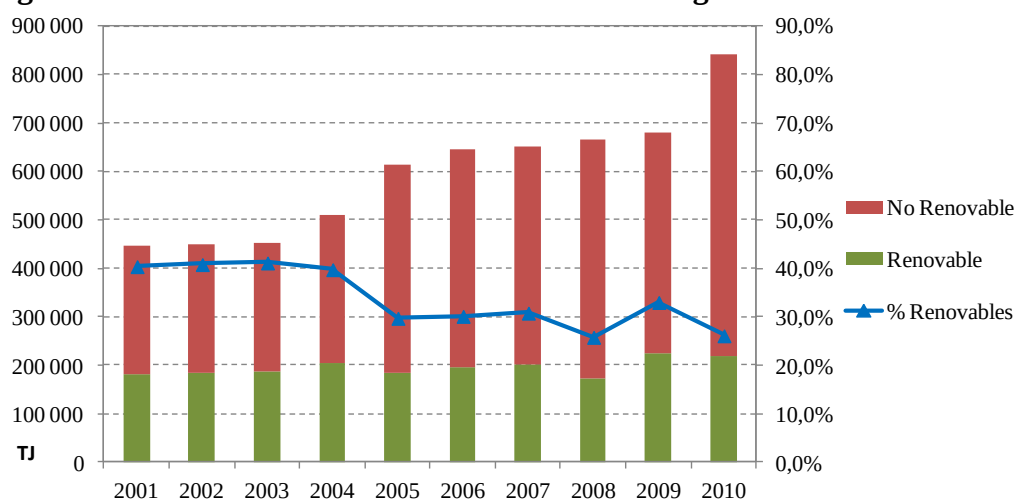
La participación de las energías renovable ha presentado un leve incremento durante el periodo 2001 al 2003 desde el 40,5% hasta el 41,2%, para luego reducirse hasta el 26,2% en el 2010, siendo notoria la reducción durante el 2005 debido principalmente al ingreso de la producción del Gas de Camisea, lo cual incremento la participación de las energías no renovables.

Cuadro N° 4.15. Evolución de la Producción de Energía Primaria Renovable, TJ

Año	Renovable	No Renovable	TOTAL	% Renovables
2001	180 126	264 909	445 035	40,5%
2002	184 224	266 202	450 426	40,9%
2003	186 250	265 491	451 741	41,2%
2004	203 571	307 306	510 877	39,8%
2005	182 704	430 168	612 872	29,8%
2006	194 801	449 977	644 778	30,2%
2007	201 352	450 828	652 180	30,9%
2008	172 496	493 817	666 313	25,9%
2009	224 536	454 173	678 709	33,1%
2010	220 071	619 869	839 940	26,2%

Fuente: BNE, 2010

Figura N° 4.20. Evolución de la Producción de Energía Primaria Renovable



Fuente: BNE, 2010

En la oferta interna bruta de energía primaria se observa un patrón similar al de la producción, con la diferencia que la participación es menor durante el todo el periodo debido a las importaciones de Petróleo Crudo. También se observa la reducción significativa durante el 2005 y el 2010, debido en el primer caso a la producción del Gas de Camisea y en el segundo caso a las exportaciones de LNG.

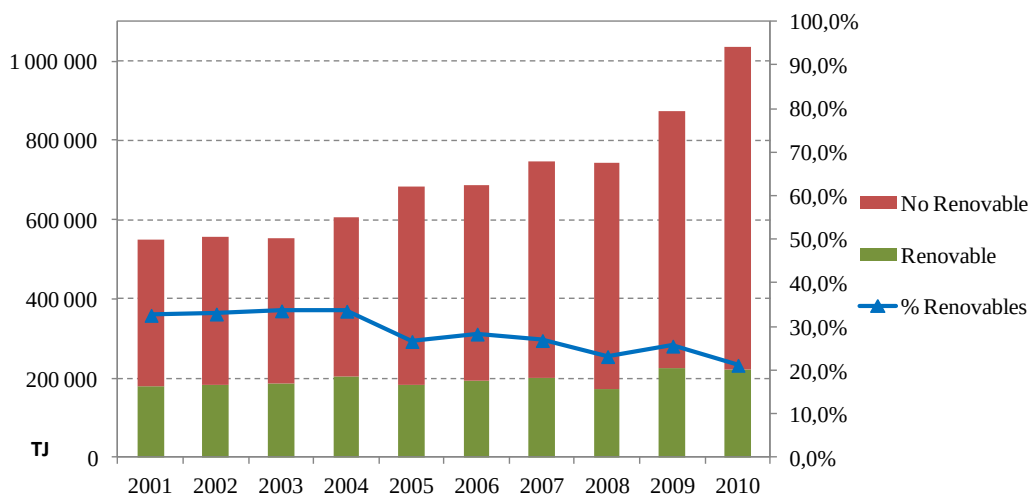
Cuadro N° 4.16. Evolución de la Oferta Interna Bruta de Energía Primaria Renovable

Año	Renovable	No Renovable	Total	% Renovables
2001	180 126	370 154	550 280	32,7%
2002	184 224	373 463	557 687	33,0%
2003	186 250	365 412	551 662	33,8%
2004	203 571	400 876	604 447	33,7%
2005	182 704	500 502	683 206	26,7%
2006	194 801	490 310	685 111	28,4%
2007	201 352	545 610	746 962	27,0%
2008	172 496	568 629	741 125	23,3%
2009	224 536	650 102	874 638	25,7%
2010	220 071	814 162	1 034 233	21,3%

Fuente: BNE, 2010

Dentro del componente de energías renovables, se tiene a la Leña como la principal fuente energética, representando el 46,7% del total, seguido de la Hidroenergía con el 41% durante el 2010.

Figura N° 4.21. Evolución de la Oferta Interna Bruta de Energía Primaria Renovable



Fuente: BNE, 2010

4.2.2 Evolución de la Participación de las Importaciones y Exportaciones

A.- Petróleo Crudo

Dentro de las energías primarias, la principal fuente que se importe y exporta en el Perú es el Petróleo Crudo, así las importaciones se han elevado un 28,4% desde el 2001 hasta el 2010, pasando de 156 665 TJ en el 2001 hasta los 201 176 TJ en el 2010 (BNE, 2010), observándose un pico de importaciones el 2007, año en que estas ascendieron a 233 011 TJ. El tipo principal de Petróleo Crudo importado es el liviano dulce, es decir de bajo contenido de azufre, debido a que el petróleo local es pesado y de baja calidad.

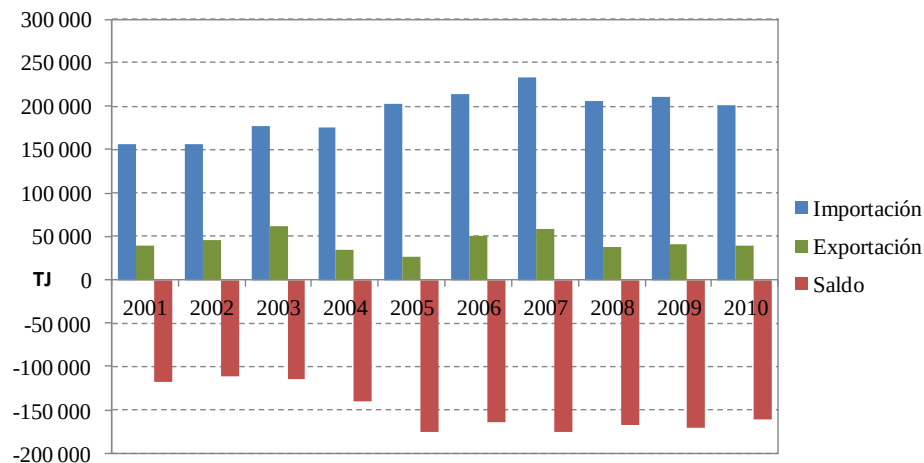
Cuadro N° 4.17. Evolución de las Importaciones-Exportaciones de Petróleo Crudo

Año	Importación, TJ	Exportación, TJ	Saldo, TJ
2001	156 664	39 526	-117 138
2002	155 970	45 277	-110 693
2003	176 217	61 079	-115 138
2004	175 500	35 226	-140 274
2005	202 612	27 271	-175 341
2006	213 930	50 414	-163 516
2007	233 011	57 888	-175 123
2008	205 436	38 168	-167 268
2009	210 363	40 323	-170 040
2010	201 176	40 020	-161 156

Fuente: BNE, 2010

Las exportaciones de Petróleo Crudo son mucho menores a las importaciones, siendo por ello el saldo negativo y ascendente a 161 156 TJ. Las exportaciones durante el 2010 fueron de 40 020 TJ, siendo el 2003 el año de mayor exportación con 61 079 TJ.

Figura N° 4.22. Evolución de las Importaciones-Exportaciones de Petróleo Crudo



Fuente: BNE, 2010

B.- Carbón Mineral

El Carbón Mineral es la segunda fuente energética primaria que presenta importaciones y exportaciones, así las importaciones se han elevado un 94% desde el 2001 hasta el 2010, pasando de 14 266 TJ en el 2001 hasta los 27 677 TJ en el 2010 (BNE, 2010).

Las exportaciones solo se registran durante el 2010 y ascienden a 3 137 TJ. El tipo principal de Carbón Mineral importado es el Bituminoso y viene principalmente de Colombia; mientras que el exportado es principalmente del tipo Antracita y está dirigido a Venezuela mayormente.

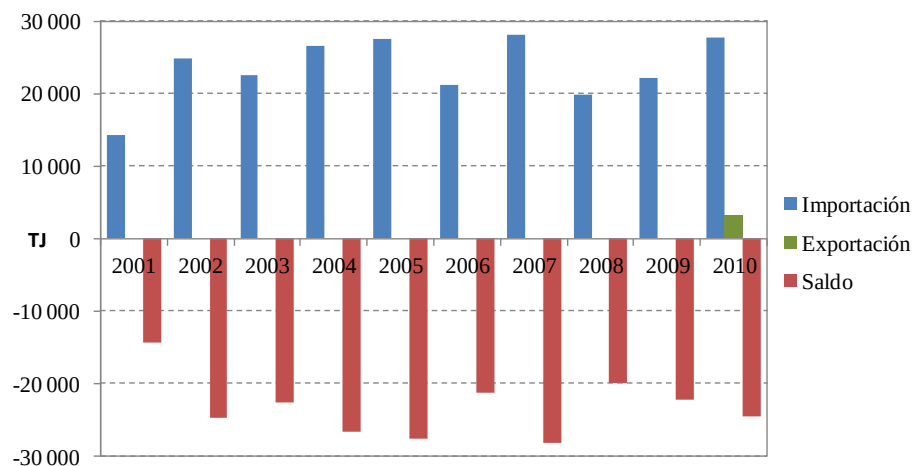
Como consecuencia de la mayor importación, el saldo es negativo en todo el periodo analizado, siendo el 2010 de 24 540 TJ.

Cuadro N° 4.18. Evolución de las Importaciones-Exportaciones de Carbón Mineral

Año	Importación, TJ	Exportación, TJ	Saldo, TJ
2001	14 266	-	-14 266
2002	24 789	-	-24 789
2003	22 631	-	-22 631
2004	26 650	-	-26 650
2005	27 518	-	-27 518
2006	21 237	-	-21 237
2007	28 175	-	-28 175
2008	19 892	-	-19 892
2009	22 248	-	-22 248
2010	27 677	3 137	-24 540

Fuente: BNE, 2010

Figura N° 4.23. Evolución de las Importaciones-Exportaciones de Carbón Mineral



Fuente: BNE, 2010

C.- Gasolina, Kerosene y JET

Uno de los grupos de combustibles que presenta un alto nivel de exportaciones son el conformado por la Gasolina, el Kerosene y el JET, debido a su alta producción local en comparación con la baja demanda interna, en especial por la prohibición del consumo de Kerosene a nivel interno a partir del 2009, por lo cual se exporta a diversos países de la región, como se describirá en detalle en el siguiente capítulo.

Las exportaciones de dicho grupo de combustibles se han elevado un 424,1% desde el 2001 hasta el 2010, pasando de 14 149 TJ en el 2001 hasta los 94 344 TJ en el 2010 (BNE, 2010), siendo la tasa de crecimiento media anual del 20,2% en dicho periodo.

Las importaciones, se han elevado un 159,2% desde el 2001 hasta el 2010, pasando de 3853 TJ en el 2001 hasta los 9 988 TJ en el 2010 (BNE, 2010), siendo la tasa de crecimiento media anual del 11,2% en dicho periodo.

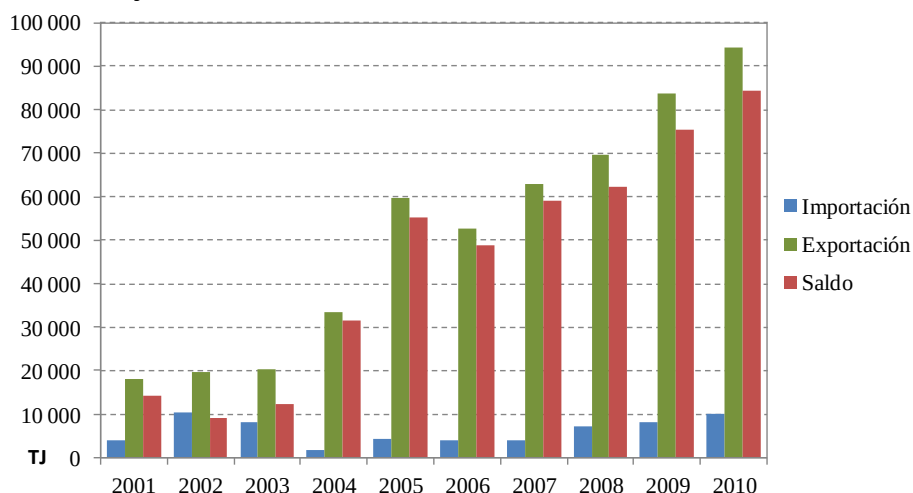
Cuadro N° 4.19. Evolución de las Importaciones-Exportaciones de Gasolina, Kerosene y JET

Año	Importación, TJ	Exportación, TJ	Saldo, TJ
2001	3 853	18 002	14 149
2002	10 367	19 596	9 229
2003	8 077	20 390	12 313
2004	1 853	33 537	31 684
2005	4 286	59 653	55 367
2006	3 825	52 723	48 898
2007	3 847	62 924	59 077
2008	7 263	69 653	62 390
2009	8 234	83 732	75 498
2010	9 988	94 344	84 356

Fuente: BNE, 2010

Como se observa, las importaciones de dicho grupo de combustibles son muy menores a las exportaciones, por lo cual el saldo es positivo que ascendió durante el 2010 a 84356 TJ, tal como se detalla en la figura siguiente.

Figura N° 4.24. Evolución de las Importaciones-Exportaciones de Gasolina, Kerosene y JET



Fuente: BNE, 2010

D.- Diesel

El principal combustible importado es el Diesel, debido a su baja producción en las refinerías del país en comparación con la alta demanda interna, por lo cual se importa de diversos países de la región, principalmente de Estados Unidos, como se describirá en detalle en el siguiente capítulo.

Las importaciones se han elevado un 69,2% desde el 2001 hasta el 2010, pasando de 35887 TJ en el 2001 hasta los 60 724 TJ en el 2010 (BNE, 2010), siendo la tasa de crecimiento media anual del 6% en dicho periodo.

Las exportaciones se han elevado un 142,8% desde el 2001 hasta el 2010, pasando de 2379 TJ en el 2001 hasta los 5777 TJ en el 2010 (BNE, 2010), siendo la tasa de crecimiento media anual del 10,4% en dicho periodo.

Como se observa, las importaciones de Diesel son muy mayores a las exportaciones en más de 10 veces, por lo cual el saldo es negativo y esta ascendió durante el 2010 a 54947 TJ, tal como se detalla en el cuadro y figura siguientes.

Cuadro N° 4.20. Evolución de las Importaciones-Exportaciones de Diesel

Año	Importación, TJ	Exportación, TJ	Saldo, TJ
2001	35 887	2 379	-33 508
2002	31 967	2 075	-29 892
2003	48 014	1 855	-46 159
2004	56 634	2 419	-54 215
2005	34 695	9 743	-24 952
2006	33 309	4 302	-29 007
2007	41 703	6 369	-35 334
2008	59 596	6 345	-53 251
2009	35 793	3 149	-32 644
2010	60 724	5 777	-54 947

Fuente: BNE, 2010

Figura N° 4.25. Evolución de las Importaciones-Exportaciones de Diesel



Fuente: BNE, 2010

E.- Residual

El Residual es otro combustible que presenta un alto nivel de exportaciones, de manera similar a las Gasolinas-Kerosene-JET debido a su alta producción en las refinerías del país en comparación con la baja demanda interna, ello influenciado notoriamente por el reemplazo del residual por el Gas Natural en el uso Industrial.

Si bien son un combustible que presenta altas exportaciones, estos se han reducido un 9,7% desde el 2001 hasta el 2010, pasando de 58 668 TJ en el 2001 hasta los 51 324 TJ en el 2010 (BNE, 2010), siendo la tasa de reducción media anual del 1,1% en dicho periodo. Asimismo, se observa un comportamiento variable, incrementando por años la exportación para luego decrecer, así se tiene que el pico de exportaciones se dio el 2003 con 60 532 TJ para luego reducirse a un mínimo de 36 466 TJ en el 2006, ello influenciado por el reemplazo del Gas Natural en las industrias a partir del 2004.

Cuadro N° 4.21. Evolución de las Importaciones-Exportaciones de Residual

Año	Importación, TJ	Exportación, TJ	Saldo, TJ
2001	-	58 668	58 668
2002	-	54 797	54 797
2003	-	60 532	60 532
2004	-	51 528	51 528
2005	176	53 085	52 909
2006	195	36 466	36 271
2007	-	44 981	44 981
2008	728	53 067	52 339
2009	-	40 951	40 951
2010	1 650	52 974	51 324

Fuente: BNE, 2010

Las importaciones son nulas en la mayoría de años y en algunos periodos son en pequeño volumen siendo el más representativo el del año 2010 que ascendió a 1650 TJ.

Como se observa, las exportaciones de Residual son muy mayores a las importaciones, por lo cual el saldo es positivo y esta ascendió durante el 2010 a 51 324 TJ, tal como se detalla en el cuadro y figura siguientes.

Figura N° 4.26. Evolución de las Importaciones-Exportaciones de Residual



Fuente: BNE, 2010

F.- Gas Natural Licuefactado - LNG

El Gas Natural se exporta en estado líquido a partir de junio del 2010, dicho proceso de licuefacción se realiza en la planta de Pampa Melchorita, ubicada al sur de Lima.

Las exportaciones de Gas Natural Licuefactado durante el 2010 ascendieron a 88 460 TJ, incrementándose en el 2011 hasta los 220 662 TJ y en el 2012 se redujo ligeramente hasta los 214 856 TJ, con lo cual se ha tenido un incremento del 149,2% en el periodo 2010 al 2012.

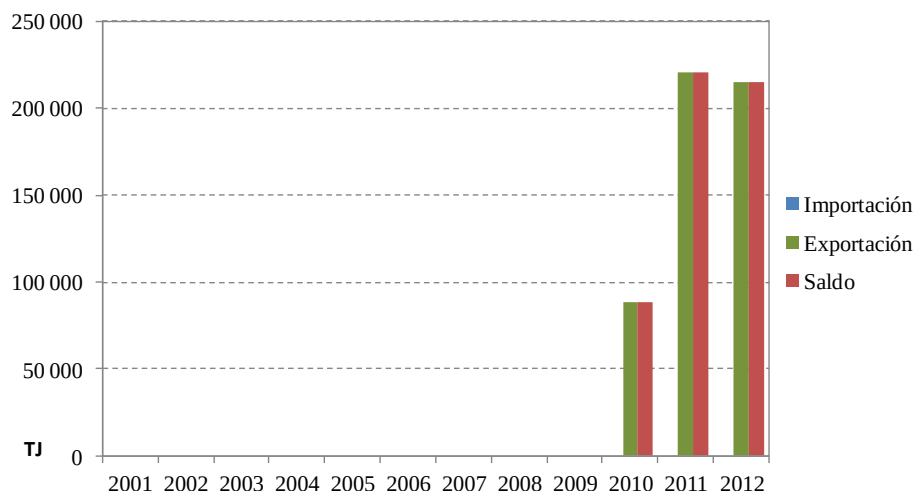
Durante el periodo 2001 al 2012 no se han registrado importaciones de Gas Natural Licuefactado o en estado gaseoso, por lo cual el saldo es positivo.

Cuadro N° 4.22. Evolución de las Importaciones-Exportaciones de LNG

Año	Importación, TJ	Exportación, TJ	Saldo, TJ
2001	-	-	-
2002	-	-	-
2003	-	-	-
2004	-	-	-
2005	-	-	-
2006	-	-	-
2007	-	-	-
2008	-	-	-
2009	-	-	-
2010	-	88 460	88 460
2011	-	220 662	220 662
2012	-	214 856	214 856

Fuente: BNE, 2010

Figura N° 4.27. Evolución de las Importaciones-Exportaciones de LNG



Fuente: BNE, 2010

F.- Electricidad

La interconexión eléctrica entre Perú y Ecuador se realiza mediante la línea de transmisión L-2280 en 230kV de 107km de longitud que va desde la subestación Zorritos en Perú hasta la subestación Machala en Ecuador.

El primer registro de exportaciones de electricidad a Ecuador data del 2005, año en el que se exporta un total de 27 TJ, luego durante el 2009 y 2010 se registran sólo exportaciones ascendentes a 225 TJ y 403 TJ respectivamente. Durante el 2011 sólo se registran importaciones ascendentes a 21 TJ.

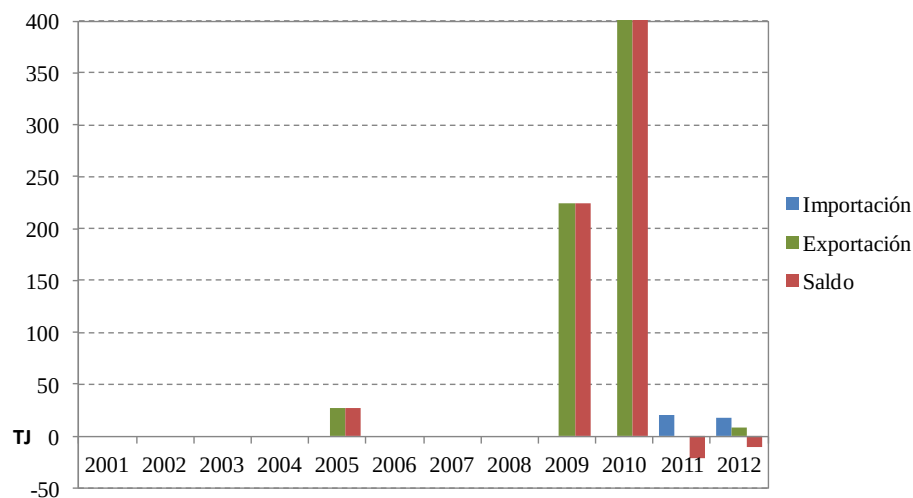
En el año 2012 se ha registrado importaciones y exportaciones ascendentes a 18 TJ y 8 TJ respectivamente, por lo cual dicho año se registro un saldo negativo, de manera similar al 2011, pero los años anteriores el saldo fue positivo, tal como se detalla en el cuadro y gráfico siguientes.

Cuadro N° 4.23. Evolución de las Importaciones-Exportaciones de Electricidad

Año	Importación, TJ	Exportación, TJ	Saldo, TJ
2001	-	-	-
2002	-	-	-
2003	-	-	-
2004	-	-	-
2005	-	27	27
2006	-	-	-
2007	-	-	-
2008	-	-	-
2009	-	225	225
2010	-	403	403
2011	21	-	-21
2012	18	8	-10

Fuente: BNE, 2010

Figura N° 4.28. Evolución de las Importaciones-Exportaciones de Electricidad



Fuente: BNE, 2010

4.3 Proyección de la Matriz Energética al 2040

El Centro Nacional de Planeamiento Estratégico – CEPLAN elaboró el documento Proyecciones de la Matriz Energética al Plazo y lo publicó en Diciembre del 2011 (CEPLAN, 2011) donde se plantea tres escenarios de proyección a largo plazo de la matriz energética nacional de acuerdo a las estimaciones de crecimiento de la economía nacional, detallándose a continuación los resultados de dichas proyecciones.

Como parte de los criterios asumidos por el CEPLAN, se considera la energía nuclear para la generación de electricidad a partir del 2035. Dicho criterio considerado por el CEPLAN se basa en la política energética y sus lineamientos aprobados por el MEM mediante el DS N° 064-2010-EM de 24 de noviembre del 2010³. En dicha política se hace hincapié sobre la diversificación de la matriz en base a energías renovables, hidrocarburos, geotermal y nuclear.

Asimismo, como parte de los criterios se considera el mejoramiento de la eficiencia en energética en todos los niveles de consumo, pero no se han considerado objetivos con metas específicas al respecto. Otro aspecto considerado en las proyecciones del CEPLAN es el uso de los vehículos híbridos, los cuales consumen tanto combustibles derivados del petróleo como electricidad.

A.- Escenario I – Crecimiento Alto

En el Escenario I, se plantea un crecimiento alto de la economía nacional, siendo las tasas de crecimiento consideradas las siguientes:

- Periodo 2017 al 2021: 6,0%
- Periodo 2022 al 2026: 5,0%
- Periodo 2027 al 2040: 4,5%

³ <http://www2.osinerg.gob.pe/MarcoLegal/docrev/DS-064-2010-EM-CONCORDADO.pdf>

Los resultados de las proyecciones el Escenario I arrojan una tasa de crecimiento promedio anual de la demanda final de energía del 5,5% hasta el 2040, incrementándose la demanda en cerca de 3 millones de TJ.

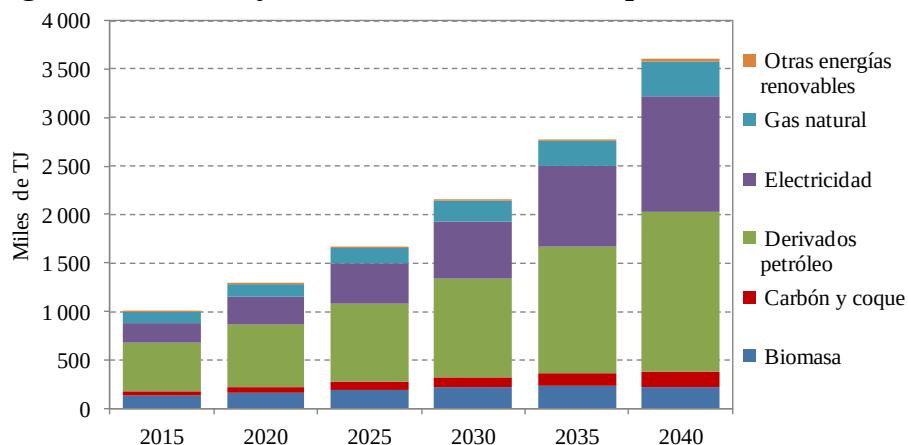
Al 2040, la principal fuente serán los Derivados del petróleo con 1,65 millones de TJ (45,8%), seguido por la electricidad con 1,2 millones de TJ (33,2%).

Cuadro N° 4.24. Proyección de Demanda Final por Fuente – Escenario I, Miles TJ

Fuente Energética	2015	2020	2025	2030	2035	2040
Biomasa	130,8	161,9	192,6	219,2	232,1	213,9
Carbón y coque	48,2	62,9	79,8	101,2	128,5	163,3
Derivados petróleo	492,1	632,4	805,6	1 024,2	1 300,6	1 650,2
Electricidad	202,4	291,3	412,0	584,9	834,0	1 194,8
Gas natural	113,9	135,8	165,0	207,1	268,8	360,6
Otras energías renovables	4,3	5,9	8,1	11,1	15,2	20,9
Total	991,7	1 290,2	1 663,1	2 147,7	2 779,2	3 603,7

Fuente: CEPLAN, 2011

Figura N° 4.29. Proyección de Demanda Final por Fuente – Escenario I



Fuente: CEPLAN, 2011

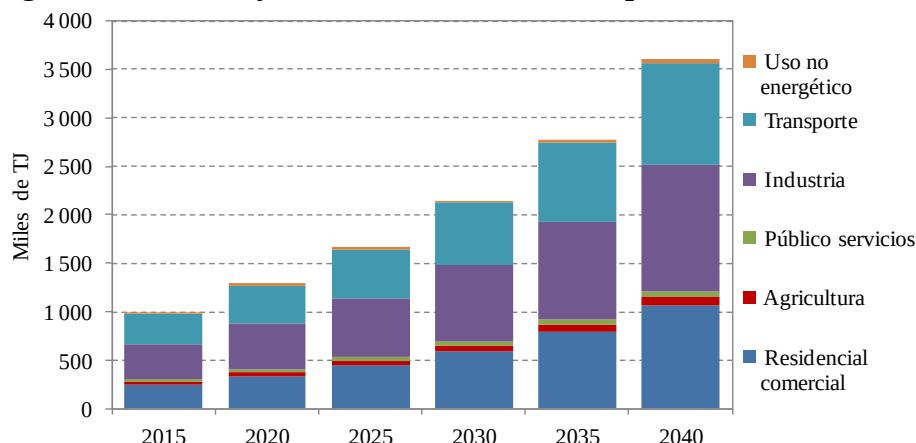
La demanda final por uso muestra un crecimiento mayor en el sector Industrial influenciado ello por la mayor construcción y uso del cemento. El segundo mayor crecimiento se da en el sector Residencial

Cuadro N° 4.25. Proyección de Demanda Final por Uso – Escenario I, Miles TJ

Tipo de Uso	2015	2020	2025	2030	2035	2040
Residencial comercial	245,0	331,0	442,9	592,7	793,2	1 061,4
Agricultura	31,4	41,9	52,3	62,8	73,3	83,7
Público servicios	20,8	26,5	33,8	43,2	55,1	70,3
Industria	367,8	476,0	606,5	778,3	1 004,7	1 302,9
Transporte	312,0	397,6	506,8	646,1	823,8	1 050,5
Uso no energético	14,7	17,4	20,7	24,6	29,2	34,7
Total	991,7	1 290,4	1 663,0	2 147,7	2 779,3	3 603,5

Fuente: CEPLAN, 2011

Figura N° 4.30. Proyección de Demanda Final por Uso – Escenario I



Fuente: CEPLAN, 2011

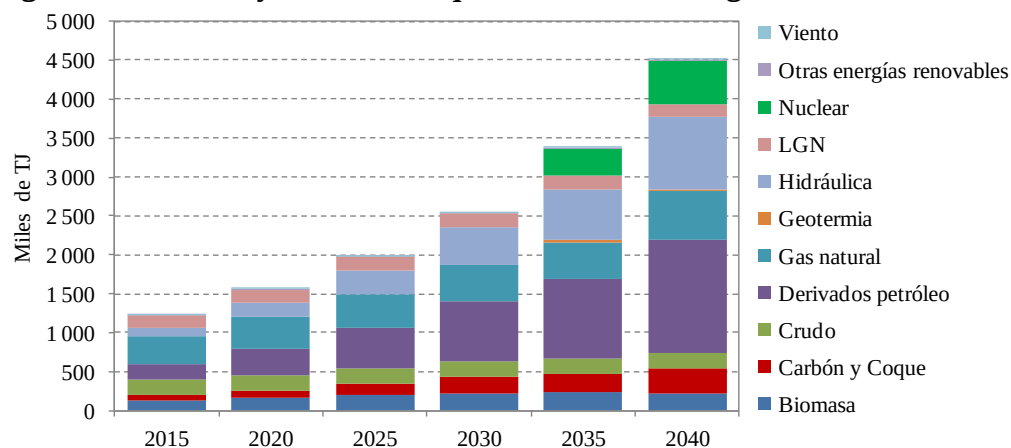
Los requerimientos de energía estimados en el Escenario I alcanzan los 4,5 millones de TJ durante el 2040, de los cuales el principal componente serán los Derivados del Petróleo con 1,4 millones de TJ, seguido de Hidráulica (Hidroenergía) con 0,9 millones de TJ y en tercer lugar el Gas Natural con 0,6 millones de TJ.

Cuadro N° 4.26. Proyección de Requerimiento de Energía – Escenario I, Miles TJ

Fuente Energética	2015	2020	2025	2030	2035	2040
Biomasa	131,0	162,2	192,8	219,4	232,3	214,1
Carbón y Coque	71,6	89,9	150,7	219,3	233,2	326,9
Crudo	194,1	194,1	194,1	194,1	194,1	194,1
Derivados petróleo	205,2	352,4	531,5	776,3	1 029,7	1 464,6
Gas natural	360,1	399,5	419,3	464,9	475,2	623,2
Geotermia	-	-	-	-	21,7	23,0
Hidroenergía	100,9	190,6	315,8	485,9	658,9	926,2
LGN	165,3	165,3	165,3	165,3	165,3	165,3
Nuclear	-	-	-	-	346,7	550,9
Otras energías renovables	4,3	5,9	8,1	11,1	15,2	20,9
Viento	1,7	1,8	4,8	8,1	14,4	18,6
Total	1 234,2	1 561,7	1 982,4	2 544,4	3 386,7	4 527,8

Fuente: CEPLAN, 2011

Figura N° 4.31. Proyección de Requerimiento de Energía – Escenario I



Fuente: CEPLAN, 2011

B.- Escenario II – Crecimiento Medio

El Escenario II considera un crecimiento medio de la economía nacional, siendo las tasas de crecimiento consideradas las siguientes:

- Periodo 2017 al 2021: 5,0%
- Periodo 2022 al 2026: 4,5%
- Periodo 2027 al 2040: 4,0%

Los resultados de las proyecciones el Escenario II arrojan una tasa de crecimiento promedio anual de la demanda final de energía del 4,3% hasta el 2040, incrementándose la demanda en el orden de 2 millones de TJ.

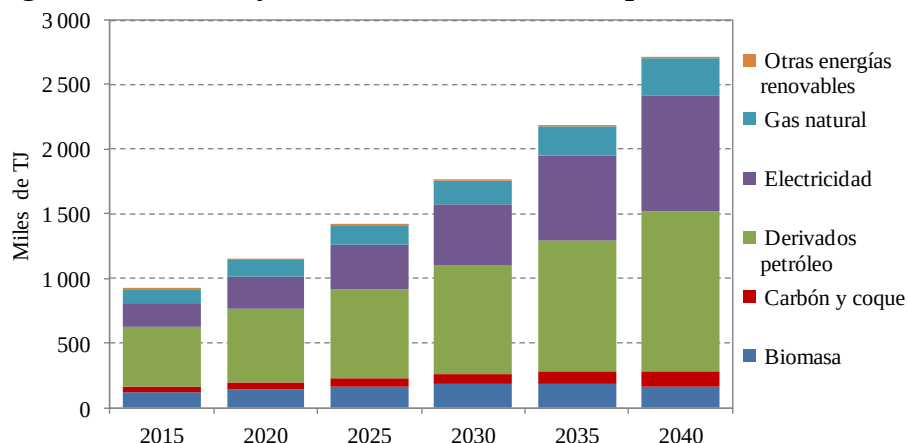
Al 2040, la principal fuente serán los Derivados del petróleo con 1,2 millones de TJ (45,4%), seguido por la electricidad con 0,9 millones de TJ (33,0%).

Cuadro N° 4.27. Proyección de Demanda Final por Fuente – Escenario II, Miles TJ

Fuente Energética	2015	2020	2025	2030	2035	2040
Biomasa	124,2	146,6	166,4	180,8	183,0	161,4
Carbón y coque	42,9	53,5	65,9	81,0	99,8	122,8
Derivados petróleo	458,5	561,7	685,2	834,8	1 016,1	1 235,8
Electricidad	186,4	256,2	348,8	476,4	653,0	898,5
Gas natural	108,7	125,3	147,6	178,9	223,2	286,8
Otras energías renovables	4,0	5,3	6,8	8,9	11,5	15,0
Total	924,7	1 148,6	1 420,7	1 760,8	2 186,6	2 720,3

Fuente: CEPLAN, 2011

Figura N° 4.32. Proyección de Demanda Final por Fuente – Escenario II



Fuente: CEPLAN, 2011

La demanda final por uso muestra un crecimiento mayor en el sector Industrial influenciado ello por la mayor construcción y uso del cemento. El segundo mayor crecimiento se da en el sector Residencial.

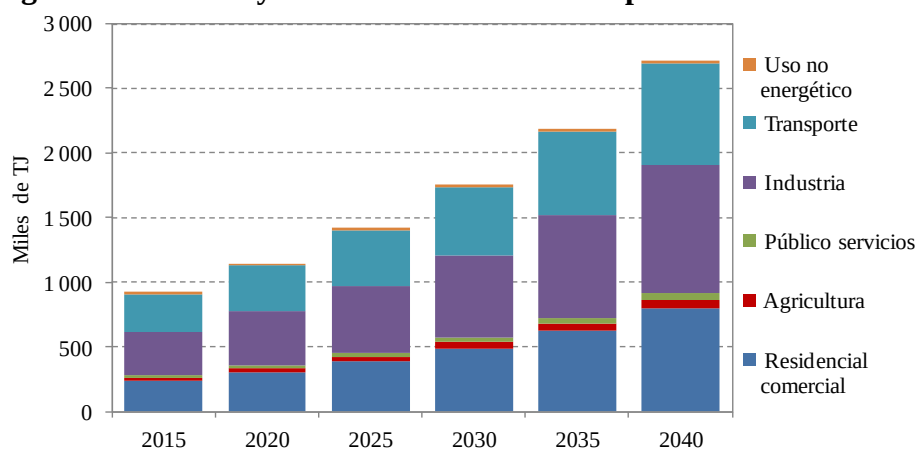
Asimismo, al 2040 el sector Industrial incrementará su participación hasta el 36,6%, seguido por el sector Residencial comercial con el 29,4% y luego se ubicará el sector Transportes con el 28,7%

Cuadro N° 4.28. Proyección de Demanda Final por Uso – Escenario II, Miles TJ

Tipo de Uso	2015	2020	2025	2030	2035	2040
Residencial comercial	233,7	301,1	384,3	490,5	626,0	799,0
Agricultura	27,9	34,9	41,9	48,8	55,8	62,8
Público servicios	19,6	23,8	29,0	35,3	42,9	52,3
Industria	335,3	414,9	512,0	636,0	794,2	996,1
Transporte	294,0	357,3	434,3	528,0	641,8	780,3
Uso no energético	14,2	16,5	19,1	22,2	25,7	29,8
Total	924,7	1 148,5	1 420,6	1 760,8	2 186,4	2 720,3

Fuente: CEPLAN, 2011

Figura N° 4.33. Proyección de Demanda Final por Uso – Escenario II



Fuente: CEPLAN, 2011

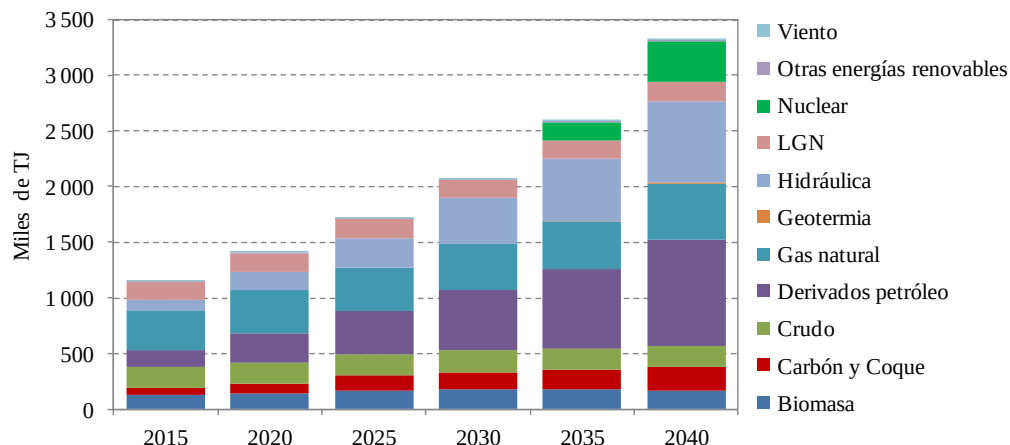
Los requerimientos de energía estimados en el Escenario II alcanzan los 3,3 millones de TJ durante el 2040, de los cuales el principal componente serán los Derivados del Petróleo con 0,9 millones de TJ, seguido de Hidráulica (Hidroenergía) con 0,7 millones de TJ y en tercer lugar el Gas Natural con 0,5 millones de TJ.

Cuadro N° 4.29. Proyección de Requerimiento de Energía – Escenario II, Miles TJ

Fuente Energética	2015	2020	2025	2030	2035	2040
Biomasa	124,4	146,8	166,6	181,0	183,2	161,7
Carbón y Coque	65,0	78,9	133,4	150,1	168,6	215,0
Crudo	194,1	194,1	194,1	194,1	194,1	194,1
Derivados petróleo	147,8	257,0	384,1	539,2	717,5	952,7
Gas natural	351,0	395,4	398,4	420,0	417,5	494,9
Geotermia	-	-	-	-	7,1	22,9
Hidráulica	98,8	161,9	263,3	408,4	558,6	729,2
LGN	165,3	165,3	165,3	165,3	165,3	165,3
Nuclear	-	-	-	-	170,2	366,9
Otras energías renovables	4,0	5,3	6,8	8,9	11,5	15,0
Viento	1,7	1,8	1,7	3,2	6,4	15,2
Total	1 152,1	1 406,5	1 713,7	2 070,2	2 600,0	3 332,9

Fuente: CEPLAN, 2011

Figura N° 4.34. Proyección de Requerimiento de Energía – Escenario II



Fuente: CEPLAN, 2011

C.- Escenario III – Crecimiento Bajo

El Escenario III considera un crecimiento medio de la economía nacional, siendo las tasas de crecimiento consideradas las siguientes:

- Periodo 2017 al 2021: 4,5%
- Periodo 2022 al 2026: 4,0%
- Periodo 2027 al 2040: 3,5%

Los resultados de las proyecciones del Escenario III arrojan una tasa de crecimiento promedio anual de la demanda final de energía del 3,3% hasta el 2040, incrementándose la demanda en el orden de 1,4 millones de TJ.

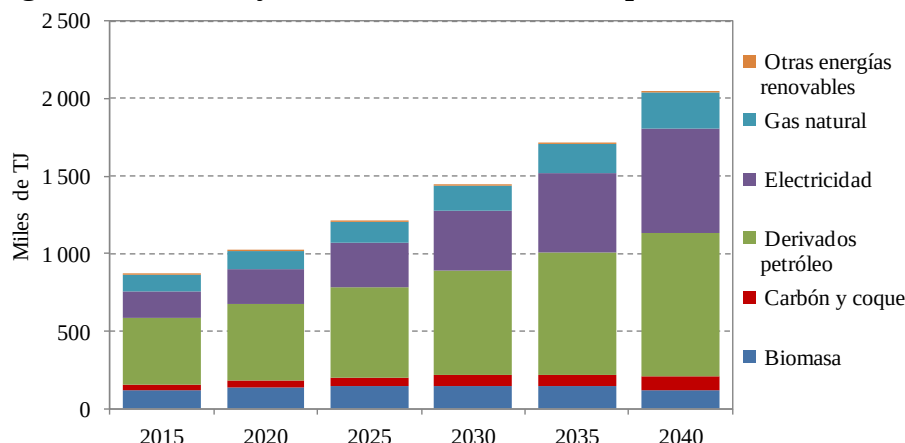
Al 2040, la principal fuente serán los Derivados del petróleo con 0,9 millones de TJ (45,0%), seguido por la electricidad con 0,67 millones de TJ (32,9%).

Cuadro N° 4.30. Proyección Demanda Final por Fuente – Escenario III, Miles TJ

Fuente Energética	2015	2020	2025	2030	2035	2040
Biomasa	117,9	132,3	143,0	148,0	142,6	119,6
Carbón y coque	38,2	45,4	54,2	64,6	77,1	91,9
Derivados petróleo	427,9	499,0	581,9	678,2	790,3	920,6
Electricidad	171,6	225,0	294,5	386,6	509,2	672,7
Gas natural	104,0	116,3	133,1	155,9	187,2	230,7
Otras energías renovables	3,9	4,9	6,1	7,6	9,4	11,8
Total	863,5	1 022,9	1 212,8	1 440,9	1 715,8	2 047,3

Fuente: CEPLAN, 2011

Figura N° 4.35. Proyección de Demanda Final por Fuente – Escenario III



Fuente: CEPLAN, 2011

La demanda final por uso en el Escenario III muestra de manera similar a los otros escenarios un crecimiento mayor en el sector Industrial influenciado ello por la mayor construcción y uso del cemento. El segundo mayor crecimiento se da también en el sector Residencial.

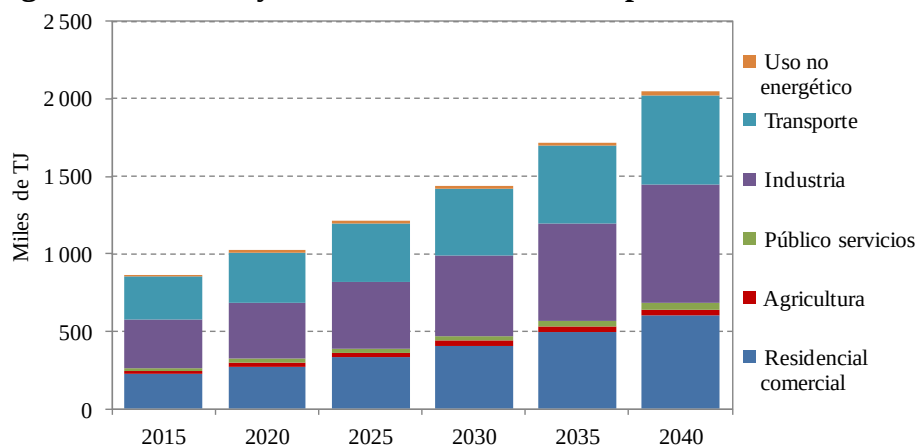
Asimismo, al 2040 el sector Industrial incrementará su participación hasta el 37,2%, seguido por el sector Residencial comercial con el 29,3% y luego se ubicará el sector Transportes con el 28,3%

Cuadro N° 4.31. Proyección de Demanda Final por Uso – Escenario III, Miles TJ

Tipo de Uso	2015	2020	2025	2030	2035	2040
Residencial comercial	222,8	273,7	333,0	405,2	493,0	599,8
Agricultura	24,4	27,9	31,4	34,9	38,4	41,9
Público servicios	18,5	21,4	24,9	28,8	33,4	38,7
Industria	305,9	362,2	432,9	520,3	628,4	762,2
Transporte	278,1	321,9	372,8	431,7	500,0	579,1
Uso no energético	13,8	15,7	17,7	20,0	22,7	25,7
Total	863,5	1 022,8	1 212,7	1 440,9	1 715,9	2 047,4

Fuente: CEPLAN, 2011

Figura N° 4.36. Proyección de Demanda Final por Uso – Escenario III



Fuente: CEPLAN, 2011

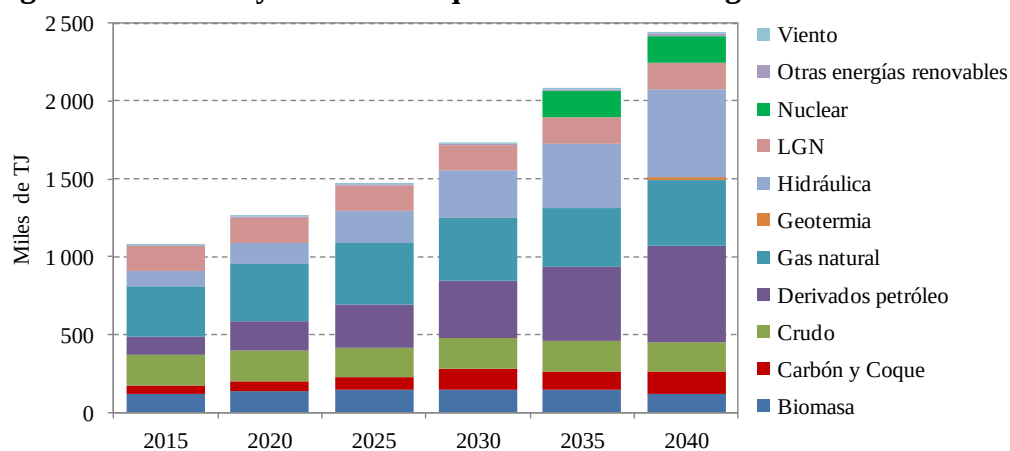
Los requerimientos de energía estimados en el Escenario III alcanzan los 2,4 millones de TJ durante el 2040, de los cuales el principal componente serán los Derivados del Petróleo con 614 miles de TJ, seguido de Hidráulica (Hidroenergía) con 570 miles de TJ y en tercer lugar el Gas Natural con 424 miles de TJ.

Cuadro N° 4.32. Proyección Requerimiento de Energía – Escenario III, Miles TJ

Fuente Energética	2015	2020	2025	2030	2035	2040
Biomasa	118,1	132,6	143,2	148,2	142,8	119,9
Carbón y Coque	58,2	68,7	79,3	130,7	120,5	139,5
Crudo	194,1	194,1	194,1	194,1	194,1	194,1
Derivados petróleo	114,2	191,2	277,3	376,4	478,4	614,3
Gas natural	328,5	362,1	389,3	396,4	376,5	424,6
Geotermia	-	-	-	-	-	14,6
Hidráulica	90,9	135,4	208,4	306,7	414,1	570,8
LGN	165,3	165,3	165,3	165,3	165,3	165,3
Nuclear	-	-	-	-	169,5	174,6
Otras energías renovables	3,9	4,9	6,1	7,6	9,4	11,8
Viento	1,6	1,8	1,8	3,2	4,8	11,3
Total	1 074,8	1 256,1	1 464,8	1 728,6	2 075,4	2 440,8

Fuente: CEPLAN, 2011

Figura N° 4.37. Proyección de Requerimiento de Energía – Escenario III



Fuente: CEPLAN, 2011

5. MAPA DEL COMERCIO ENERGÉTICO DEL PERÚ

5.1 Comercio Energético Actual

Actualmente, el Perú realiza importaciones y exportaciones de diferentes energéticos primarios y secundarios, los cuales provienen y son enviados a diferentes países, tanto de la región como fuera de la región, los principales energéticos que son comercializados a nivel internacional son:

A. Fuentes Primarias

- a) Petróleo Crudo
- b) Carbón Mineral

B. Fuentes Secundarias

- a) Gas Natural Licuefactado - LNG
- b) Diesel
- c) Gasolina, Kerosene y JET
- d) Electricidad
- e) Residual

A continuación se detalla el mapa de comercio energético de dichas principales fuentes.

5.1.1 Petróleo Crudo

A.- Importaciones

De acuerdo a los registros de importaciones y exportaciones de Aduanas de la Superintendencia Nacional de Administración Tributaria – SUNAT (SUNAT, 2013), las importaciones de Petróleo Crudo han registrado una reducción en los últimos dos años, pasando de 201 mil TJ en el 2010 hasta los 191 mil TJ en el 2012, es decir se ha reducido un 4,7% respecto del 2010 (año base del último Balance Nacional de Energía disponible).

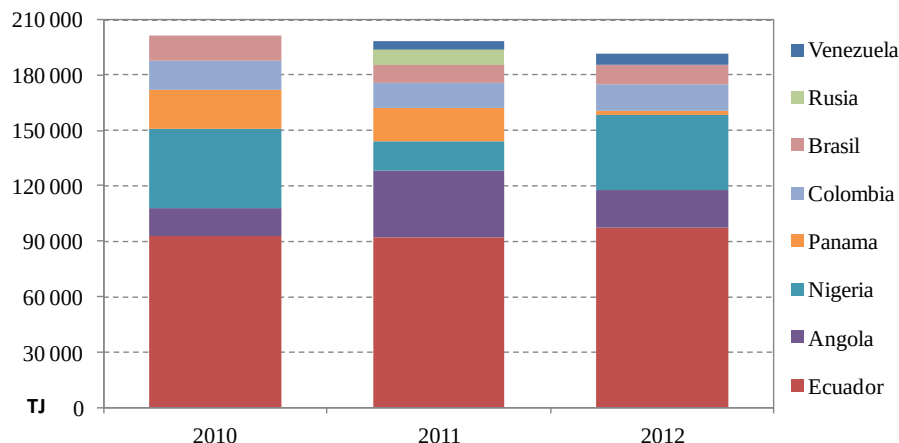
En principal país desde donde se importa el Petróleo Crudo es Ecuador con un 50,8% de participación en el 2012, seguido de Nigeria con el 21,5% y Angola con el 10,4%.

Cuadro N° 5.1. Importaciones de Petróleo Crudo por País, TJ

País	2010	2011	2012
Ecuador	92 581,80	92 221,72	97 448,75
Angola	15 230,34	35 827,10	19 908,98
Nigeria	42 948,40	16 176,06	41 285,17
Panamá	21 510,30	18 241,09	2 329,31
Colombia	15 632,27	13 225,30	14 013,08
Brasil	13 451,32	10 012,64	10 339,07
Rusia		8 202,39	
Venezuela		4 295,11	6 542,25
TOTAL	201 354,42	198 201,43	191 866,60

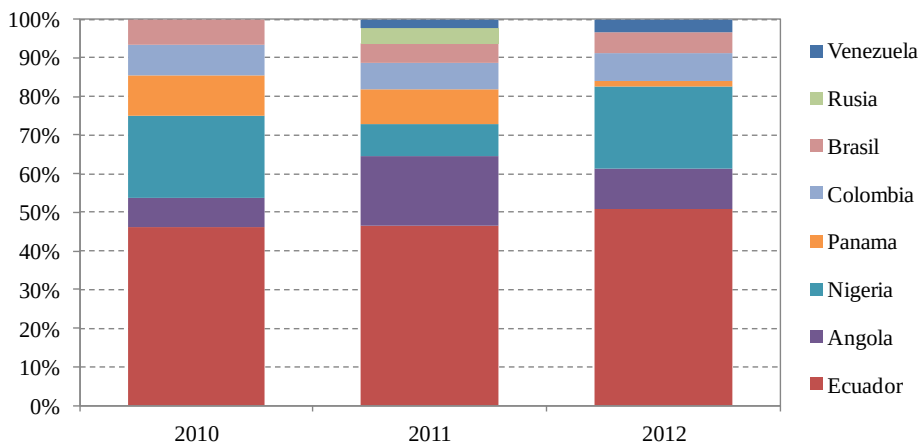
Fuente: SUNAT, 2013

Figura N° 5.1. Importaciones de Petróleo Crudo por País



Fuente: SUNAT, 2013

Figura N° 5.2. Participación de las Importaciones de Petróleo Crudo por País



Fuente: SUNAT, 2013

Como se observa en los mapas, durante el 2012 y 2010, el Petróleo Crudo se importaba de Sudamérica, África y Centroamérica, pero en el 2011, también se ha importado de Asia (Rusia).

Se observa asimismo, que la participación del Ecuador en las importaciones se ha incrementado, pasando del 46% en el 2010 al 50,8% en el 2012, de igual manera en términos energéticos, pasando de 92,6 miles de TJ en el 2010 a 97,4 miles de TJ en el 2012. Dentro de la región, los otros países desde donde se importa crudo en forma significativa son Colombia y Brasil, teniendo estos una participación del 7,3% y 5,4%.

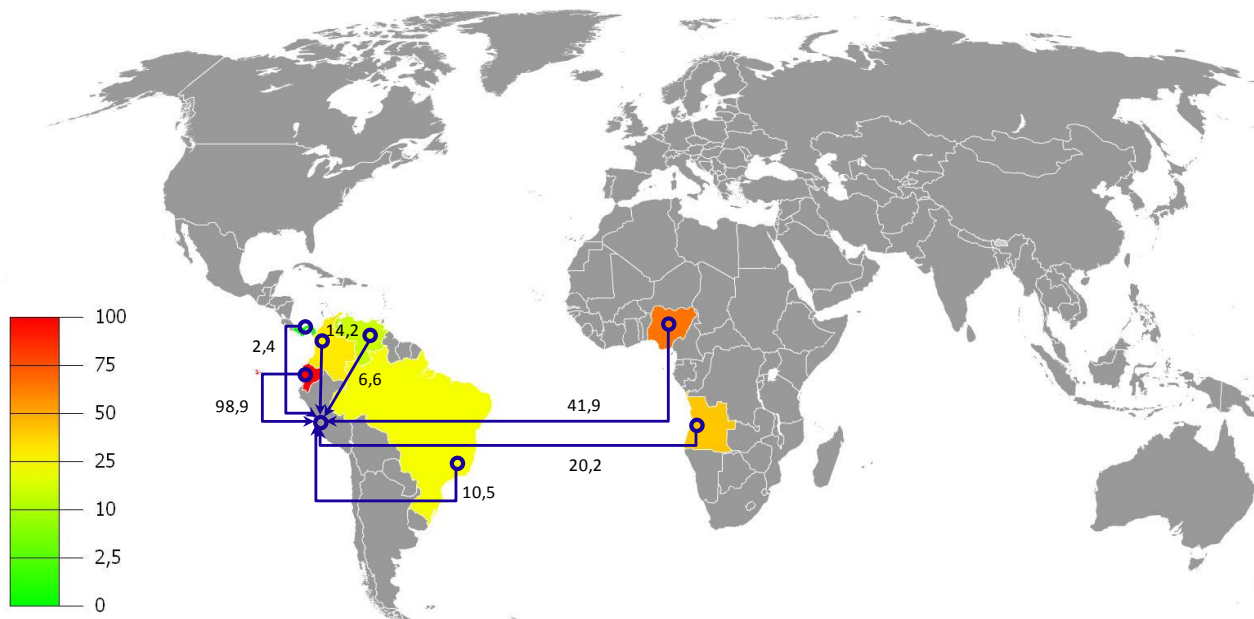
Por otro lado se observa un incremento en la participación de Venezuela en las importaciones, pasando de no importar nada desde ese país en el 2010 hasta importar el 3,4% del total durante el 2012. Caso contrario se observa en Panamá, país desde donde se ha reducido las importaciones desde el 10,7% en el 2010 hasta el 1,2% en el 2012

Otros países como Nigeria y Angola presentan participaciones importantes en los tres años analizados y en caso particular de Rusia, sólo se registran importaciones durante el 2011.

Las importaciones del Petróleo Crudo tienen como destino principal la refinería de Talara (ubicada al norte del Perú en la ciudad de Talara) de propiedad de Petroperú, la refinería de La Pampilla ubicada en el Callao de propiedad de Repsol y la Refinería de Conchán ubicada al extremo sur de Lima de propiedad de Petroperú.

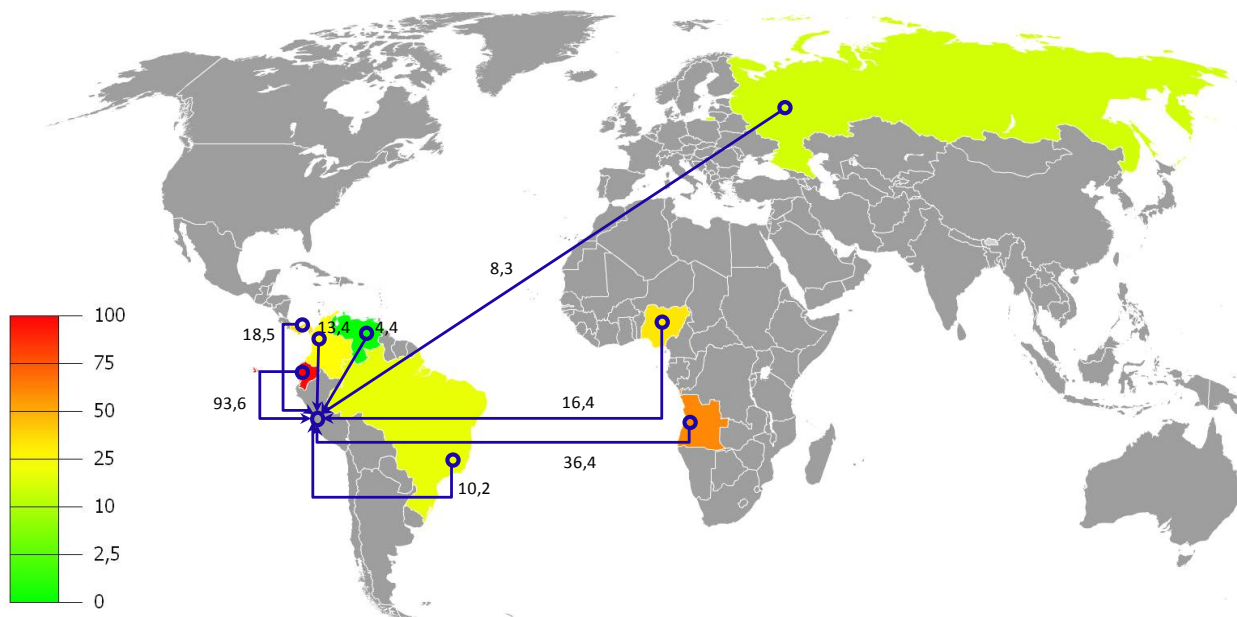
El medio de transporte es por vía marítima, mediante el uso de buques especialmente diseñados para el transporte de crudo, siendo estos de diferentes capacidades y de diferentes empresas.

Figura N° 5.3. Mapa de Importaciones de Petróleo Crudo por País 2012, Miles TJ



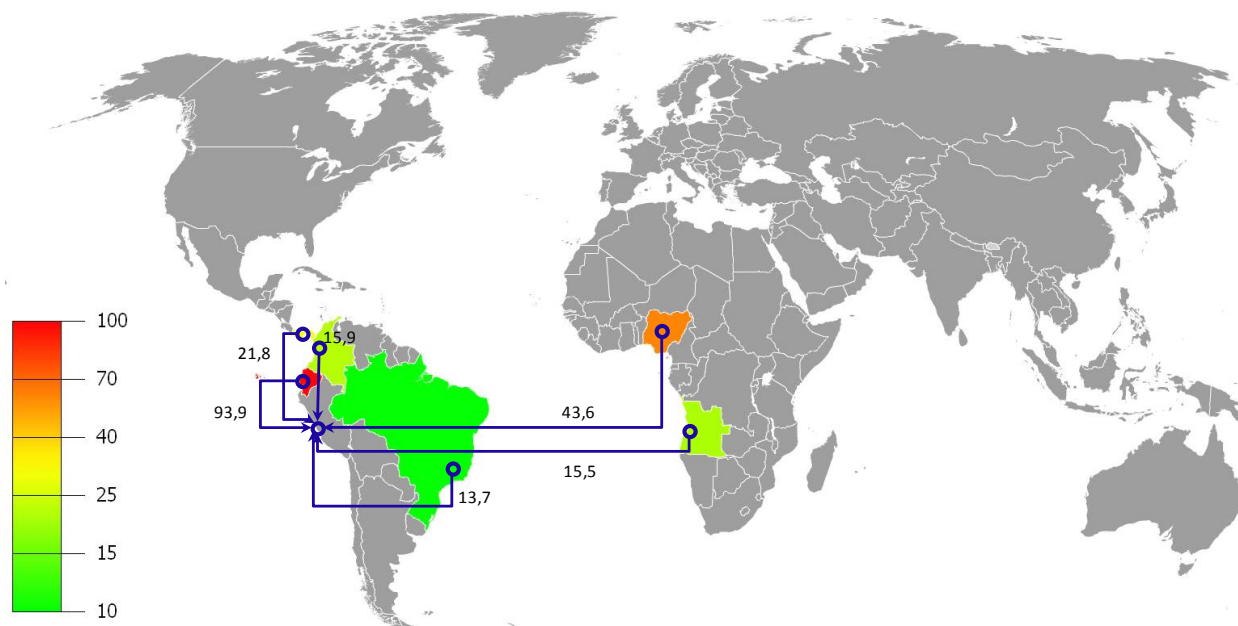
Fuente: SUNAT, 2013

Figura N° 5.4. Mapa de Importaciones de Petróleo Crudo por País 2011, Miles TJ



Fuente: SUNAT, 2013

Figura N° 5.5. Mapa de Importaciones de Petróleo Crudo por País 2010, Miles TJ



Fuente: SUNAT, 2013

B.- Exportaciones

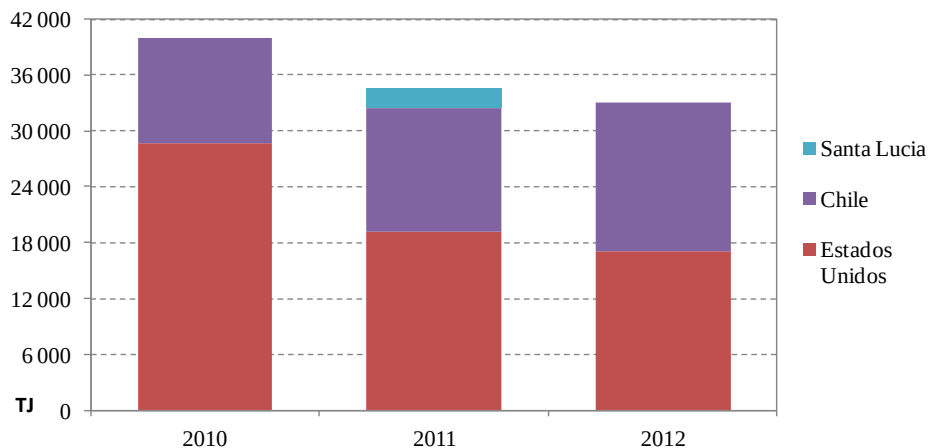
Según las Aduanas de la SUNAT (SUNAT, 2013), las exportaciones de Petróleo Crudo ascendieron a 33 mil TJ durante el 2012, registrándose una reducción total del 17,4% respecto al 2010, año en que las exportaciones ascendieron a 40 mil TJ.

Cuadro N° 5.2. Exportaciones de Petróleo Crudo por País, TJ

País	2010	2011	2012
Estados Unidos	28 638,78	19 174,17	17 055,72
Chile	11 404,48	13 237,05	16 018,14
Santa Lucía		2 081,75	
TOTAL	40 043,26	34 492,97	33 073,86

Fuente: SUNAT, 2013

Figura N° 5.6. Exportaciones de Petróleo Crudo por País



Fuente: SUNAT, 2013

Durante el 2012, las exportaciones de Petróleo Crudo estuvieron dirigidas a Estados Unidos y Chile, siendo sus participaciones del 51,6% y 48,4% respectivamente. Durante el 2011 se observa que además de dichos países, se exportó a Santa Lucía, pero su participación fue mucho menor (6%) frente a los otros dos países.

En el 2010, las exportaciones a Estados Unidos representaron el 71,5%, mientras que a Chile se exportó los restantes 28,5%.

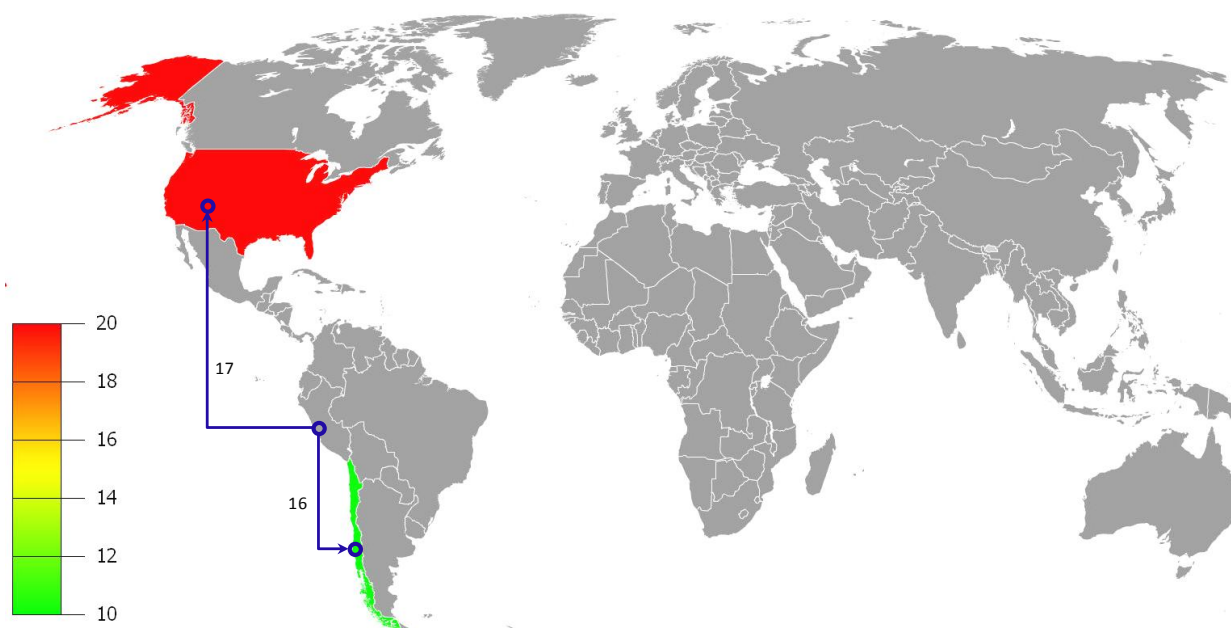
Figura N° 5.7. Participación de las Exportaciones de Petróleo Crudo por País



Fuente: SUNAT, 2013

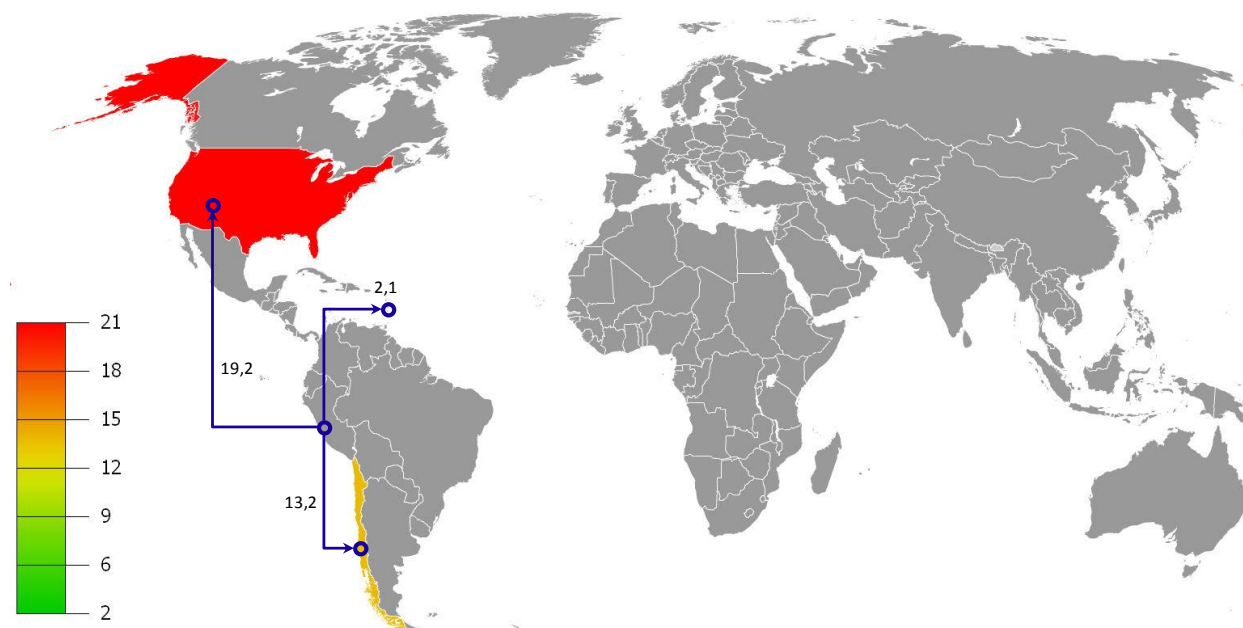
Como se observa, a diferencia de las importaciones, donde la mayoría del crudo provenía de Ecuador, Nigeria y Angola, en el caso de las exportaciones, estas se dirigen principalmente a Estados Unidos y Chile, esto debido a que el crudo exportado es pesado, por lo que no se tiene la infraestructura necesaria en el Perú para procesar dicho tipo de crudo, como si se tiene en otros países como Estados Unidos y Chile.

Figura N° 5.8. Mapa de Exportaciones de Petróleo Crudo por País 2012, Miles TJ



Fuente: SUNAT, 2013

Figura N° 5.9. Mapa de Exportaciones de Petróleo Crudo por País 2011, Miles TJ



Fuente: SUNAT, 2013

Las exportaciones del Petróleo Crudo tienen como origen el terminal de Bayóvar que se ubicada al norte del Perú en la región de Piura, lugar donde llega el oleoducto norperuano que transporta el crudo extraído de selva norte del Perú.

Una tubería de 42 pulgadas de diámetro lleva el Petróleo Crudo hasta el muelle, pasando antes por un sistema de medición de caudal a turbina con capacidad para 100 mil barriles por hora. En el muelle, los buques tanque son cargados mediante cuatro brazos de carga de 16 pulgadas de diámetro, accionados hidráulicamente por control remoto. Cada brazo de carga tiene una capacidad de operación de 25 mil barriles por hora, totalizando 100 mil barriles por hora como velocidad máxima de carga de petróleo. El muelle puede recibir buques tanque de hasta 250 mil toneladas de peso muerto.

Las exportaciones de Petróleo Crudo son por vía marítima, mediante el uso de buques especialmente diseñados para el transporte de crudo, siendo estos de diferentes capacidades y de diferentes empresas.

5.1.2 Carbón Mineral

A.- Importaciones

De acuerdo a los registros de importaciones y exportaciones de Aduanas de la SUNAT (SUNAT, 2013), las importaciones de Carbón Mineral han registrado un incremento del 4,2% durante el 2012 respecto al 2011, pasando de 18,3 miles de TJ en el 2011 hasta los 19 mil TJ en el 2012, siendo el principal tipo importado el Bituminoso.

En principal país desde donde se importa el Carbón Mineral es Colombia con un 71,4% de participación en el 2012, seguido de Venezuela con el 16,1% y Estados Unidos con el 1,3%. Comportamiento similar se observa durante el 2011, año en el cual el principal

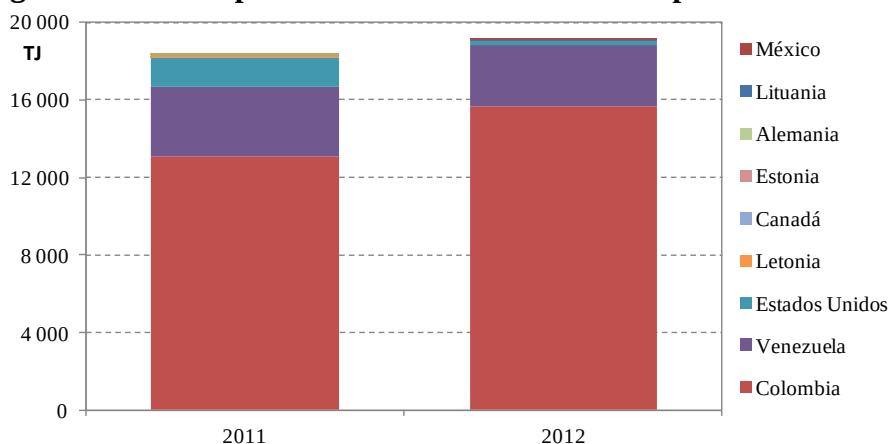
país desde donde se importa es Colombia (71,4%) seguido de Venezuela (19,8%) y Estados Unidos (7,9%). Los otros países presentan participaciones mucho menores.

Cuadro N° 5.3. Importaciones de Carbón Mineral por País, TJ

País	2011	2012
Colombia	13 077,90	15 665,97
Venezuela	3 615,43	3 120,13
Estados Unidos	1 453,10	251,41
Letonia	107,46	
Canadá	23,48	12,12
Estonia	21,88	12,48
Alemania	4,90	6,45
Lituania		4,38
México		0,01
TOTAL	18 304,16	19 072,94

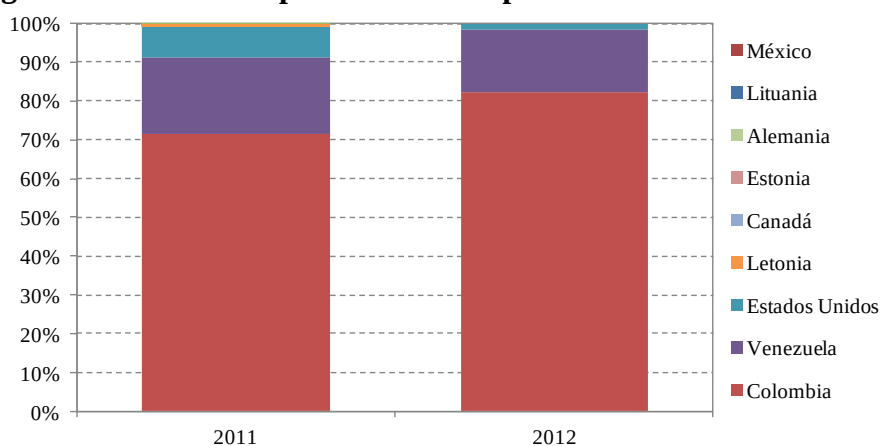
Fuente: SUNAT, 2013

Figura N° 5.10. Importaciones de Carbón Mineral por País



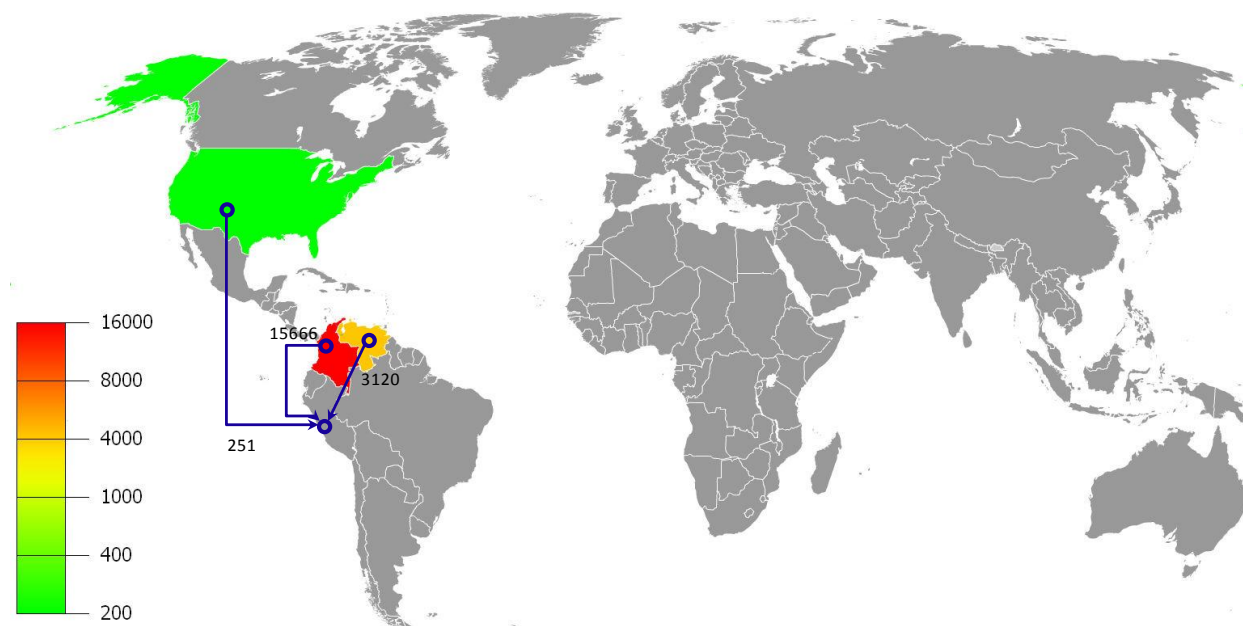
Fuente: SUNAT, 2013

Figura N° 5.11. Participación de las Importaciones de Carbón Mineral por País



Fuente: SUNAT, 2013

Figura N° 5.12. Mapa de Importaciones de Carbón Mineral por País 2012, TJ



Fuente: SUNAT, 2013

Las importaciones de Carbón Mineral ingresan al país por vía marítima utilizando principalmente los puertos del Pisco, Callao, Ilo, Mollendo y Conchán.

En el caso del puerto de Pisco, este es utilizado principalmente por la empresa Aceros Arequipa, el cual utiliza el Carbón Mineral como insumo en la fabricación del acero. El puerto de Ilo es usado por la empresa de generación eléctrica ENERSUR, mediante el cual abastece de carbón a la Central Térmica de Ilo 2. El terminal de Conchán es utilizado por la empresa Cementos Lima, el terminal de Mollendo es utilizado por la empresa Cementos Yura, el terminal del Callao es utilizado principalmente por la empresa Cemento Andino, todas estas empresas importan el Carbón Mineral para utilizarlo como insumo en la fabricación de cemento

Para las importaciones se utilizan buques diseñados para el traslado de minerales, los cuales son de diferentes capacidades y pertenecen a diferentes empresas.

B.- Exportaciones

Las exportaciones de Carbón Mineral han registrado una reducción del 28,3% durante el 2012 respecto al 2011, pasando de 18,3 miles de TJ en el 2011 hasta los 19 mil TJ en el 2012, siendo el principal tipo exportado el Antracita.

En principal país hacia donde se exporta el Carbón Mineral es Venezuela con un 48,6% de participación en el 2012, seguido de Holanda con el 24,4% y Ecuador con el 13,6%.

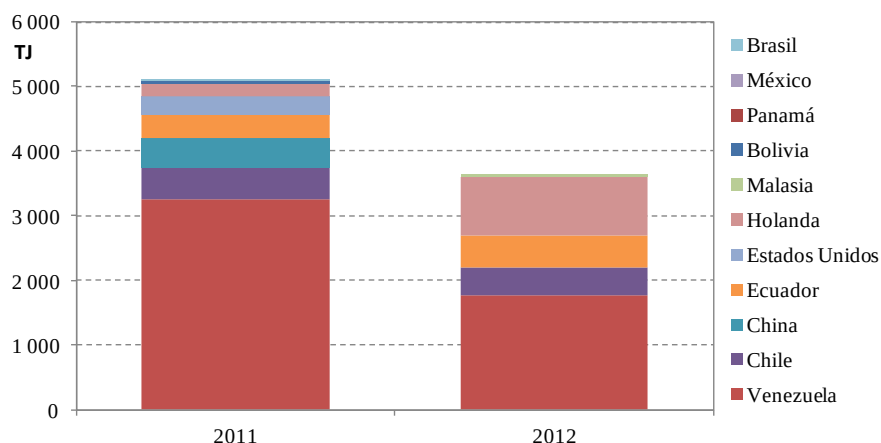
Comportamiento diferente se observa durante el 2011, año en el cual el principal país destino de las exportaciones siguió siendo Venezuela (63,9%), pero en segundo lugar se ubicó Chile (9,6%), luego China (9,0%) y Ecuador en cuarto lugar (7,1%).

Cuadro N° 5.4. Exportaciones de Carbón Mineral por País, TJ

País	2011	2012
Venezuela	3 256,63	1 777,05
Chile	488,42	431,60
China	457,10	
Ecuador	364,21	495,63
Estados Unidos	279,94	
Holanda	205,15	890,71
Malasia		57,92
Bolivia	25,40	
Panamá	12,88	
México	4,78	
Brasil	0,70	
TOTAL	5 095,20	3 652,90

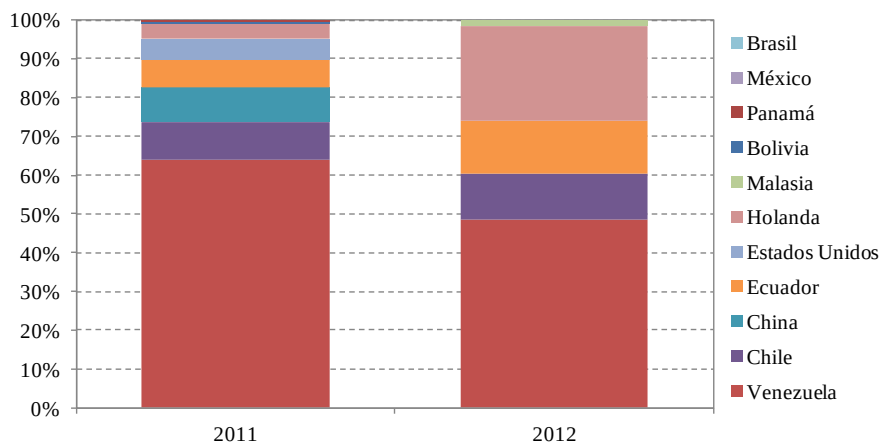
Fuente: SUNAT, 2013

Figura N° 5.13. Exportaciones de Carbón Mineral por País



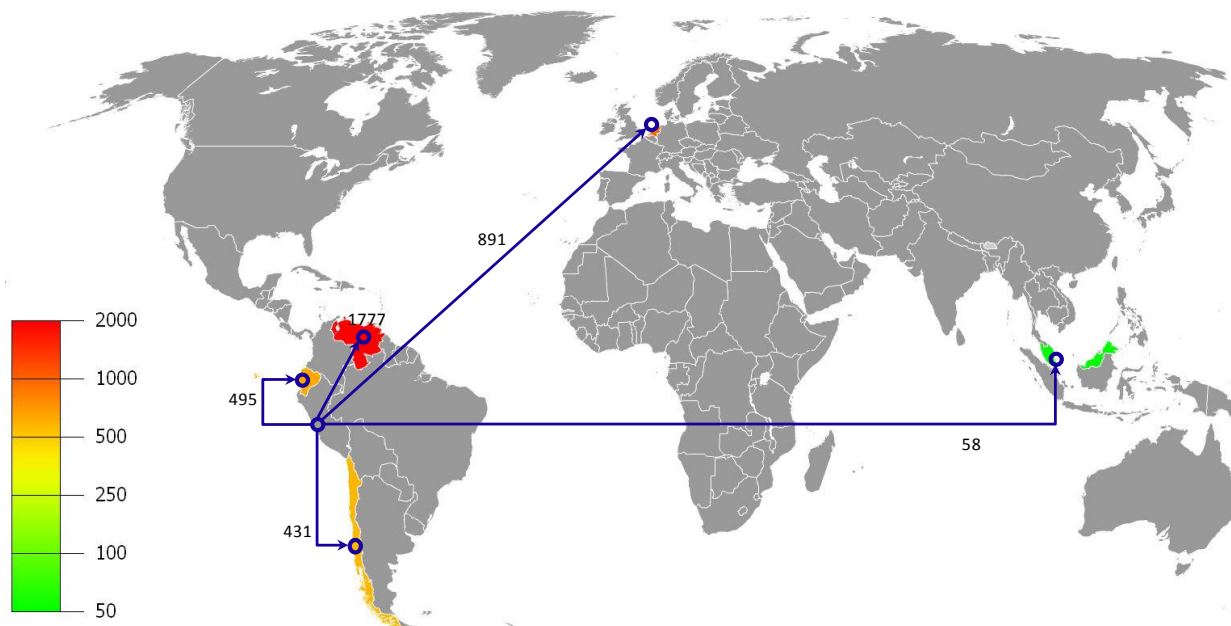
Fuente: SUNAT, 2013

Figura N° 5.14. Participación de las Exportaciones de Carbón Mineral por País



Fuente: SUNAT, 2013

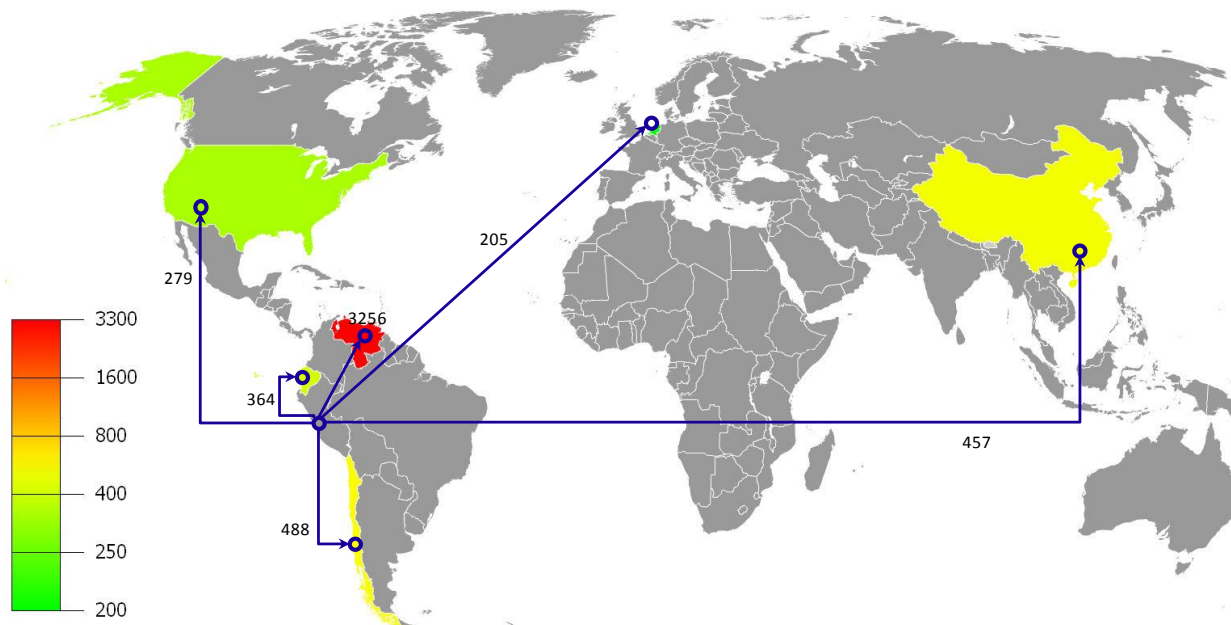
Figura N° 5.15. Mapa de Exportaciones de Carbón Mineral por País 2012, TJ



Fuente: SUNAT, 2013

En el 2011 también se exportó Carbón Mineral a Estados Unidos (279,9 TJ) y otros países de la región que presentan participaciones mucho menores, tal como se detalla en el cuadro siguiente.

Figura N° 5.16. Mapa de Exportaciones de Carbón Mineral por País 2011, TJ



Fuente: SUNAT, 2013

Las exportaciones de Carbón Mineral parten del país por vía marítima utilizando principalmente los puertos del Callao y Salaverry, este último ubicado en la costa norte del Perú, en la región La Libertad. Asimismo, se utilizan buques diseñados para el traslado de minerales, los cuales son de diferentes capacidades y pertenecen a diferentes empresas.

5.1.3 Gas Natural Licuefactado - LNG

En el Perú sólo se realizan exportaciones de LNG y de acuerdo al reporte de PERUPETRO (PERUPETRO, 2013), las exportaciones de Gas Natural Licuefactado – LNG se inician en 22 de Junio del 2010 con el primer embarque hacia México con el buque Barcelona Knutsen, en el cual se envían un total de 121 mil metros cúbicos de LNG.

Durante el 2010, las exportaciones de LNG ascendieron a un total de 88 460 TJ, subiendo hasta los 220 662 TJ durante el 2011, para reducirse ligeramente hasta los 214 856 TJ en el 2012, haciendo un total de 523 977 TJ en los tres años.

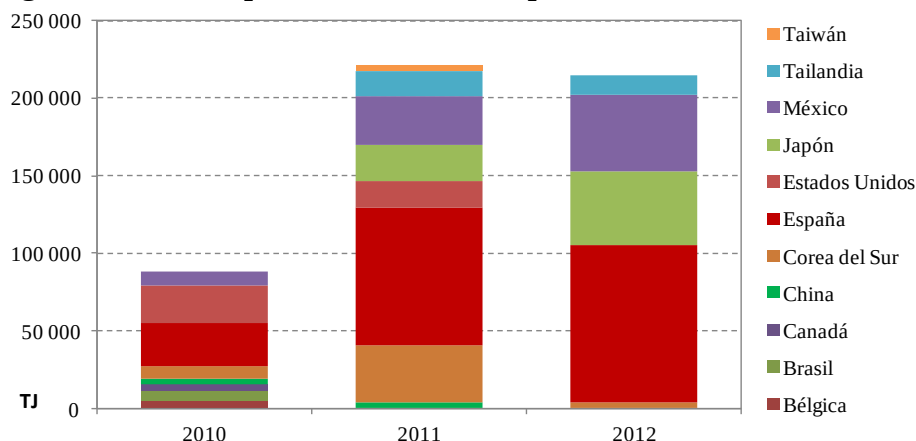
Cuadro N° 5.5. Exportaciones de LNG por País, TJ

País	2010	2011	2012	TOTAL
España	27 711	89 367	101 069	218 147
México	9 727	31 082	49 736	90 546
Japón	-	23 839	47 509	71 348
Corea del Sur	7 942	36 237	4 162	48 340
Estados Unidos	23 936	16 267	-	40 204
Tailandia	-	16 140	12 380	28 520
China	4 157	4 182	-	8 338
Bélgica	4 213	-	-	4 213
Brasil	6 755	-	-	6 755
Canadá	4 019	-	-	4 019
Taiwán	-	3 547	-	3 547
TOTAL	88 460	220 662	214 856	523 977

Fuente: SUNAT, 2013

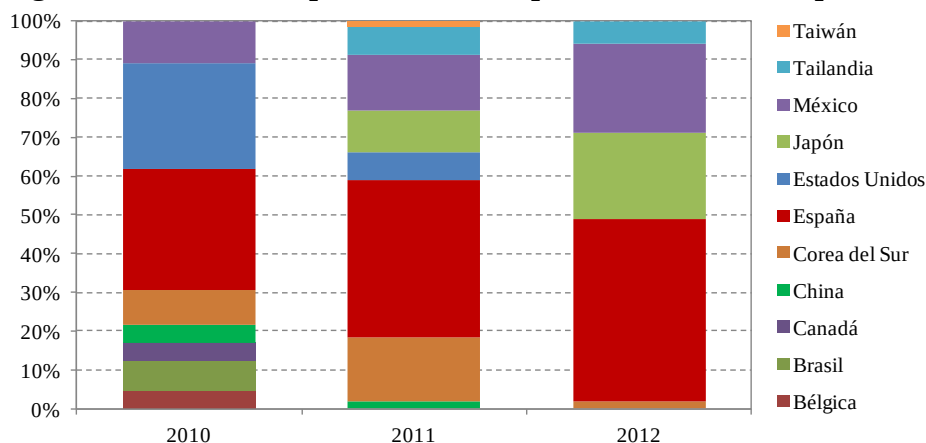
El principal país de destino del LNG durante el 2010 fue España, con una participación del 31,3% del total exportado, seguido de Estados Unidos con el 27,1%, luego se ubica México con el 11% y en cuarto lugar Corea del Sur con el 9%. Asimismo, se observa que las exportaciones están dirigidas a un total de 8 países diferentes, estando estos ubicados alrededor de todo el orbe.

Figura N° 5.17. Exportaciones de LNG por País



Fuente: SUNAT, 2013

Figura N° 5.18. Participación de las Exportaciones de LNG por País



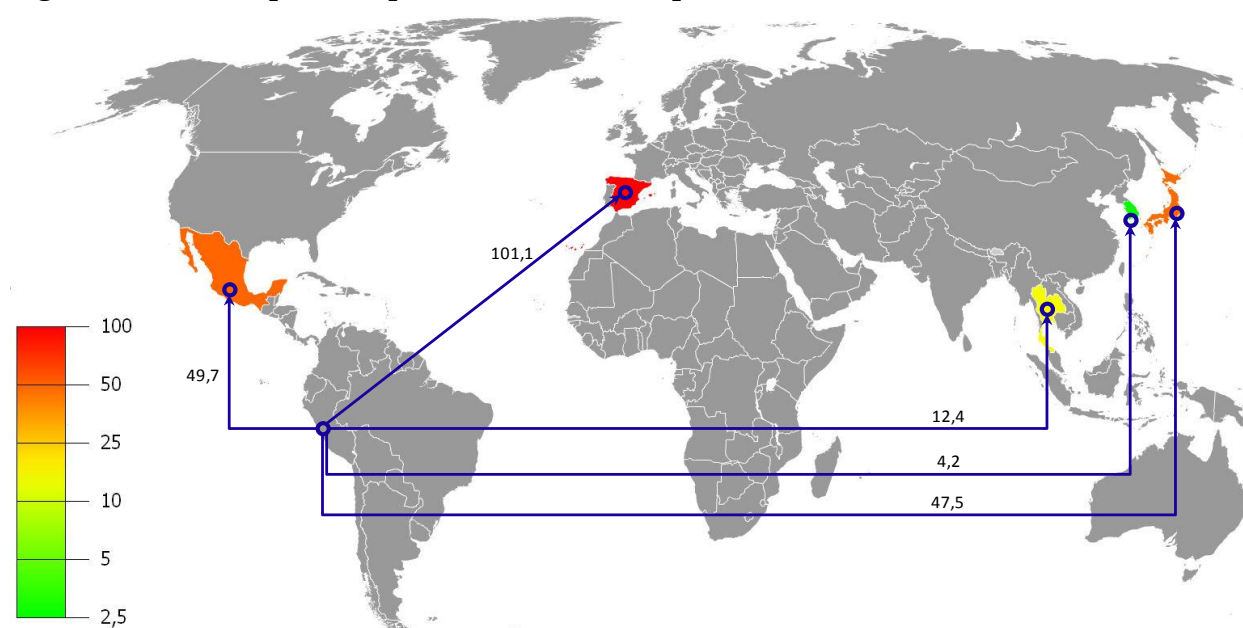
Fuente: SUNAT, 2013

Durante el 2011, el principal país de destino siguió siendo España, con el 40,5% de participación, seguido de Corea del Sur con el 16,4%, luego esta México con el 14,1% y Japón en cuarto lugar con el 10,8%. En el 2011, de manera similar al 2010, la cantidad total de países destino es de 8, pero ya no se envía el LNG a países como Brasil, Canadá y Bélgica, en su lugar se envía a otros países como Japón, Tailandia y Taiwán.

Durante el 2012, España continúa siendo el destino principal de las exportaciones de LNG, con una participación del 47%, seguido de México con el 23,1% y de Japón con el 22,1%. En cuarto lugar se ubica Tailandia con el 5,8% y finalmente Corea del Sur con el 1,9%.

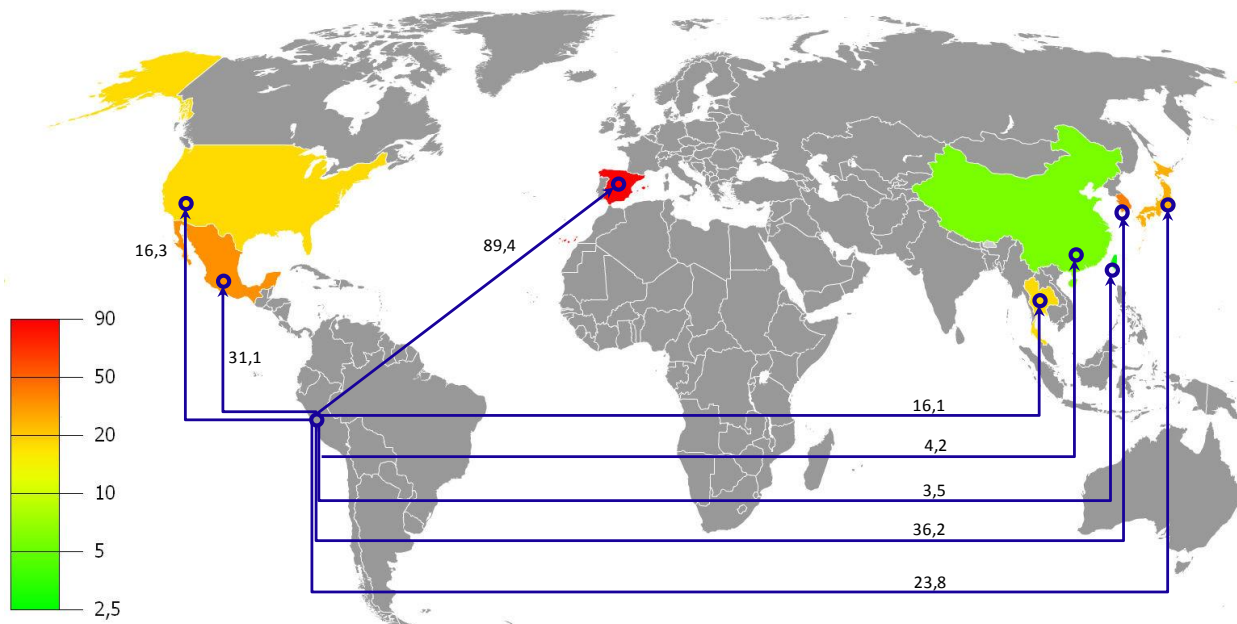
Como se observa, durante el 2012, la cantidad de países destino se redujo significativamente a sólo 5, dejándose de exportar a otros destinos como Estados Unidos, China y otros países.

Figura N° 5.19. Mapa de Exportaciones de LNG por País 2012, Miles TJ



Fuente: SUNAT, 2013

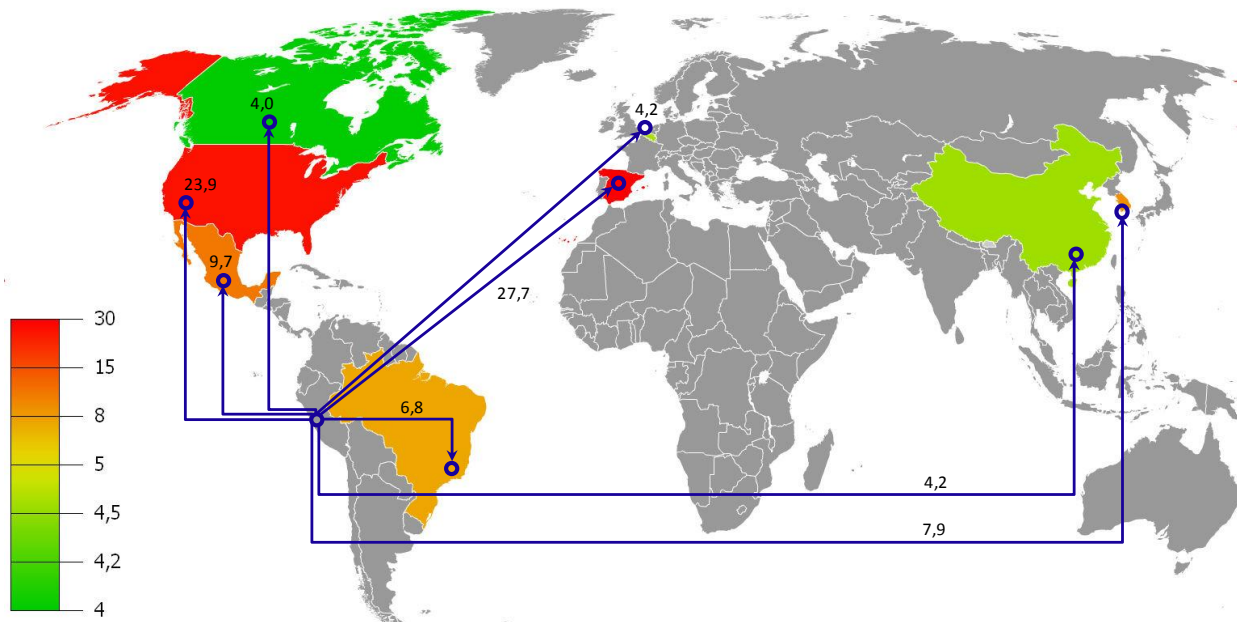
Figura N° 5.20. Mapa de Exportaciones de LNG por País 2011, Miles TJ



Fuente: SUNAT, 2013

Como se observa, España no solo incrementa su participación porcentual, sino que aumenta su cantidad real desde los 27,7 miles de TJ en el 2010 hasta los 101 mil TJ en el 2012, lo cual representa un incremento del 265% respecto al 2010.

Figura N° 5.21. Mapa de Exportaciones de LNG por País 2010, Miles TJ



Fuente: SUNAT, 2013

A nivel acumulado desde el 2010 hasta el 2012, a España se han enviado un total de 218 miles de TJ de LNG, el segundo destino fue México con 90,5 miles de TJ, mientras que en tercer lugar se ubica Japón con 71 miles de TJ.

Para la exportación del LNG se utiliza el terminal de la Planta de Licuefacción de Melchorita, ubicada a 170km al sur de Lima. Asimismo, el medio de transporte es por vía marítima, mediante el uso de buques especialmente diseñados para el transporte de LNG, siendo estos de diferentes capacidades y de diferentes empresas.

5.1.4 Diesel

A. Importaciones

Las importaciones de Diesel durante el 2012 ascendieron a 75 328 TJ, lo cual representa un crecimiento del 10% respecto al 2011, año en el cual las importaciones fueron de 68 504 TJ (SUNAT, 2013).

Durante el 2012, las importaciones de Diesel provinieron de dos países, Estados Unidos con una participación del 99,1% y Bélgica con una participación del 0,9%.

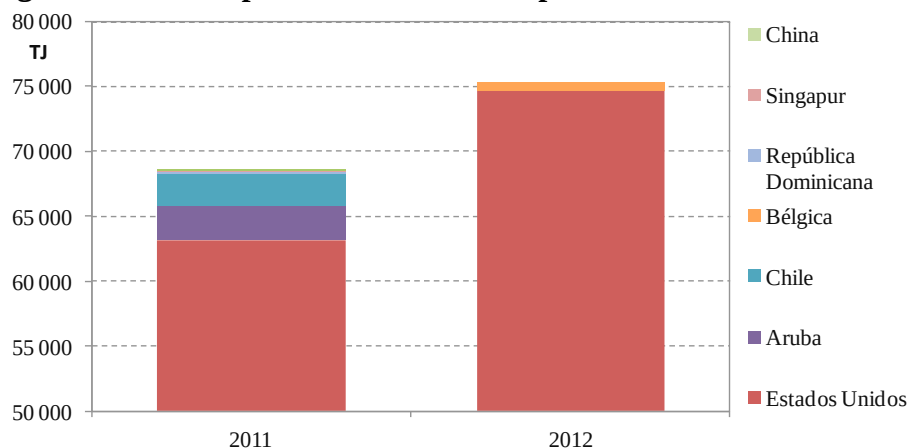
En el 2011, de manera semejante al 2012, las mayor parte de las importaciones de Diesel provinieron de Estados Unidos, lo cual represento el 92,1%; en segundo lugar se situó las importaciones desde Aruba con el 4% de participación y en tercer lugar se situó Chile, con el 3,5% de participación, tal como se detalla en el cuadro y gráficos siguientes.

Cuadro N° 5.6. Importaciones de Diesel por País, TJ

País	2011	2012
Estados Unidos	63 125	74 642
Aruba	2 755	
Chile	2 393	
Bélgica		686
República Dominicana	201	
Singapur	21	
China	9	
TOTAL	68 504	75 328

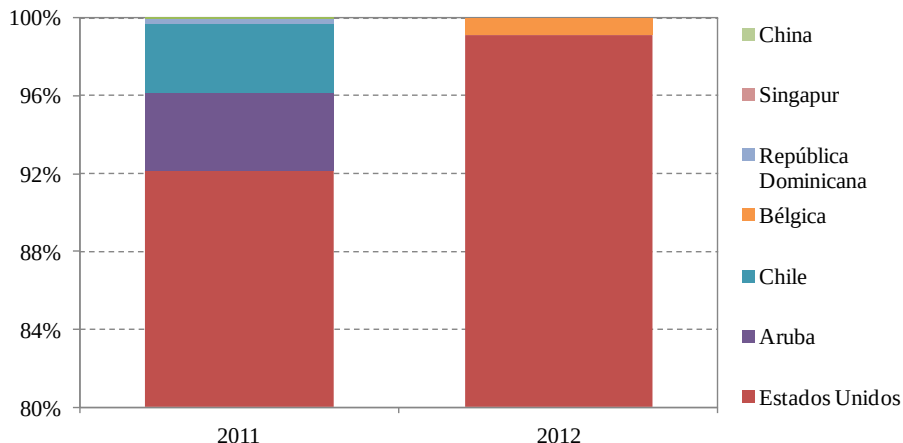
Fuente: SUNAT, 2013

Figura N° 5.22. Importaciones de Diesel por País



Fuente: SUNAT, 2013

Figura N° 5.23. Participación de las Importaciones de Diesel por País

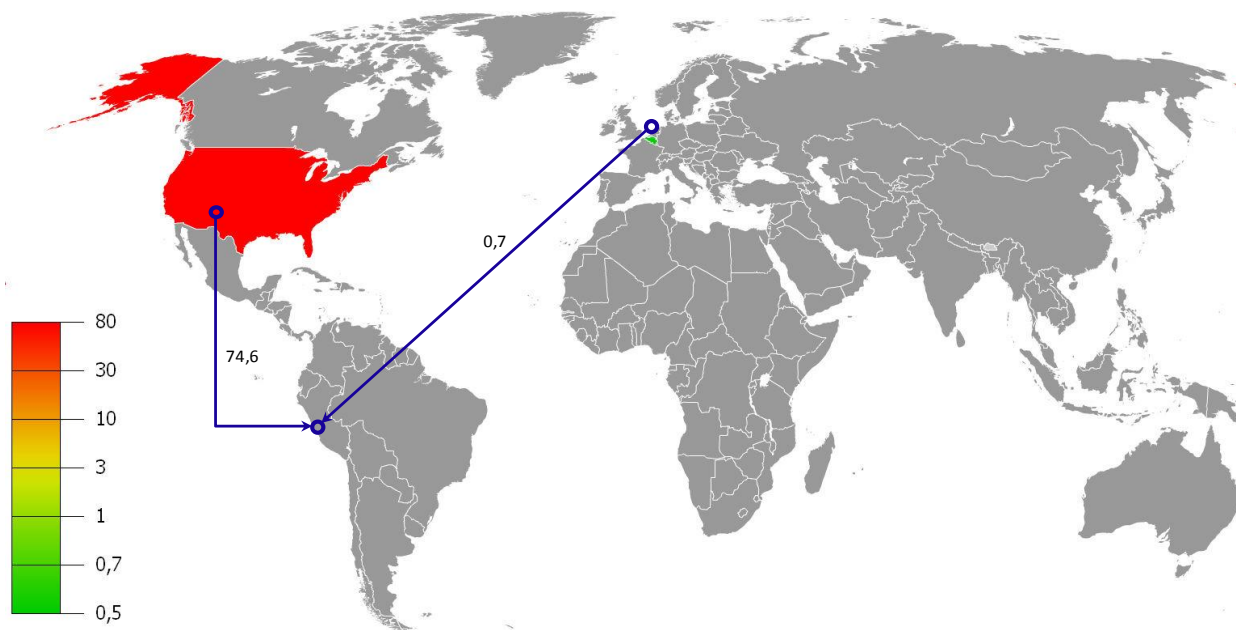


Fuente: SUNAT, 2013

Como se observa, durante el 2011 las importaciones de Diesel provinieron de un total de 6 países, mientras que el 2012 sólo de dos países y en ambos años, las principales importaciones vinieron de Estados Unidos.

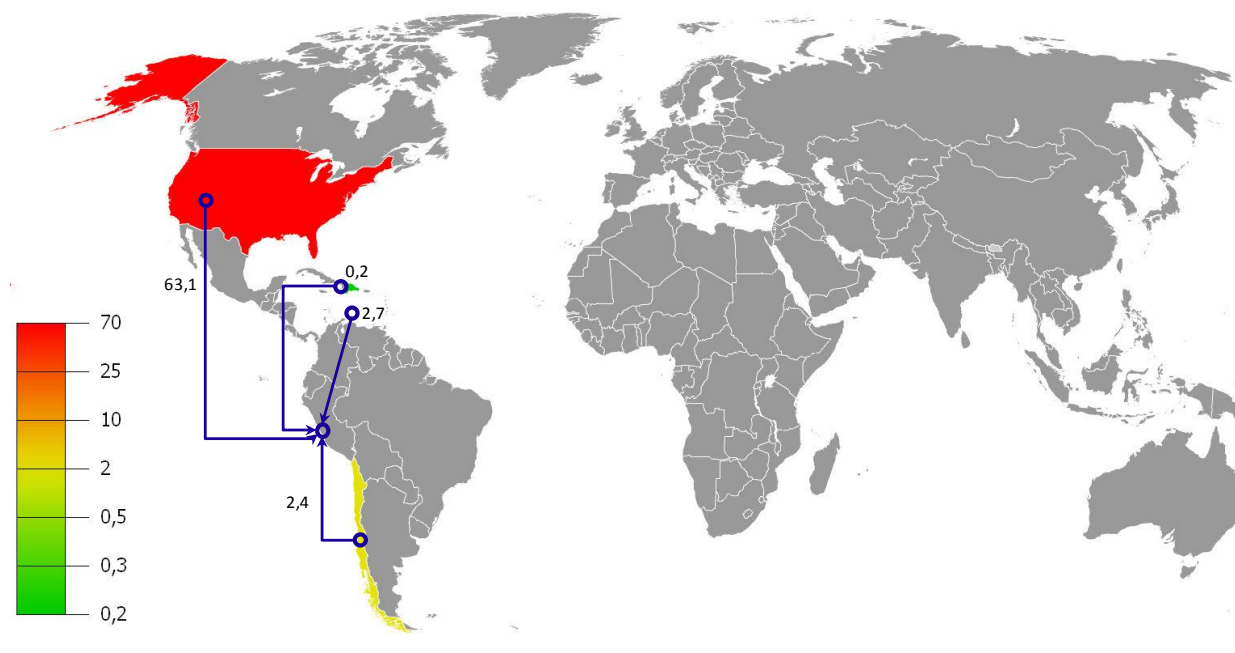
Las importaciones de Diesel se realizan por vía marítima mediante el uso de buques especiales diseñados para el transporte de combustibles, los cuales son de diferentes capacidades.

Figura N° 5.24. Mapa de Importaciones de Diesel por País 2012, Miles TJ



Fuente: SUNAT, 2013

Figura N° 5.25. Mapa de Importaciones de Diesel por País 2011, Miles TJ



Fuente: SUNAT, 2013

Las importaciones ingresan al Perú principalmente por tres puertos, el Callao, Mollendo y Conchán. En el caso del Callao, estas importaciones están destinadas principalmente a la Refinería La Pampilla de propiedad de Repsol, mientras que en el caso de Mollendo, las importaciones están destinadas a la Planta de Almacenamiento de Combustibles de Petroperú ubicados en la ciudad de Mollendo, desde donde se abastece el sur del Perú. Las importaciones que llegan al terminal de Conchán (lado sur de Lima) están destinadas a la Refinería de Conchán de propiedad de Petroperú.

Adicionalmente a los puertos mencionados, se utiliza un cuarto puerto en menor medida, el de Iquitos, en este caso el transporte es vía fluvial y sirve para abastecer de combustible la selva norte.

B. Exportaciones

Las exportaciones de Diesel durante el 2012 ascendieron a 122 TJ, mientras que durante el 2011 fueron de 1024 TJ (SUNAT, 2013), pero no se tienen registros detallados de los países destino de estas exportaciones, las cuales son mucho menores a las importaciones, realizándose también por vía marítima.

5.1.5 Gasolina, Kerosene y JET

A. Importaciones

Las importaciones del grupo de combustibles conformado por Gasolina, Kerosene y JET durante el 2012 ascendieron a 3 139 TJ, lo cual representa una reducción del 77% respecto al 2011, año en el cual las importaciones fueron de 13 877 TJ (SUNAT, 2013). Dichas importaciones son principalmente de JET, los cuales son usados como combustible de aviación. En el caso del Kerosene, no se observan importaciones en la

medida que su consumo está prohibido a nivel interno a partir del 2009 en la mayoría de regiones y a partir del 1 de octubre del 2010 en todo el Perú.

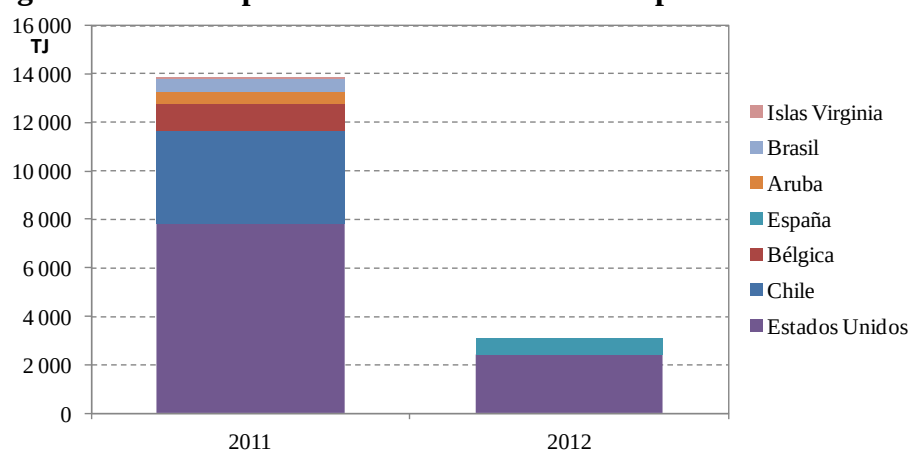
Durante el 2012, las importaciones de Gasolina y JET provinieron de dos países, Estados Unidos con una participación del 76,6% y España con una participación del 23,4% (ver cuadro y gráficos siguientes).

Cuadro N° 5.7. Importaciones de Gasolina-JET por País, TJ

País	2011	2012
Estados Unidos	7 843,54	2 405,26
Chile	3 818,99	
Bélgica	1 072,89	
España		734
Aruba	562,08	
Brasil	471,27	
Islas Virginia	108,70	
TOTAL	13 877,48	3 139,12

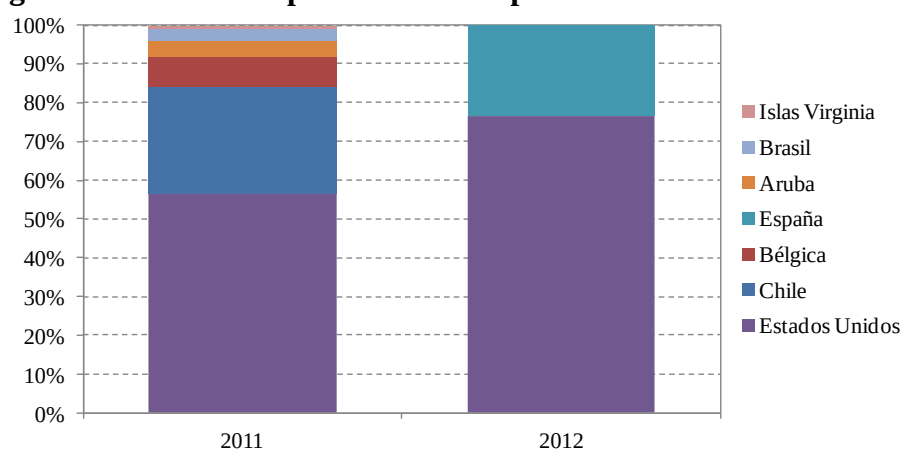
Fuente: SUNAT, 2013

Figura N° 5.26. Importaciones de Gasolina -JET por País



Fuente: SUNAT, 2013

Figura N° 5.27. Participación de las Importaciones de Gasolina-JET por País

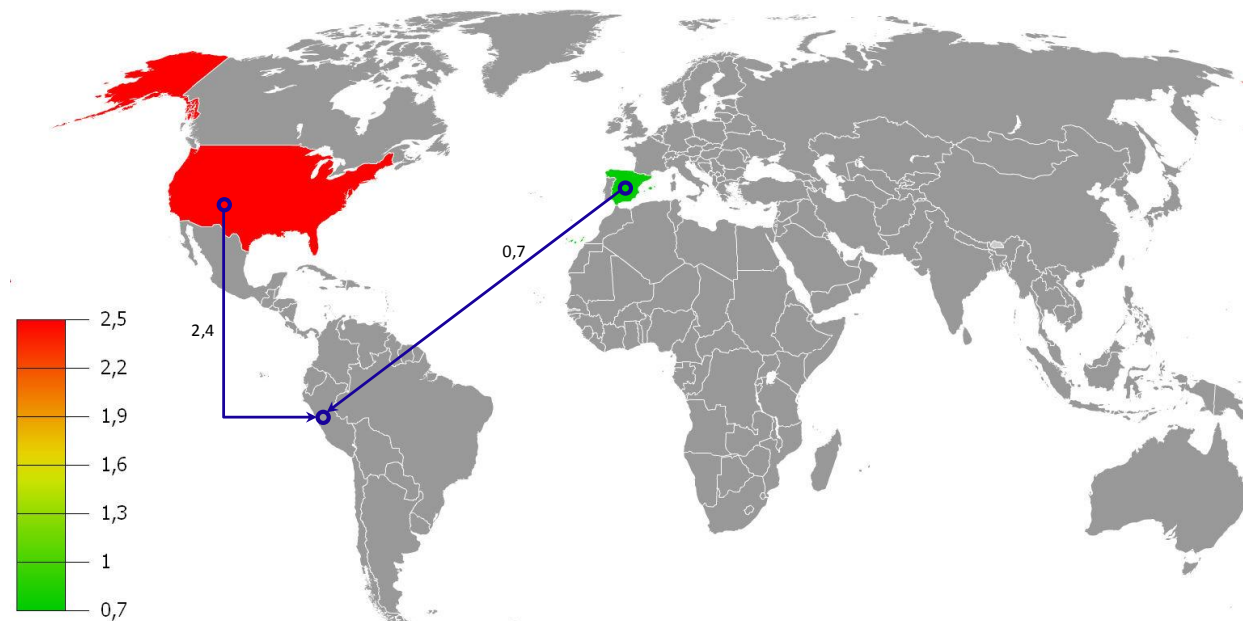


Fuente: SUNAT, 2013

En el 2011, la mayor parte de las importaciones de Gasolina y JET provinieron de tres países: Estados Unidos con el 56,6% de participación, en segundo lugar se situó las importaciones desde Chile con el 27,5% de participación y en tercer lugar se situó Bélgica, con el 7,7% de participación, tal como se detalla en los gráficos siguientes.

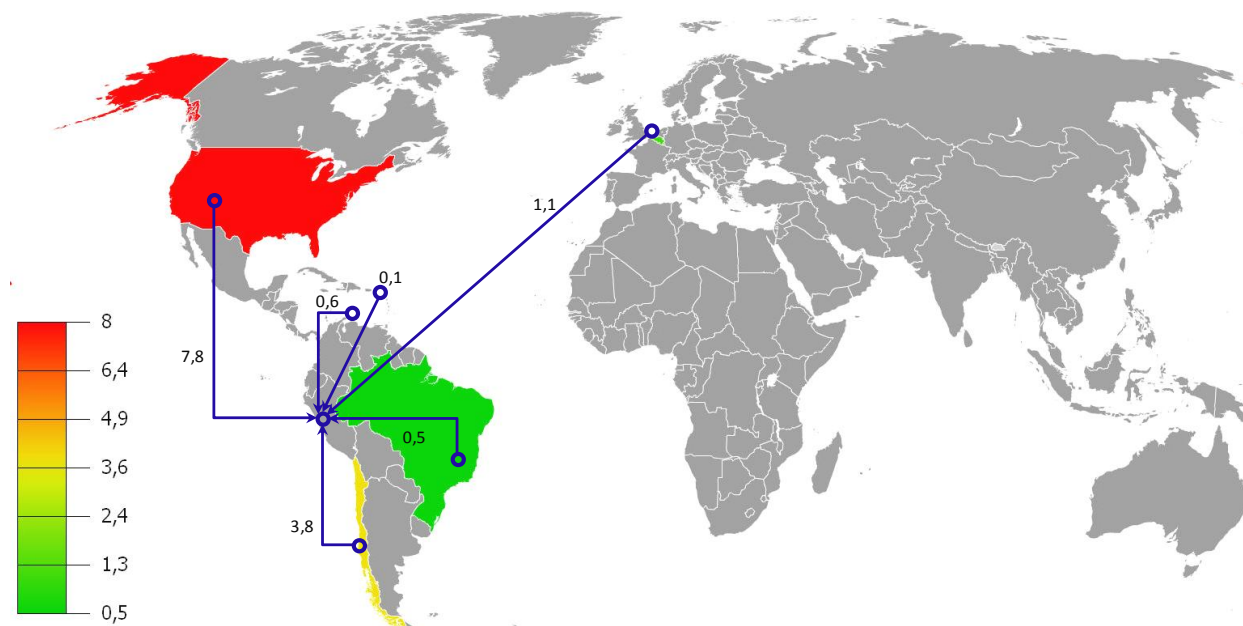
Como se observa, durante el 2011 las importaciones de Gasolina y JET provinieron de un total de 6 países, mientras que el 2012 sólo de dos países y en ambos años, las principales importaciones vinieron de Estados Unidos.

Figura N° 5.28. Mapa de Importaciones de Gasolina-JET por País 2012, Miles TJ



Fuente: SUNAT, 2013

Figura N° 5.29. Mapa de Importaciones de Gasolina-JET por País 2011, Miles TJ



Fuente: SUNAT, 2013

Las importaciones de Gasolina y JET se realizan por vía marítima mediante el uso de buques especiales diseñados para el transporte de combustibles, los cuales son de diferentes capacidades.

Respecto a los puertos utilizados para la importación de Gasolina y JET, no se dispone de registro detallados.

B. Exportaciones

Las exportaciones del grupo de combustibles conformado por Gasolina, Kerosene y JET durante el 2012 ascendieron a 27 418 TJ, lo cual representa una reducción del 68% respecto al 2011, año en el cual las exportaciones fueron de 85 492 TJ (SUNAT, 2013).

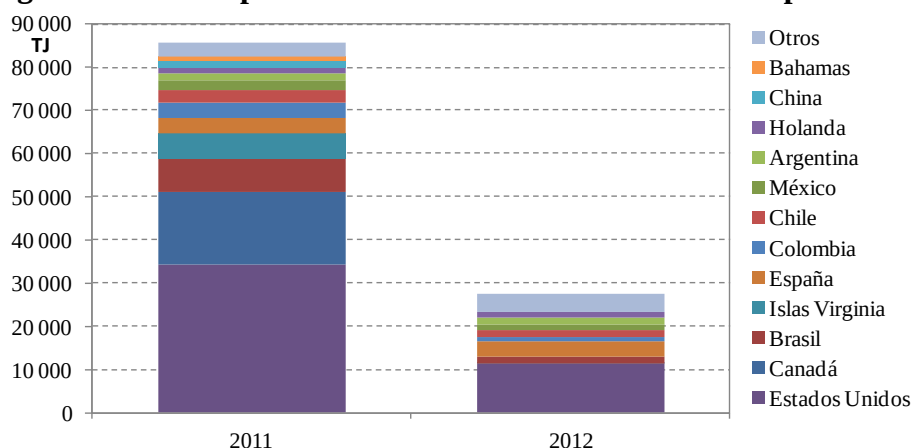
Durante el 2012, las exportaciones de Gasolina, Kerosene y JET tuvieron como destino 20 países diferentes, siendo Estados Unidos el principal mercado con una participación del 40,9%, seguido de España con una participación del 13,5% (ver cuadro y gráficos siguientes). En tercer lugar se ubicó Chile con el 6,7%, seguido en cuarto lugar de Argentina con el 6,1%. El resto de países presentan participaciones menores al 5%.

Cuadro N° 5.8. Exportaciones de Gasolina-Kerosene-JET por País, TJ

País	2011	2012
Estados Unidos	34 381,85	11 227,73
Canadá	16 679,78	254,78
Brasil	7 752,20	1 337,51
Islas Virginia	5 692,83	
España	3 731,49	3 701,55
Colombia	3 564,08	871,92
Chile	2 745,45	1 849,52
México	2 276,94	1 146,85
Argentina	1 761,53	1 676,59
Holanda	1 390,14	1 367,66
China	1 535,64	
Bahamas	991,14	
Francia	519,21	883,78
Venezuela	533,42	572,31
Panamá	333,85	402,18
El Salvador	158,52	343,47
Costa Rica	325,94	335,41
Bolivia	246,54	320,26
Ecuador	284,90	272,36
República Dominicana	196,19	257,57
Cuba	128,78	240,33
Uruguay	150,08	194,25
Paraguay	111,66	162,98
TOTAL	85 492,16	27 418,99

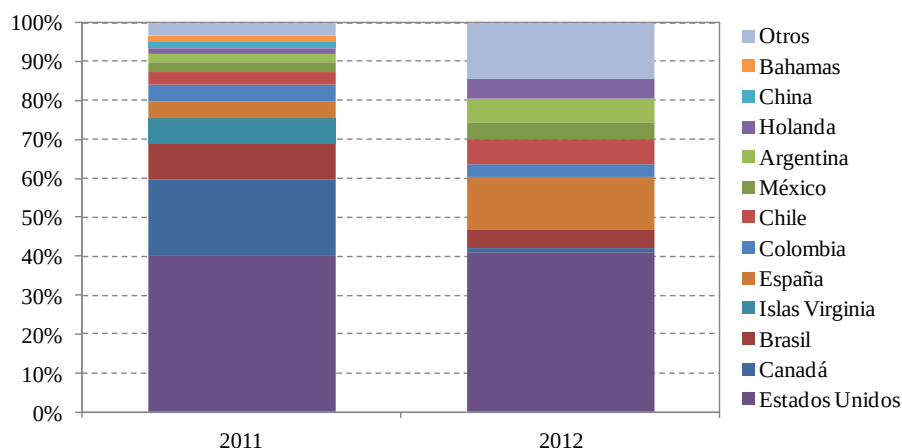
Fuente: SUNAT, 2013

Figura N° 5.30. Exportaciones de Gasolina-Kerosene-JET por País



Fuente: SUNAT, 2013

Figura N° 5.31. Participación de las Exportaciones de Gasolina-Kerosene-JET por País



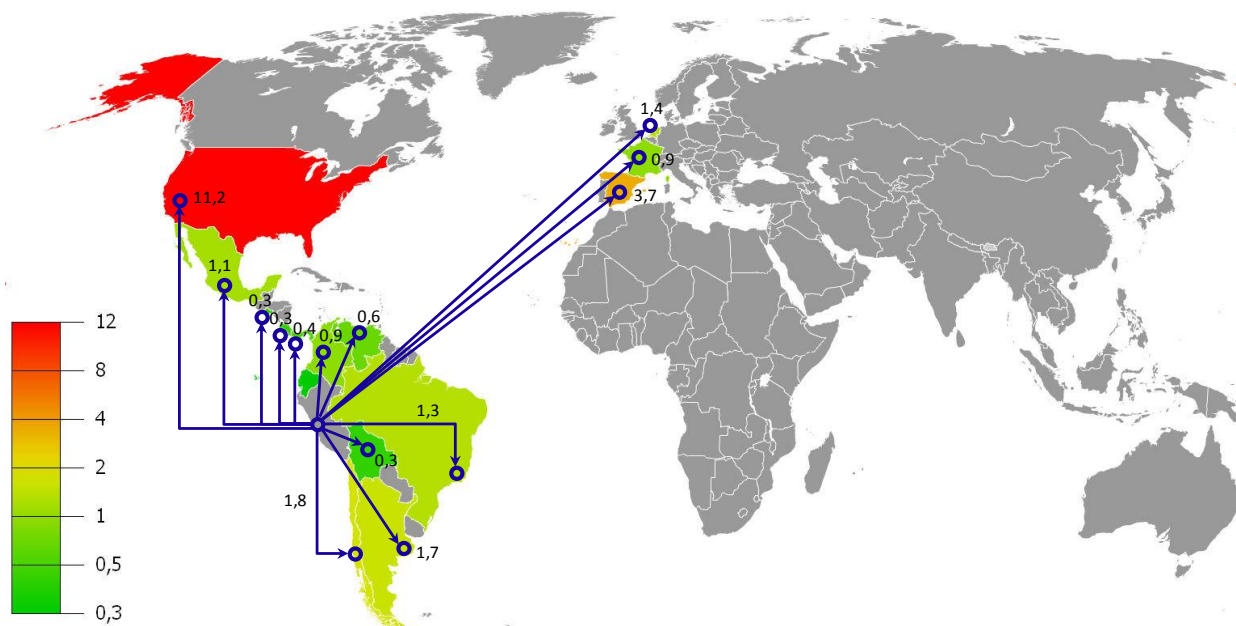
Fuente: SUNAT, 2013

Durante el 2011, las exportaciones de Gasolina, Kerosene y JET tuvieron como destino 23 países diferentes, siendo de manera similar al 2012 Estados Unidos el principal mercado con una participación del 40,2%, pero en segundo lugar se ubica Canadá con una participación del 19,5%. En tercer lugar se ubicó Brasil con el 9,1%, seguido en cuarto lugar de las Islas Virginia con el 6,7%. El resto de países presentan participaciones menores al 5%.

De las importaciones y exportaciones de Gasolina, Kerosene y JET, se observa que el Perú es un exportador neto de dichos combustibles, debido a que las exportaciones superan largamente las importaciones.

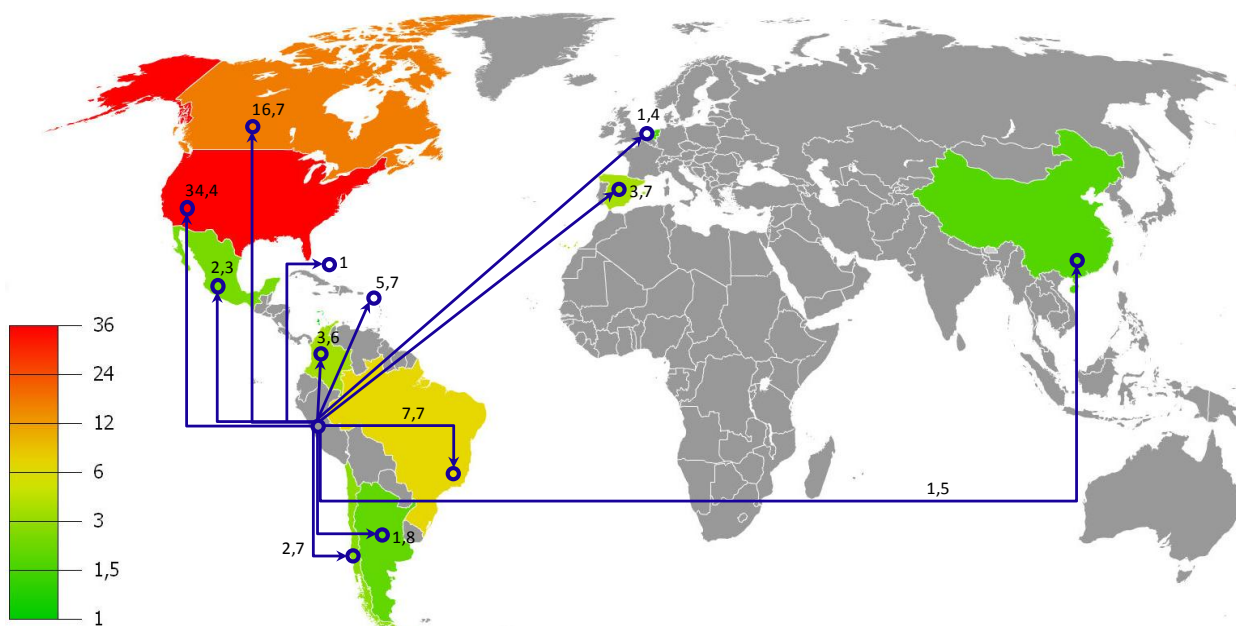
Como se observa, durante el 2011 y 2012 las exportaciones de Gasolina, Kerosene y JET tuvieron como destino una gran cantidad de países, tanto de la región como fuera de región (ver gráficos siguientes), ello debido a que al ser la Gasolina, el Kerosene y el JET commodities, pueden ser vendidos a cualquier país, de acuerdo a las necesidades del mercado internacional.

Figura N° 5.32. Mapa de Exportaciones de Gasolina-Kerosene-JET por País 2012, Miles TJ



Fuente: SUNAT, 2013

Figura N° 5.33. Mapa de Exportaciones de Gasolina-Kerosene-JET por País 2011, Miles TJ



Fuente: SUNAT, 2013

Las exportaciones de Gasolina, Kerosene y JET se realizan por vía marítima mediante el uso de buques especiales diseñados para el transporte de combustibles, los cuales son de diferentes capacidades.

Respecto a los puertos utilizados para la exportación de Gasolina, Kerosene y JET, los principales son el Callao donde se ubica la Refinería La Pampilla de Repsol y la bahía de Talara, donde se ubica la Refinería de Talara de propiedad de Petroperú.

5.1.6 Electricidad

El Perú tiene una sola conexión eléctrica con un país vecino y es con el Ecuador mediante la línea L-2280 en 230kV de 107 km que une las subestaciones de Zorritos en Perú y Machala en Ecuador, mediante la cual se realiza transacciones internacionales de compra (importación) y venta (exportación) de energía eléctrica.

A.- Importaciones

De los reportes del COES (COES, 2012), las importaciones de Electricidad tuvieron lugar durante el 2011 y 2012, ascendiendo a 20,83 TJ y 17,83 TJ respectivamente, en ambos años, las importaciones tuvieron lugar sólo durante periodos comprendidos en 3 meses, el resto del año no se han registrado importaciones.

El periodo de mayor importación fue en Febrero del 2012, mes en que se importó un total de 14,59 TJ, ello en un total de 9 días, desde el 03 hasta el 11 de Febrero.

Cuadro N° 5.9. Importaciones de Electricidad, TJ

Mes	2009	2010	2011	2012
Enero	-	-	-	-
Febrero	-	-	-	14,59
Marzo	-	-	-	2,35
Abril	-	-	-	0,95
Mayo	-	-	-	-
Junio	-	-	7,19	-
Julio	-	-	-	-
Agosto	-	-	8,64	-
Setiembre	-	-	-	-
Octubre	-	-	-	-
Noviembre	-	-	-	-
Diciembre	-	-	4,99	-
TOTAL	-	-	20,83	17,89

Fuente: COES, 2012

B.- Exportaciones

De manera semejante a las importaciones y sobre la base de los reportes del COES (COES, 2012), las exportaciones de Electricidad tuvieron lugar durante los años 2009, 2010 y 2012, ascendiendo a 225,13 TJ, 402,86 TJ y 7,84 TJ respectivamente.

El periodo de mayor importación fue en Diciembre del 2009, mes en que se exportó un total de 160,7 TJ, tal como se detalla en el cuadro siguiente.

El año 2010 se registra el mayor nivel de exportaciones, con un total 402, 86 TJ en un total de 5 meses, mientras que el 2012, solo se exporta durante dos meses (Setiembre y Octubre) un total 7, 84 TJ.

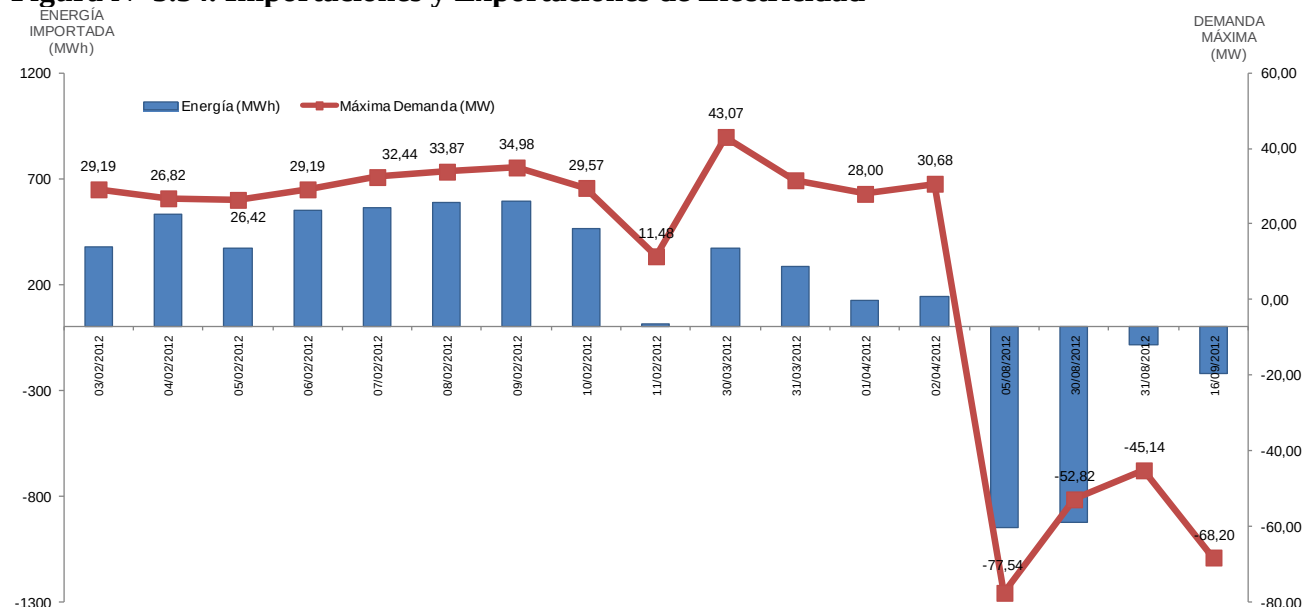
Cuadro N° 5.10. Exportaciones de Electricidad, TJ

Mes	2009	2010	2011	2012
Enero	-	152,12	-	-
Febrero	-	57,14	-	-
Marzo	-	73,01	-	-
Abril	-	120,59	-	-
Mayo	-	-	-	-
Junio	-	-	-	-
Julio	-	-	-	-
Agosto	-	-	-	7,04
Setiembre	-	-	-	0,80
Octubre	-	-	-	-
Noviembre	64,44	-	-	-
Diciembre	160,70	-	-	-
TOTAL	225,13	402,86	-	7,84

Fuente: COES, 2012

De los flujos en la línea de interconexión internacional L-2280, durante el 2012 se observa que la máxima potencia de recepción (importaciones) ha sido de 43 MW y ha tenido lugar el 30 de marzo del 2012, mientras que la mayor potencia de envío (exportación) ha sido de 77,5 MW y ha tenido lugar el 05 de Agosto del 2012.

Figura N° 5.34. Importaciones y Exportaciones de Electricidad



Fuente: COES, 2012

5.1.7 Residual

A.- Importaciones

De acuerdo a los reportes de Aduanas de la SUNAT (SUNAT, 2013), las importaciones de Residual ascendieron a 6,55 TJ durante el 2012, mientras que durante el 2011 fueron de 1957 TJ, proviniendo estas principalmente de Estados Unidos, tal como se detalla en el cuadro siguiente.

Cuadro N° 5.11. Importaciones de Residual por País, TJ

País	2011	2012
Estados Unidos	1 956,99	6,48
Alemania		0,07
TOTAL	1 956,99	6,55

Fuente: SUNAT, 2013

B.- Exportaciones

Las exportaciones de Residual durante el 2012 ascendieron a 107 mil TJ, superior en 95,2% respecto del 2011, año en que las exportaciones fueron de 54,8 miles TJ.

Cuadro N° 5.12. Exportaciones de Residual por País, TJ

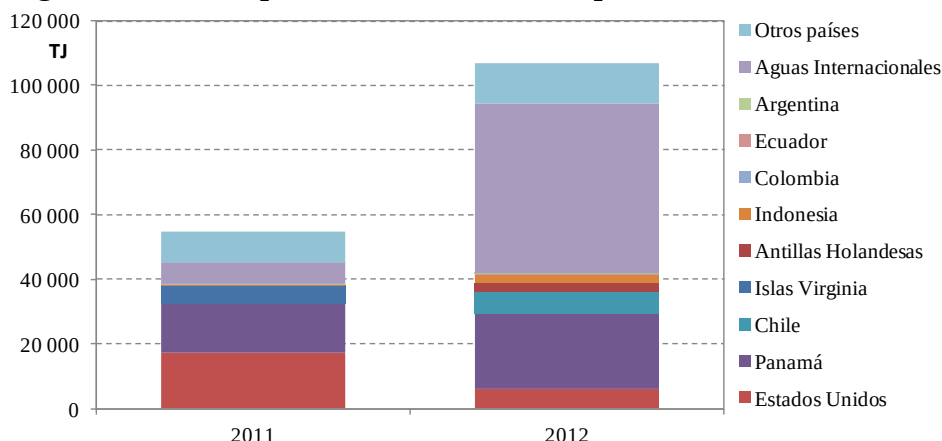
País	2011	2012
Estados Unidos	17 511,28	6 057,13
Panamá	15 073,50	23 233,19
Chile		6 832,09
Islas Virginia	5 315,02	
Antillas Holandesas		2 838,70
Indonesia	492,38	2 296,28
Colombia	315,69	312,33
Ecuador	254,24	179,97
Argentina		6,95
Aguas Internacionales	6 435,30	52 716,59
Otros países	9 411,51	12 527,38
TOTAL	54 808,91	107 000,62

Fuente: SUNAT, 2013

De los reportes de Aduanas SUNAT (SUNAT, 2013), se observa que buena parte de las exportaciones no registra un destino definido, siendo consignado como destino las Aguas Internacionales u Otros Países, por lo cual no es posible determinar con exactitud los países destinos de las exportaciones, pero se observa que durante el 2012, Panamá fue un destino de las exportaciones de Residual, con un total exportado de 23 mil TJ, seguido de Chile con 6,8 miles TJ y luego se ubica Estados Unidos con 6 mil TJ.

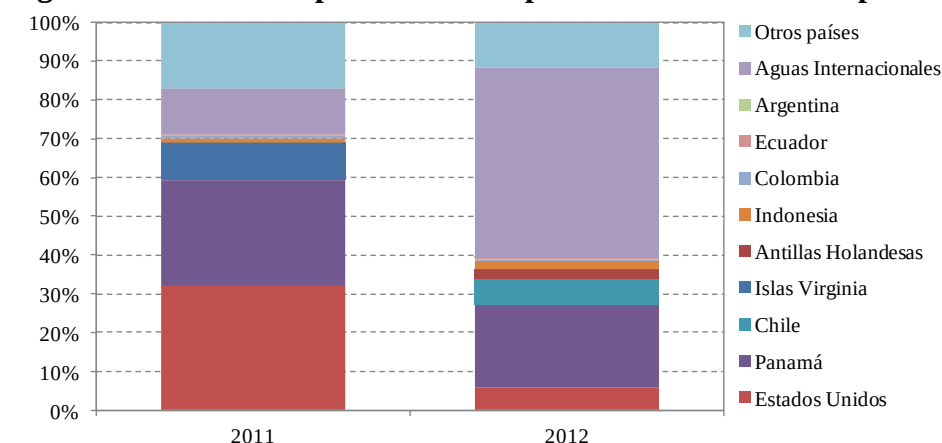
Durante el 2011 se observa que a Estados Unidos se envía la mayor cantidad de Residual, con un total de 17,5 miles TJ, mientras que en segundo lugar se ubica Panamá con 15 mil TJ y en tercer lugar se tiene a Chile con 5,3 miles TJ.

Figura N° 5.35. Exportaciones de Residual por País



Fuente: SUNAT, 2013

Figura N° 5.36. Participación de la Exportaciones de Residual por País



Fuente: SUNAT, 2013

Tanto las importaciones como las exportaciones de Residual tienen lugar por vía marítima, usando buques especialmente diseñados para el transporte de combustibles, los cuales son de diversas capacidades.

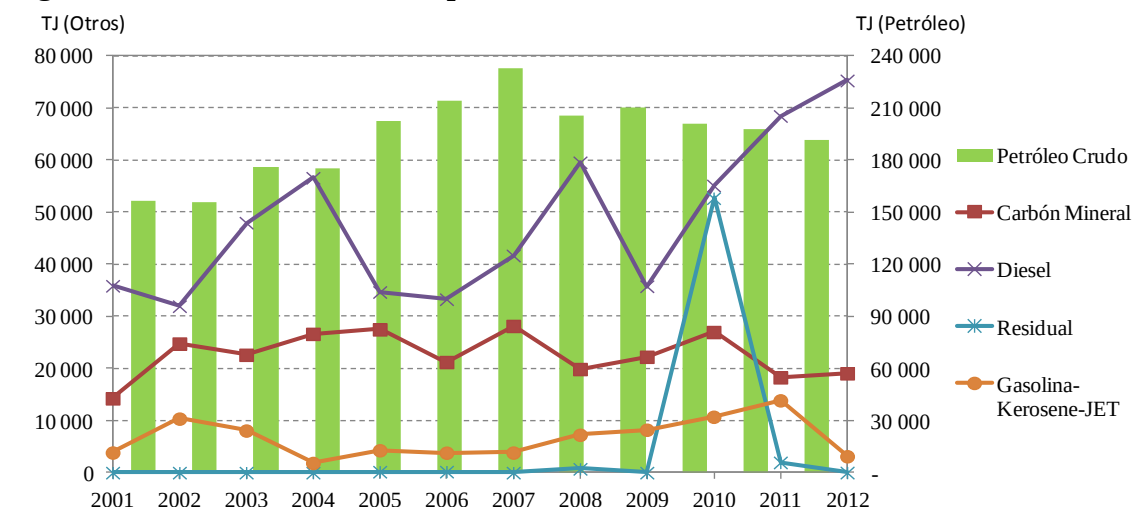
El principal puerto de embarque y desembarque de Residual es el Callao.

5.2 Potencial de Comercio Energético Futuro

5.2.1 Importaciones

Para estimar el potencial de comercio energético futuro a nivel de importaciones, es necesario analizar el comportamiento histórico de las importaciones de los combustibles durante los últimos años, así se presenta en la figura siguiente dicha evolución en el periodo 2001 al 2012.

Figura N° 5.37. Evolución de Importaciones de Combustibles



Fuente: SUNAT, 2013

Como se observa en el gráfico, las fuentes presentaron comportamientos diferentes, algunos con tendencias relativamente claras, otras muy variables.

Siendo el Petróleo Crudo el principal combustible importado, se observa una clara tendencia de crecimiento de las importaciones durante el periodo 2001 al 2007, para luego reducirse sostenidamente hasta el 2012, aunque la tasa de crecimiento en el primer periodo es mayor a la tasa de reducción del segundo periodo, por lo que se puede esperar un comportamiento ligeramente decreciente a futuro de las importaciones de Petróleo Crudo.

El segundo energético de mayor importación, el Diesel, presenta un comportamiento variable, observándose periodos en los cuales se incrementa la importación y otros en los cuales se reduce significativamente respecto al año anterior, pero a partir del 2009 se observa un crecimiento sostenido bastante acentuado, siendo la tasa de crecimiento media anual de dicho periodo del 28%, lo cual es bastante elevado. Por ello, de mantenerse la tendencia de los últimos años, se espera un incremento en las importaciones de Diesel. Asimismo, este incremento está ligado a las restricciones técnicas de las refinerías locales de obtener Diesel de bajo azufre a partir del Petróleo Crudo pesado que se produce en el Perú y la alta demanda interna de Diesel, por lo cual se debe importar Diesel en grandes cantidades.

El Carbón Mineral representa el tercer energético de mayor importación, lo cual se debe en gran medida a que la mayoría de las reservas locales de carbón mineral son del tipo Antracita, mientras que el principal carbón consumido es del tipo Bituminosa, el cual es usado principalmente en la Central Térmica Ilo 2, por las cementeras y siderúrgicas, por ello se estima que a futuro se deba seguir importando Carbón Mineral en cantidades similares a las actuales, las cuales bordean los 20 a 25 mil TJ por año.

El grupo de las Gasolinas, Kerosene y JET representan el cuarto energético de mayor importación, pero sus cantidades son mucho menores a las exportaciones. Asimismo, se observa un patrón de importaciones creciente a partir del 2004 hasta el 2011, para luego disminuir en el 2012, por lo cual se espera que dichas importaciones se mantengan en el

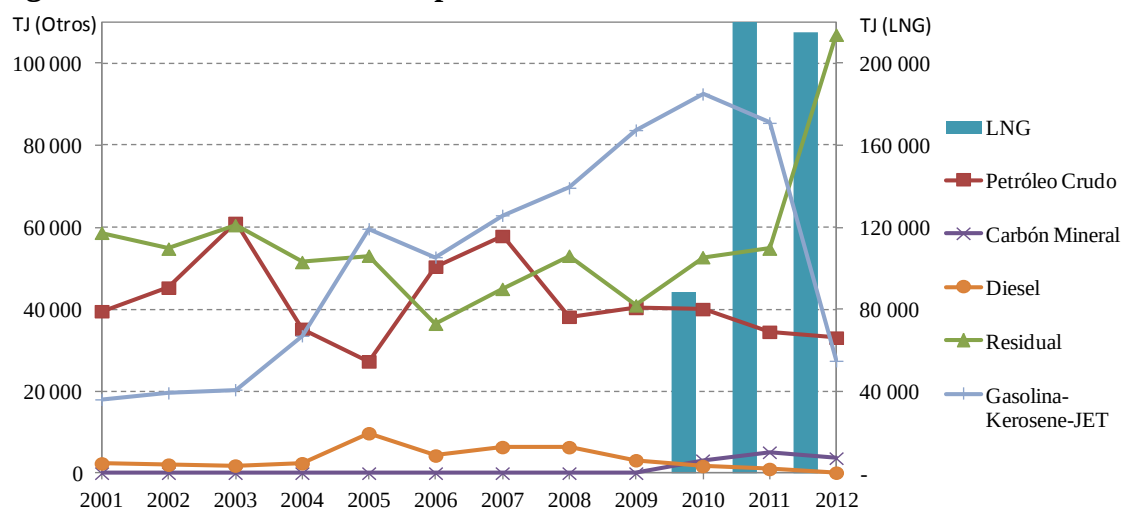
tiempo a valores similares a los actuales, no esperándose incrementos significativos. En este caso se tiene que a partir del 2009 está prohibido el consumo de Kerosene, por ello no se observan importaciones de dicho combustible a partir del 2009.

En el caso particular de la Electricidad, las importaciones tuvieron lugar durante el 2011 y 2012, siendo los valores de 21 TJ y 18 TJ respectivamente (ver cuadro N° 4.23), ello debido a déficit de generación en la zona norte del Perú por mantenimiento de la principal central térmica del lugar, la Central Térmica Malacas. Por lo anterior, de presentarse escenarios futuros de restricción de generación en la zona norte del Perú, se presentaría importaciones de energía eléctrica desde Ecuador.

5.2.2 Exportaciones

De manera semejante a las importaciones, para estimar el potencial de comercio energético futuro a nivel de exportaciones, es necesario analizar el comportamiento histórico de las exportaciones de los principales combustibles durante los últimos años, así se presenta en la figura siguiente dicha evolución en el periodo 2001 al 2012.

Figura N° 5.38. Evolución de Exportaciones de Combustibles



Fuente: SUNAT, 2013

A nivel de exportaciones, el principal energético exportado es el LNG, cuyo máximo valor fue de 220 mil TJ en el 2011, disminuyendo ligeramente en el 2012 hasta los 215 mil TJ. En este caso, al existir una planta de licuefacción de propiedad de Perú LNG y existir asimismo un contrato de exportación hasta el año 2028, se estima que hasta dicho periodo se mantenga el nivel de exportaciones actuales en forma continua, siendo los destinos de dichas exportaciones diversos países, pero se estima que España será el principal destino como se ha observado en los últimos años.

El segundo grupo de combustibles de mayor exportación son la Gasolina, Kerosene y JET, que han presentado un crecimiento sostenido en las exportaciones desde el 2003 hasta el 2010, llegando dicho año hasta los 92 mil TJ, para luego disminuir ligeramente el en 2011 a 85 mil TJ y bajar significativamente en el 2012 hasta los 27 mil TJ. Por lo anterior, al ser el Perú un exportador neto de Gasolina, Kerosene y JET y tener una producción mucho mayor a su demanda interna, se estima que a futuro se mantenga el

mismo panorama de exportador neto, aunque es posible que se los niveles de exportación sean variables. Asimismo, los destinos de las exportaciones serían diversos países de la región y fuera de la región, tal como se ha observado en los últimos años.

El tercer combustible que presenta mayor nivel de exportaciones es el Residual, el cual es producido en mayor cantidad que lo que la demanda interna requiere, por ello el Perú es un exportador neto de Residual. Tal como se observa en el gráfico anterior se observa dos periodos diferenciados en el comportamiento de las exportaciones de Residual, el primero que va desde el 2001 hasta el 2006 donde se observa una reducción sostenida de las exportaciones, y el segundo periodo que va desde el 2007 hasta el 2012, periodo en el cual se observa un crecimiento sostenido de las exportaciones, a excepción del año 2009 que presenta una leve reducción; observándose en el 2012 un crecimiento importante de las exportaciones de Residual. Basado en el comportamiento histórico, se estima que las altas exportaciones de Residual se mantendrán en el futuro, ello debido básicamente a que los subproductos obtenidos de las refinerías locales que utilizan el crudo local, generan grandes cantidades de Residual que excede significativamente la demanda interna, por ello se exporta a diferentes países de la región y fuera de la región.

El Petróleo Crudo es el cuarto energético de mayor exportación, cuyo comportamiento en el tiempo es cíclico en el periodo 2001 al 2008, pero a partir de dicho año se observa una reducción leve y sostenida de las exportaciones hasta el 2012. En este caso, el principal producto exportado es el crudo pesado que se produce en la costa y selva norte del Perú, el cual no puede ser procesado en su totalidad en las refinerías locales, por lo que parte es exportado a otros países donde si es refinado, tal es el caso de Estados Unidos y Chile. Por lo anterior, se estima que se mantenga a futuro el nivel de las exportaciones actuales de Petróleo Crudo, debido básicamente al tipo de crudo pesado que se produce a nivel local y las restricciones técnicas de las refinerías locales para procesar dicho crudo.

Las exportaciones tanto del Diesel como del Carbón Mineral presentan niveles menores, por lo cual se estima que mantengan dichos bajos niveles en el futuro.

En el caso particular de la Electricidad, tal como se comento anteriormente, la única interconexión eléctrica internacional que se tiene es con Ecuador, mediante una línea en 230 kV y 107 km de longitud que une las subestaciones de Zorritos en Perú y Machala en Ecuador. Así las exportaciones de energía eléctrica a Ecuador se iniciaron en el 2005 con un total de 27 TJ, luego durante los años 2009 y 2010 con 225 TJ y 403 TJ respectivamente, y finalmente en el 2012 con 8 TJ (ver cuadro N° 4.23). Como se observa, el patrón de exportaciones es muy variable, efectuándose sólo en periodos cortos de días e incluso horas como en el 2012, por lo cual no es posible determinar el nivel de exportaciones futuras de energía eléctrica, pero se puede estimar que se realice bajo escenarios de restricciones de generación en el lado ecuatoriano.

6. ANÁLISIS DEL MARCO REGULATORIO PARA LA IMPORTACIÓN Y EXPORTACIÓN DE ENERGÍA

6.1 Marco Regulatorio Peruano

6.1.1 Electricidad

El marco regulatorio del sector eléctrico está formado por las siguientes leyes y normas principales:

Ley de Concesiones Eléctricas, Ley N° 25844

Principal norma que rige las actividades y negocios del sector eléctrico: generación, transmisión y distribución.

Ley para Asegurar el Desarrollo Eficiente de la Generación, Ley N° 28832

Ley que perfecciona las reglas establecidas en la Ley de Concesiones Eléctricas.

Ley N° 1041 (junio de 2008)

Promueve el uso eficiente del gas natural.

Ley N° 1002 (mayo de 2008)

Concede ventajas competitivas a los proyectos de generación con energías renovables - RER. Asimismo, establece un porcentaje objetivo de 5% de la demanda de energía nacional que debe ser cubierto por generación RER, sin incluir hidroeléctricas.

DS N°027-2007-EM y DS N°010-2010-EM

Que promueve la inversión en transmisión.

DS N°175-2009/MEM-DM

Permite la aplicación de un factor de descuento que beneficia a proyectos hidroeléctricos para la oferta económica de licitaciones de suministro.

Ley N° 1058 (junio de 2008)

Beneficio de la depreciación acelerada, hasta de 20% anual, para la inversión en proyectos hidroeléctricos y otros recursos renovables.

Ley N° 28876 (Junio de 2006)

Establece la recuperación anticipada del impuesto general a las ventas de electricidad en empresas que utilizan recursos hidráulicos y energías renovables.

Ley N° 26734.- (31/12/96) Ley del Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minería

Crea e OSINERGMIN, organismo encargado de la supervisión de las inversiones en energía y minería

DS N° 011-2012-EM

Mediante el cual se aprueba el Reglamento Interno para la Aplicación de la Decisión 757 de la CAN para el comercio internacional de energía eléctrica con Ecuador

6.1.2 Hidrocarburos

El marco regulatorio del sector hidrocarburos está formado por las siguientes leyes y normas principales:

Ley N° 26221.- (20/08/93) Ley Orgánica de Hidrocarburos

Principal norma que rige las actividades y negocios del sector hidrocarburos: exploración y explotación.

Decreto Supremo N° 048-2009-EM (09/06/09)

Dicta las Normas Reglamentarias de la Ley N° 28552.

Decreto Supremo N° 042-2005-EM (14/10/05)

Aprueba el Texto Único Ordenado de la Ley Orgánica de Hidrocarburos.

Decreto Supremo N° 045-2008-EM.- (20/09/2008)

Aprueba el Reglamento del Artículo 11 del texto Único Ordenado de la Ley Orgánica de Hidrocarburos

Ley N° 27377.- (07/12/2000)

Ley de Actualización de Hidrocarburos

Ley N° 26734.- (31/12/96) Ley del Organismo Supervisor de la Inversión en Energía (OSINERG)

Crea e OSINERGMIN, organismo encargado de la supervisión de las inversiones en energía y minería

Ley N° 26225.- (24/08/93)

Ley de Organización y Funciones de PERUPETRO S.A., empresa estatal encargada de promover, firmar y supervisar a nombre del estado peruano los contratos de concesión para exploración y explotación de hidrocarburos

Ley N° 27133.- (04/06/99)

Ley de Promoción del Desarrollo de la Industria del Gas Natural

Ley N° 28176.- (23/02/2004)

Ley de Promoción de la Inversión en Plantas de Procesamiento de Gas Natural

Ley N° 29163 (20/12/07)

Ley de promoción para el desarrollo de la industria petroquímica.

6.1.3 Contratos de Concesión y Licencia

A. Electricidad

En el caso de la electricidad, los actores nacionales e internacionales pueden participar de los diferentes procesos de licitación internacional que convoca el Estado peruano

para la implementación de infraestructura eléctrica, siendo los términos comunes los siguientes:

- La modalidad es del tipo de concurso de concesión para el caso de licitaciones de líneas de transmisión del sistema garantizado de transmisión, mediante el cual los postores deben primero calificar y luego presentar sus ofertas económicas.
- En el caso de líneas del sistema garantizado de transmisión, el factor de competencia será el menor costo de servicio total a la fecha de presentación de ofertas. El costo de servicio total está constituido por la suma de la anualidad del costo de inversión, más el costo anual de operación y mantenimiento.
- El contrato de concesión en el caso de líneas del sistema garantizado de transmisión es normalmente del tipo BOOT (Built Own Operate and Transfer), es decir, que el adjudicatario será responsable por el diseño, financiación, construcción, operación y mantenimiento del proyecto, pero al terminar el plazo de la concesión, la línea será transferida al Estado Peruano.
- Contrato de concesión en el caso de líneas del sistema garantizado de transmisión es por un periodo de hasta 30 años más el tiempo de construcción.
- En el caso de centrales de generación que utilicen recursos hidráulicos o recursos renovables con potencia instalada mayor a 500kW, redes de distribución de electricidad del servicio público y líneas de transmisión que no han sido sujetos a licitación por el Estado peruano, la concesión definitiva es por plazo indefinido.
- En el caso de centrales termoelectricas con potencia instalada mayor a 500kW la autorización es por plazo indefinido.
- Los contratos tienen estabilidad jurídica y tributaria.
- El adjudicatario tiene libre disponibilidad de divisas.
- Se tiene el beneficio de la depreciación acelerada, hasta de 20% anual en un periodo total de 5 años, para la inversión en proyectos hidroeléctricos y otros recursos renovables.
- Se tiene la recuperación anticipada del impuesto general a las ventas de electricidad en empresas que utilizan recursos hidráulicos y energías renovables.
- Se aplica un factor de descuento que beneficia a proyectos hidroeléctricos para la oferta económica de licitaciones de suministro.
- Además, de ser necesario pueden viabilizar la implementación de proyectos de infraestructura pública o de prestación de servicios públicos, bajo la modalidad de asociación público– privada para agilizar los procesos de promoción a la inversión privada.

Un ejemplo de dichas licitaciones es el proyecto de la “Línea de Transmisión 500 kV Mantaro-Marcona-Socabaya-Montalvo y Subestaciones Asociadas”, cuyo acto de presentación de ofertas y adjudicación de la Buena Pro se realizó el día jueves 18 de julio de 2013 y donde el proyecto fue adjudicado a la empresa Interconexión Eléctrica SA – ISA, con una oferta de inversión de US\$ 278,4 millones y un costo de operación anual de US\$ 6,9 millones. Dicho proyecto constituye el segundo enlace en 500 kV entre las zonas Centro y Sur del SEIN, por lo que su puesta en servicio permitirá que la energía generada en el Centro sea transferida hacia el Sur. El proyecto contempla tres tramos de línea de transmisión en 500 kV, con una distancia estimada total de 900 km, y una capacidad de 1400 MVA. Así como la construcción de dos subestaciones nuevas: Mantaro Nueva 500/220 kV y Socabaya Nueva 500/220 kV; y la ampliación de tres

subestaciones existentes: Campo Armiño 220 kV, Marcona Nueva 500 kV y Montalvo 500 kV. El plazo de la concesión es de 30 años, más el plazo de construcción de 38 meses.

B. Hidrocarburos

En el caso del sector hidrocarburos, el Estado peruano, representado por PERUPETRO, se encarga de promover, negociar y suscribir los contratos Licencia para exploración y explotación de hidrocarburos en el Perú. Así en octubre del 2011, PETROPERU suscribió cinco contratos de exploración y explotación de hidrocarburos con las empresas Tecpetrol (Lote 174), Pitkin Petroleum (Lote XVIII), Hydrocarbon Exploration (lotes 183 y 188) y Ecopetrol (Lote 179).

En este caso, las condiciones generales de los contratos de Licencia de exploración y explotación de hidrocarburos son:

- Periodo de exploración de hidrocarburos de 7 años.
- Periodo de explotación de Petróleo es el que resta hasta completar los 30 años
- Periodo de explotación de Gas Natural es el que resta hasta completar los 40 años
- El pago de regalías por derecho de explotación de hidrocarburos, otorgándose el contrato a quien ofrezca la mayor regalía.
- Estabilidad tributaria y cambiaria durante la vigencia del contrato, por lo cual quedará sujeto, únicamente, al régimen tributario vigente a la fecha de suscripción del contrato
- Contabilidad en Dólares Americanos
- Amortización lineal en un período de cinco (5) ejercicios anuales, contados a partir del ejercicio al que corresponda la fecha de inicio de la extracción comercial. La referida amortización lineal se aplicará a todos los gastos de exploración y desarrollo y a todas las inversiones que realice el Contratista desde la fecha de suscripción del contrato hasta la fecha de inicio de la extracción comercial.
- La importación de bienes e insumos requeridos en la fase de exploración se encuentra exonerada de todo Tributo, incluyendo aquellos que requieren mención expresa, siempre y cuando se encuentren contenidos en la lista de bienes sujetos al beneficio, de acuerdo a lo establecido en el artículo 56° de la Ley No. 26221. El beneficio se aplicará por el plazo que dure dicha fase.
- La exportación de Hidrocarburos está exenta de todo tributo, incluyendo aquellos que requieren mención expresa.
- Libre disposición por el Contratista de hasta el ciento por ciento (100%) de las divisas generadas por sus exportaciones de los Hidrocarburos, las que podrá disponer directamente en sus cuentas bancarias, en el Perú o en el exterior.
- En la última licitación pública internacional Offshore 2013 convocada por PERUPETRO, se tiene que PETROPERU participaría a su elección hasta con el 25% en el Contrato a partir de la fecha de inicio de la extracción comercial.

En el caso de plantas de procesamiento de GN, el Estado peruano firma un Contrato-Ley con el inversionista y le otorga los beneficios de la Ley N° 28176, siendo estos similares a las condiciones de exploración y explotación de hidrocarburos, con la diferencia que no se paga regalías y podrán importar temporalmente, por el período de

dos (2) años, bienes destinados a sus actividades con suspensión de los tributos a la importación, incluyendo aquellos que requieren mención expresa.

Como ejemplo de las regalías se tiene el contrato firmado entre PERUPETRO y Tecpetrol por el Lote 174 en octubre del 2011, donde se tiene que las regalías a pagar durante la fase de explotación será del 40,05% si la relación entre los ingresos por ventas (a precios fiscalizados de referencia y restando el costo de transporte y almacenamiento) y los egresos asumidos por el inversionista es igual o mayor a 2, si dicha relación se reduce, las regalías también se reducen, siendo la mínima regalía a pagar del 20,05%.

En caso del GN que se exporta a través de la planta de Perú LNG, las regalías que se pagan al Estado peruano son del 30% del valor de referencia en caso este valor sea menor o igual a 4 US\$/MMBTU y 38% en caso sea igual o mayor a 5 US\$/MMBTU. Para el consumo interno del GN, las regalías con del 37,24%.

6.2 Convenios Internacionales - Electricidad

6.2.1 Convenio con Ecuador

De acuerdo a la Comunidad Andina de Naciones⁴ – CAN, en diciembre de 2002, se aprobó la Decisión 536 “Marco General para la Interconexión Subregional de Sistemas Eléctricos e Intercambio Intracomunitario de Electricidad”, que brindó el marco jurídico comunitario para impulsar el desarrollo del tema eléctrico entre los Países Miembros.

En el contexto de esta Decisión, en marzo de 2003 se inauguró la interconexión eléctrica Colombia – Ecuador, con importantes beneficios para ambos Países Miembros. Y en julio de 2005, Bolivia anunció su decisión de adherirse a dicha norma comunitaria.

Posteriormente, con la Decisión 720 de noviembre de 2009, se suspendió la aplicación de la Decisión 536 por un período de dos (2) años y se instruyó efectuar una revisión integral de la Decisión 536, con la finalidad de establecer un nuevo marco general para los intercambios de energía eléctrica entre los países andinos. En vista que la norma andina era el marco regulatorio sobre el cual se basaban los intercambios de electricidad entre Colombia y Ecuador, la Decisión 720 estableció además, un régimen transitorio para los intercambios eléctricos entre Colombia y Ecuador sobre los fundamentos establecidos en la Decisión 536 que regirían para el período en que estuviera suspendido el marco general de estos intercambios.

Por otra parte, desde inicios del año 2005, en Perú existen instalaciones para realizar la interconexión eléctrica con Ecuador, sin embargo, en el esquema de intercambio planteado en la Decisión 536 no resultaba viable para llevar a cabo las operaciones entre Ecuador y Perú. En este sentido, ambos países solicitaron que en el marco andino se les extendieran las facultades otorgadas a Colombia y Ecuador para, de esta manera, puedan suscribir acuerdos de intercambio de electricidad, con un carácter de régimen

⁴ <http://www.comunidadandina.org/Seccion.aspx?id=71&tipo=TE&title=energia>

transitorio, de modo de incluir un anexo similar al contenido en la Decisión 720 entre Ecuador y Colombia.

Los organismos reguladores de electricidad y de los ministerios de Energía de los Países Miembros de la CAN realizaron el análisis de regímenes bilaterales transitorios para Colombia y Ecuador y para Ecuador y Perú. Las instancias andinas para tales efectos son el Grupo de Trabajo de Organismos Reguladores (GTOR) y el Comité Andino de Organismos Normativos y Reguladores de Servicios de Electricidad (CANREL). Estos foros cuentan con la participación de Chile, en su calidad de País Miembro Asociado.

Como resultado del trabajo de estas instancias, la Comisión de la CAN aprobó, el 22 de agosto de 2011, la Decisión 757, que sustituye a la Decisión 720, y que incorpora un régimen temporal para los intercambios eléctricos entre Ecuador y Perú (Anexo 2), además del régimen bilateral transitorio para Colombia y Ecuador (Anexo 1).

Cabe señalar que estos esquemas son transitorios porque el objetivo último para los Países Miembros de la Comunidad Andina es contar con un Marco General para la interconexión subregional de sistemas eléctricos en el que se establezcan los principios y reglas generales para realizar los intercambios intracomunitarios de electricidad que incluya a todos los países andinos.

Por otro lado, si bien en el mes de diciembre de 2004 se finalizó la construcción de la infraestructura de transmisión que enlaza los sistemas eléctricos del Perú y Ecuador, con miras a realizar un intercambio continuo de energía eléctrica, por la complementariedad hidrológica de los dos sistemas, hasta el año 2006, los organismos reguladores de Perú y Ecuador avanzaron en el proceso de armonización regulatoria, en tanto que los operadores de los sistemas hicieron lo propio en los ámbitos operativo y comercial, quedando sin embargo determinados temas puntuales por definir, para viabilizar las transacciones de electricidad.

Asimismo, atendiendo a situaciones energéticas particulares en el sistema eléctrico ecuatoriano, a través del Decreto de Urgencia N° 109-2009 publicada el 13 de Noviembre del 2009 se autorizó la exportación temporal de electricidad a Ecuador, limitada a los excedentes de energía y potencia que no fueran requeridos por el SEIN, de acuerdo a lo indicado por el COES. Así, si bien se han efectuado las mencionadas transferencias puntuales durante el 2009 y 2010, la infraestructura existente no ha podido ser aprovechada en su totalidad, por ello mediante la Resolución Ministerial N° 410-2010-MEM/DM publicada el 20 de Setiembre del 2010, se crea la comisión de Intercambio Energético Perú Ecuador para analizar los aspectos necesarios para definir los términos del intercambio de electricidad con Ecuador.

La Comisión de Intercambio Energético Perú-Ecuador estará conformada por:

- El Vice Ministro de Energía del Ministerio de Energía y Minas, quien la presidirá;
- El Director General de Electricidad del Ministerio de Energía y Minas;
- El Presidente del OSINERGMIN, y
- El Presidente de Directorio del COES.

La Comisión de Intercambio Energético Perú-Ecuador contará con un Comité Técnico, conformado por representantes nombrados por cada uno de los miembros que conforman la Comisión.

Asimismo, sobre la base los artículos 2°, 4° y 6° de la Decisión 757 de la CAN, el domingo 6 de Mayo del 2012 se publica el Decreto Supremo N° 011-2012-EM mediante el cual se aprueba el Reglamento Interno para la Aplicación de la Decisión 757 de la CAN.

Como parte de las reuniones de coordinación entre Perú y Ecuador para afinar los temas de la interconexión, se han publicado en el portal del MEM⁵ las actas de las 3 reuniones sostenidas, siendo estas las siguientes:

- Reunión N° 1, realizada el 12 de Enero del 2010 en la sede del Ministerio de Energía y Minas del Perú, en la ciudad de Lima. La agenda de dicha reunión fue la evaluación de la propuesta de “Marco General para las Transacciones Bilaterales de Electricidad entre Perú y Ecuador”, remitida mediante oficio N° 1187-DM-SGP-2010-4032 del Ministerio de Electricidad y Energías Renovables del Ecuador. Como resultado de la primera reunión bilateral, se acordó elevar a la Comisión de Intercambio Energético Perú – Ecuador la Ayuda Memoria de la propuesta de marco.
- Reunión Bilateral N° 2, realizada el 20 de Marzo del 2011 en la ciudad de Guayaquil. La agenda de la reunión trató sobre la exposición de la propuesta del Marco General para las Transacciones Bilaterales de Electricidad entre Perú y Ecuador por ambos países, siendo el acuerdo tomado el de proponer a la CANREL la incorporación en la Decisión 720 de la excepción para que Perú y Ecuador puedan suscribir un acuerdo bilateral para los intercambios de electricidad, así como de culminar el desarrollo de la propuesta de acuerdo bilateral de intercambio de electricidad.
- Reunión Bilateral N° 3, realizada el 24 y 25 de mayo del 2011 en la sede del Ministerio de Energía y Minas del Perú, en la ciudad de Lima. La agenda de dicha reunión fue la revisión del texto del marco general para los intercambios de electricidad; la revisión del proyecto de Decisión para someter a consideración de la CAN; y el suministro de energía al Perú en el mes de Julio o Agosto del 2011.

El principal acuerdo tomado durante la reunión bilateral N° 3 es sobre el texto del proyecto de Acuerdo entre el Gobierno Ecuador y Perú para el intercambio de electricidad, la cual se adjunta en el acta de la reunión. Otro de los acuerdos es someter a la consideración de sus respectivo Ministros el citado proyecto de Acuerdo. Asimismo, se acordó el texto del proyecto de Decisión a ser presentado conjuntamente a la CAN. Finalmente el Perú formalizó el requerimiento de electricidad al Ecuador por razones emergencia.

⁵ <http://www.minem.gob.pe/descripcion.php?idSector=6&idTitular=3055>

Respecto a los acuerdos de índole operativo, con fecha Julio del 2012 se emite la revisión 01 del Acuerdo Operativo para el Interconexión entre Perú y Ecuador, elaborado en forma conjunta por el Centro Nacional de Control de Energía – CENACE del Ecuador y el Comité de Operación Económica del Sistema – COES del Perú, donde se detalla los aspectos técnicos para la operación de la interconexión⁶.

Respecto a los aspectos económicos, el 2 de Octubre del 2012, el COES emite los Criterios para la Evaluación y Liquidación de la Exportación a Ecuador⁷ bajo el marco de la Decisión 757 de la CAN, donde se detalla los aspectos relacionados a las valorizaciones de las transferencias producto de los intercambios de electricidad entre Perú y Ecuador.

6.2.2 Convenio con Brasil

Con fecha 09 de Noviembre del 2006 se firma en Brasilia el Memorándum de Entendimiento entre los Ministerios de Energía y Minas de Perú y Brasil. Así, con fecha 9 de Enero del 2007 se crea la Comisión Mixta Permanente en Materia Energética, Geológica y de Minería mediante la Resolución Ministerial N° 009-2007-MEM/DM⁸, la cual tendrá como función implementar el citado Memorándum de Entendimiento.

El 28 de Agosto del 2007 se realiza en Lima la reunión de la Comisión Mixta Permanente en Materia Energética, Geológica y de Minería, en donde se evalúan proyectos energéticos de diversa índole, tanto en electricidad, como en hidrocarburo y petroquímica. Asimismo, se crea el Grupo de Trabajo ad hoc de Integración Energética con el objetivo de preparar una propuesta de convenio bilateral para desarrollar estudios sobre el potencial de integración energética, incluyendo proyectos hidroeléctricos con la finalidad de exportar energía eléctrica del Perú al Brasil.

El 17 de Mayo del 2008 se firma el Convenio de Integración Energética entre el Ministerio de Energía y Minas de la República del Perú y el Ministerio de Minas y Energía de la República Federativa del Brasil, cuyos objetivos son:

- Desarrollar estudios sobre el potencial de integración energética entre los dos países;
- Evaluar proyectos hidroeléctricos para la exportación de energía eléctrica del Perú al Brasil;
- Evaluar el marco normativo y regulatorio de cada país;
- Elaborar el cronograma de actividades;
- Examinar la implementación de proyectos de conexiones eléctricas fronterizas;

⁶

http://www.cenace.org.ec/index.php?option=com_phocadownload&view=category&id=1:phocatinterint&Itemid=50#

⁷ http://www.coes.org.pe/dataweb3/2012/STR/NOTAST/Criterios_09102012.pdf

⁸

http://www.minem.gob.pe/minem/archivos/file/Electricidad/publicaciones/inter_brasil/RM%20N%C2%B00%20009-2009-MEM-DM_CONSTITUIR%20LA%20COMISION%20PERMANENTE.pdf

- Analizar la implementación de la conexión eléctrica fronteriza Assis-Brasil-Iñapari;
- Intercambiar experiencias y realizar actividades de capacitación profesional.

El 21 de Julio del 2008 en Lima se firma la minuta de la reunión de las delegaciones de Perú y Brasil sobre la integración energética. En dicha reunión se forman dos grupos de trabajo, la primera analizará los aspectos técnicos de las CHs Paquitzapango, Sumabeni, Urubamba, Vizacatán y Cuquipampa; y la segunda analizará los aspectos normativos y regulatorios. Asimismo ELETROBRAS manifiesta su intención de obtener las concesiones temporales y definitivas de dichos proyectos.

Posteriormente, el 28 de abril del 2009, en la ciudad de Rio Branco en Brasil se firma el Memorándum de Entendimiento para el Apoyo a los Estudios de Interconexión Eléctrica entre el Perú y Brasil, cuyo objetivo es el desarrollo de estudios de viabilidad para la interconexión eléctrica entre Perú y Brasil de los proyectos hidroeléctricos considerados como prioritarios.

El 17 de Julio del 2009, el MEM presenta su propuesta sobre temas relevantes para el Tratado de Interconexión Eléctrica Perú-Brasil, en la cual se resalta que las concesiones serán por 30 años y por licitación internacional; asimismo, que en el primer decenio el 80% de la energía generada será enviada a Brasil, en el segundo decenio esta energía se reducirá al 60% y en el tercer decenio se reducirá al 40%. Adicionalmente que las potencias totales de los proyectos hidroeléctricos a desarrollar deben estar entre los 2000MW y 6000MW.

El 6 de Octubre del 2009 se crea el sub grupo de trabajo para que desarrolle estudios referenciales de la cantidad de energía que podría ser destinada al sistema eléctrico peruano con base a las centrales hidroeléctricas que podrían ser desarrolladas para la exportación de energía eléctrica al Brasil y el suministro de energía al Perú, considerando los proyectos Inambari, Paquitzapango, Tambo 40, Tambo 60 y Mainique 1.

Luego de múltiples comunicación de propuestas y contra propuestas de acuerdo, el 16 de Junio del 2010, en la ciudad de Manaus en Brasil, se firma el Acuerdo entre la República del Perú y la República Federativa del Brasil para el Suministro de Electricidad al Perú y la Exportación de Excedentes al Brasil⁹, cuyo objetivo es *“establecer el marco legal que promueva el desarrollo de la infraestructura necesaria en el territorio peruano para la producción de electricidad destinada a su mercado interno y la exportación de los excedentes de potencia y energía asociada al Brasil”*.

Como marco general del citado acuerdo bilateral, se tiene que la máxima capacidad acumulada de todas las centrales hidroeléctricas comprometidas para la exportación al Brasil es de 6000MW más una tolerancia de 20%. Asimismo, el orden de prioridades de

9

<http://www.minem.gob.pe/minem/archivos/file/Electricidad/acuerdo%20peru%20brasil%2016%20julio%202010.pdf>

la energía generada será: (1ro) el Mercado Regulado peruano, (2do) el Mercado Libre peruano y (3ro) el mercado brasileño.

Asimismo, el 16 de enero del 2011 se publica la Resolución Ministerial N° 018-2011-MEM/DM mediante la cual se crea la Comisión para tratar los aspectos contemplados en el Acuerdo Perú – Brasil.

A la fecha, el principal proyecto hidroeléctrico incluido en el citado acuerdo bilateral, la CH Inambari ha sido postergada, pero podría ser retomada a partir del 2020, de acuerdo al estudio de la Nueva Matriz Energética Sostenible – NUMES desarrollada por el MEM; en su lugar se desarrollarían proyectos de menor envergadura que suman unos 2030 MW a fin de abastecer el crecimiento de la demanda interna.

6.2.3 Convenio con Chile

Con fecha 12 de enero del 2011, en la ciudad de Lima se realizó la reunión de instalación del Grupo de Trabajo Perú-Chile sobre temas energéticos, en la cual se acordó:

- Elaborar una propuesta de Acuerdo Marco de Integración Eléctrica que establezca las normas generales para los intercambios de energía entre ambos países.
- Intercambiar información y análisis sobre las oportunidades de inversión y alternativas de interconexión, las cuales podrían ser implementadas por inversionistas privados.
- Elaborar e implementar un programa de intercambio de experiencias y conocimientos en los siguientes temas: eficiencia energética, energías renovables, energía nuclear, regulación del mercado eléctrico, mecanismos de estabilidad de precios de combustibles y operación del mercado, entre otros.

A la fecha no se tiene información de avances en la propuesta de Acuerdo Marco de Integración Eléctrica entre Perú y Chile.

Por otro lado, el 27 de Setiembre del 2012 se emite la Declaración de Santiago, en la cual los ministros, vice ministros y altos funcionarios de sector energía de Chile, Colombia, Ecuador, Perú y Bolivia como observador, países del Sistema de Interconexión Eléctrica Andina – SINEA, acuerdan aprobar oficialmente el inicio de los dos estudios financiados por el BID, el de Armonización Regulatoria y el de Planificación de Infraestructura.

De acuerdo al BID¹⁰, con la Declaración de Santiago los países ratificaron su interés en profundizar y expandir los intercambios de energía eléctrica a través de un mercado más integrado y eficiente. En este sentido, el SINEA busca apoyar el proceso de integración eléctrica regional andina en un marco de seguridad jurídica, complementariedad en el uso de recursos y beneficio económico para las partes involucradas.

¹⁰ <http://www.iadb.org/intal/Cartamensual/Cartas/Articulo.aspx?Id=faeee70a-071b-424a-a08d-005860720323>

El BID, a través de la cooperación técnica “Apoyo a los Estudios de Interconexión Eléctrica Andina”, brinda apoyo a SINEA con un aporte de US\$1,5 millones en el plazo de dos años. El programa de cooperación técnica tiene tres objetivos fundamentales:

- Establecer los principios y lineamientos necesarios para la armonización regulatoria de los países partícipes de la iniciativa;
- Identificar y evaluar las posibles alternativas sostenibles de Interconexión Eléctrica Andina; y
- Analizar las alternativas de la Interconexión Eléctrica Andina en términos de costos, cronogramas y requerimientos socio-ambientales.

6.3 Exportación de LNG

Con fecha 25 de Junio del 2004, el Estado peruano representado por PERUPETRO y el Consorcio conformado por PLUSPETROL, Hunt Oil Company, SK Corporation, Tecpetrol del Perú y Sonatrach Perú, firman el contrato de Licencia para la Explotación de Hidrocarburos del Lote 56, mediante la cual el Consorcio puede explotar el gas natural del lote 56 y exportarlo haciendo uso de la planta de Perú LNG. Dicho contrato ha sido modificado en tres oportunidades, siendo la última la inclusión de una Adenda al contrato.

Asimismo, con fecha 12 de enero del 2006, el Estado peruano, representado por el Director General de Hidrocarburos del MEM y la empresa Perú LNG firman en convenio de Inversión para la Instalación, Operación y Mantenimiento de la Planta de Procesamiento de Gas Natural, mediante el cual el Estado peruano le otorga a Perú LNG las garantías y beneficios de la Ley de Promoción de Plantas de Procesamiento de Gas Natural, de tal manera que Perú LNG pueda licuefactar Gas Natural Seco y exportar GNL (gas natural licuefactado), teniendo Perú LNG la propiedad exclusiva de la planta y de la GNL que se obtenga del mismo, por lo que Perú LNG tendrá libre disponibilidad del GNL obtenido en la planta y podrá exportarlo libremente, ello por un plazo de 40 años contados desde la suscripción del citado convenio.

7. ANÁLISIS DEL MARCO INSTITUCIONAL DEL SECTOR ENERGÍA

7.1 Descripción General

En la organización del sector energía del Perú intervienen diferentes instituciones públicas y privadas, las cuales participan tanto en la promoción como en la regulación del sector. A continuación se presentan dichas instituciones.

Figura N° 7.1. Organización del Sector Energético

Agentes		Promoción			Regulación		
MINEM	Ministerio de Energía y Minas						
DGE	Dirección General de Electricidad						
DGH	Dirección General de Hidrocarburos						
DGER	Dirección General de Electrificación Rural						
DGEE	Dirección General de Eficiencia Energética						
DGAEE	Dirección General de Asuntos Ambientales Energéticos						
OGGS	Oficina General de Gestión Social						
PROINVERSIÓN	Agencia de la Promoción de la Inversión Privada						
Regiones y Localidades	Gobiernos Regionales y Locales						
COES	Comité de Operación Económica del Sistema						
OSINERGMIN	Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minería						
MINAM - OEFA	Organismo de Evaluación y Fiscalización Ambiental - MINAM						
INDECOPI	Instituto Nacional de la Defensa de la Competencia y de la Propiedad Intelectual						
Defensoría del Pueblo	Defensoría del Pueblo						
PERUPETRO	Empresa Estatal encargada de los Contratos de Concesión de Hidrocarburos						
EMPRESAS ENERGÉTICAS							
CLIENTES FINALES							

Fuente: MEM, 2012

7.2 Principales Instituciones

Las principales instituciones que participan en la promoción y regulación del sector energía son:

- Ministerio de Energía y Minas
- PROINVERSIÓN
- Regiones y Localidades
- COES
- OSINERGMIN
- MINAM – OEFA
- INDECOPI
- Defensoría del Pueblo
- PERUPETRO

A continuación se describe las principales funciones de cada una de las instituciones.

7.2.1 Ministerio de Energía y Minas

En el caso del Ministerio de Energía y Minas se tienen varias direcciones que realizan las labores de promoción y regulación del sector energético, siendo estas las siguientes:

A. Dirección General de Electricidad

Esta dirección otorga los derechos para la realización de actividades eléctricas. Éstas comprenden la realización de estudios y construcción de infraestructura eléctrica. Además, según sea el caso requiere de la aprobación previa de la DGAAE a los estudios de impacto ambiental. Esta responsabilidad de otorgamiento es compartida con los gobiernos regionales y según los criterios indicados por la norma.

También promueve los proyectos eléctricos, norma las políticas del gobierno central sobre el desarrollo del subsector eléctrico y propone los estándares eléctricos de la norma técnica peruana.

Es la dirección encargada de garantizar el suministro pleno de energía eléctrica en el territorio nacional, ya sea desde las unidades de generación local o desde las redes de interconexión internacional, por ello es la encargada de participar en los convenios internacionales de transferencia de energía eléctrica.

B. Dirección General de Hidrocarburos

De manera semejante a la DGE, esta dirección otorga los derechos para la realización de actividades en el sector hidrocarburos. Éstas comprenden la realización de exploración y explotación. Además, según sea el caso requiere de la aprobación previa de la DGAAE a los estudios de impacto ambiental.

También promueve los proyectos en el sector hidrocarburos y norma las políticas del gobierno central sobre el desarrollo del subsector hidrocarburos.

Es la dirección encargada de garantizar el suministro pleno de hidrocarburos, ya sea petróleo crudo, sus derivados o gas natural en el territorio nacional, ya sea desde los yacimientos locales o mediante la importación de dichos energéticos, por ello es la encargada de proponer medidas que garanticen dicho suministro, tal es el caso de la construcción de la planta de regasificación que se ubicará al costo a dentro de la planta de licuefacción de Melchorita, cuya licitación ha sido encargado a PROINVERSION.

C. Dirección General de Electrificación Rural

Esta dirección planifica y promueve las obras de electrificación rural de acuerdo al plan del mismo nombre, en coordinación con los gobiernos regionales y locales, y las entidades privadas y estatales especializadas. Cabe señalar que en las zonas de pobreza y extrema pobreza, estas obras son subsidiadas por el Estado.

D. Dirección General de Eficiencia Energética

Es dirección es la encargada de proponer la política de eficiencia energética. Ésta comprende el uso de las energías renovables y no renovables. En tal sentido se encarga de formular el Plan Energético Nacional y actualizar el Balance de Energía.

E. Dirección General de Asuntos Ambientales Energéticos

Evalúa y aprueba los estudios ambientales de los proyectos eléctricos de acuerdo a las políticas del Ministerio del Ambiente (MINAM) y los estándares ambientales vigentes en la normatividad nacional.

F. Oficina General de Gestión Social

Brinda el apoyo necesario en pro de la relación armoniosa entre las empresas y la población local para lograr el desarrollo sostenible de los proyectos eléctricos.

7.2.2 PROINVERSION

Promueve los proyectos de los subsectores eléctrico e hidrocarburos y lleva a cabo los procesos de licitación encargados por el MEM. Actualmente está llevando a cabo varios procesos de licitación de líneas de transmisión y de la planta de regasificación que se ubicará al costado o dentro de la Planta de Melchorita de Perú LNG.

7.2.3 Gobiernos Locales y Regionales

Al igual que la DGE, otorga derechos eléctricos de acuerdo a su competencia y promueve los proyectos de electricidad de su región en concordancia con los planes nacionales y sus propios planes de desarrollo.

7.2.4 Comité de Operación de Económica del Sistema

El COES es un organismo técnico que coordina la operación del Sistema Eléctrico Interconectado Nacional (SEIN) al mínimo costo, preservando la seguridad del sistema y el mejor aprovechamiento de los recursos energéticos. También, planifica el

desarrollo de la transmisión del SEIN y administra el mercado de corto plazo. El COES está conformado por todos los agentes del SEIN, generadores, transmisores, distribuidores y usuarios libres.

Al ser el operador del SEIN, es el encargado de coordinar las transferencias internacionales de energía eléctrica, las cuales se realizan actualmente con el Ecuador.

7.2.5 Organismo de la Supervisión de la Inversión en Energía y Minería

El OSINERGMIN es el organismo que determina los precios de referencia de electricidad en base a la política de precios establecida por la Ley de Concesiones Eléctricas (LCE). También supervisa y fiscaliza el cumplimiento de los contratos de concesión eléctrica, y en general las actividades eléctricas de las empresas.

En este sentido, OSINERGMIN norma los procedimientos necesarios para sus actividades y ejerce la aplicación de las sanciones respectivas.

7.2.6 Organismo de Evaluación y Fiscalización Ambiental – OEFA

El OEFA es el organismo adscrito al Ministerio del Ambiente – MINAM, y que se encarga de supervisar y fiscalizar los efectos de las actividades de los subsectores electricidad e hidrocarburos en el ambiente, según lo establecido en la política ambiental y los estándares vigentes en la normatividad nacional. Asimismo, ejerce la aplicación de las sanciones respectivas.

7.2.7 Instituto de Defensa de la Competencia y de la Propiedad Intelectual

Evalúa y aprueba las fusiones y adquisiciones entre empresas con la finalidad de resguardar la competencia frente a la influencia de los grupos económicos que poseen participación en las diversas empresas eléctricas del país.

7.2.8 Defensoría del Pueblo

Defiende la competencia del mercado energético y los derechos de los consumidores. Emite opinión y sugerencias a nivel persuasivo en protección a los derechos constitucionales de la persona y la comunidad para asegurar el cumplimiento de los deberes de la administración pública y la prestación de los servicios públicos a la ciudadanía, en este caso del servicio de electricidad.

7.2.9 PERUPETRO

PERUPETRO es una empresa estatal de derecho privado, que en representación del Estado Peruano, se encarga de promocionar, negociar, suscribir y supervisar contratos para la exploración y explotación de hidrocarburos en el Perú.

Así el objeto social de PERUPETRO es: Promover la inversión en las actividades de explotación y exploración de hidrocarburos; negociar, celebrar y supervisar los contratos así como los convenios de evaluación técnica; formar y administrar a través de terceros el Banco de Datos con la información relacionada a las actividades de

exploración y explotación de hidrocarburos, pudiendo disponer de ella para promocionarla con la participación del sector privado, así como para su divulgación con fines de promover la inversión y la investigación.

Además, asume el pago que corresponda por concepto de canon, sobrecanon y participación en la renta; comercializa exclusivamente a través de terceros y bajo los principios de libre mercado, los hidrocarburos provenientes de las áreas bajo contrato, cuya propiedad le corresponda; propone al Ministerio de Energía y Minas otras opciones de políticas relacionadas con la exploración y la explotación de hidrocarburos; participa en la elaboración de los planes sectoriales; y coordina con las entidades que corresponden, el cumplimiento de las disposiciones relacionadas con la preservación del medio ambiente.

8. INVENTARIO DE LA INFRAESTRUCTURA ENERGÉTICA

8.1 Infraestructura Existente

La infraestructura existente para el comercio internacional de energía está compuesta por las siguientes instalaciones:

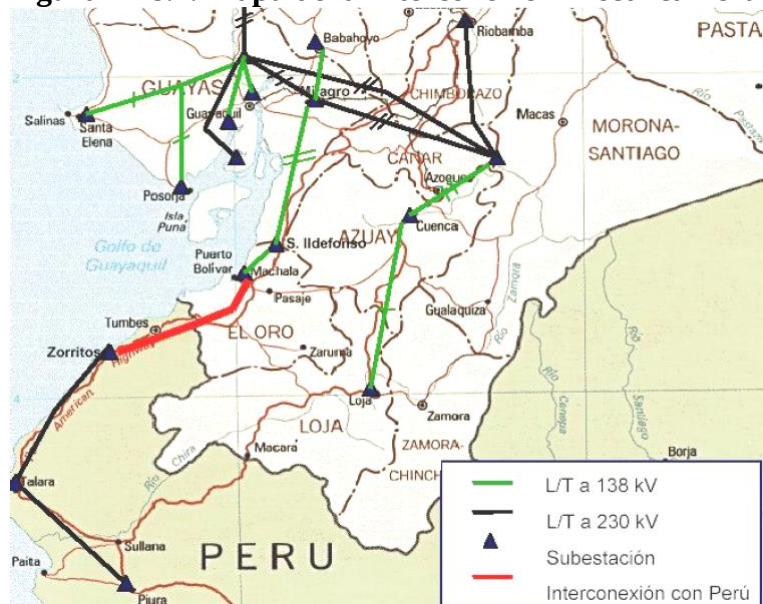
- A.- Línea de Interconexión Eléctrica con Ecuador
- B.- Planta de Licuefacción de Gas Natural
- C.- Oleoducto Norperuano

A continuación se describe cada una de las instalaciones.

8.1.1 Línea de Interconexión Eléctrica con Ecuador

El proyecto de la interconexión eléctrica Perú-Ecuador presentado por Hydro Quebec en Noviembre del 2003 considera un enlace asíncrono “back-to-back” de 250MW de capacidad de transferencia entre las subestaciones Machala en Ecuador y Zorritos en Perú (ver figura siguiente), los cuales estarían unidos por dos líneas de 230kV de 107km de longitud, la misma que tendría ser ejecutada en dos etapas, de 125MW cada uno.

Figura N° 8.1. Mapa de la Interconexión Eléctrica Perú-Ecuador

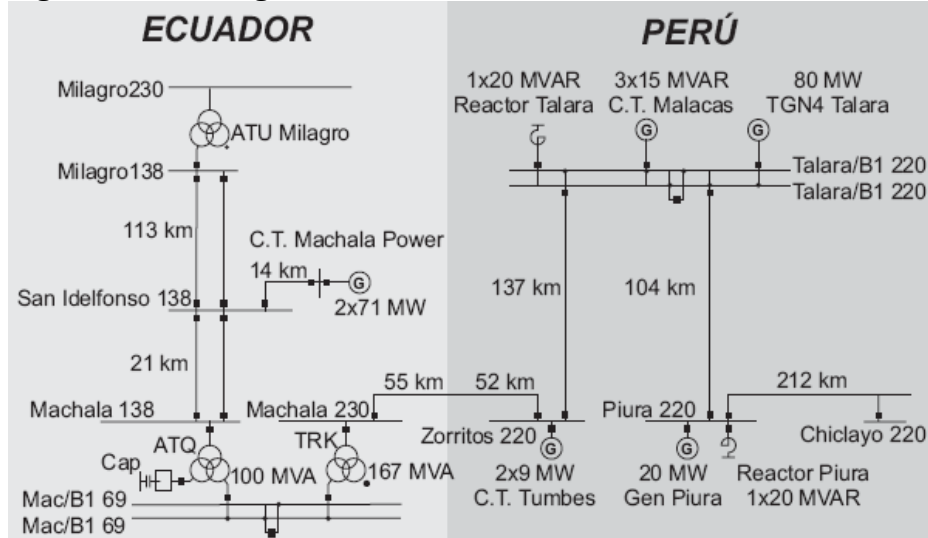


Fuente: CIER, 2006

En Octubre 2003, en reunión sostenida en la ciudad de Medellín entre los representantes de las empresas CENACE, COES, REP y TRANSELECTRIC, se demostró la inviabilidad de la operación síncrona de los sistemas eléctricos de Colombia, Ecuador y Perú debido a la presencia de oscilaciones electromecánicas no amortiguadas, en especial en Perú, por ello se decidió ejecutar la interconexión en etapas, así la primera etapa incluya una conexión síncrona entre Perú y Ecuador mediante una línea de transmisión en 230kV que opere en forma radial, es decir se suministrará desde el Sistema Eléctrico Interconectado Nacional (SEIN) del Perú, sólo la demanda de la

Empresa de Distribución del Oro (EMELORO) en el Sur de Ecuador, región denominada Machala, cuya demanda máxima es de 87MW (Red Eléctrica, 2004). Dicha línea fue energizada en enero del 2005 (ver figura siguiente).

Figura N° 8.2. Diagrama Unifilar de la Interconexión Eléctrica Perú-Ecuador



Fuente: Red Eléctrica, 2004

Las características de la línea de interconexión entre Perú y Ecuador son:

- Tensión 230kV
- Longitud lado peruano 52km
- Longitud lado ecuatoriano 55km
- Subestación en Ecuador Machala
- Subestación en Perú Zorritos
- Potencia 160MW
- Tipo conductor ACAR
- Sección conductor 1200 mm²
- Capacidad amperaje 833 A
- Número circuitos de diseño 2
- Número circuitos construido 1

Para conseguir el propósito de suministrar energía eléctrica a Machala desde el SEIN y viceversa, los sistemas eléctricos de Ecuador y Perú tendrán que enlazarse por breves instantes, transferir la carga de Machala al sistema peruano o de Tumbes al sistema ecuatoriano y la posterior separación de las redes de ambos países.

Las condiciones previas a las maniobras de sincronización de los sistemas requerirá, fundamentalmente, la operación de la central a gas natural de Malacas (80MW) en Talara, la central térmica Machala Power (142MW) en Ecuador, y otros elementos complementarios. De acuerdo a los resultados de los estudios eléctricos, el punto recomendado para la sincronización de los sistemas es la barra de 69kV de Machala y la separación de los mismos a través de la desconexión de las líneas de 138kV Machala San Idelfonso, en el sistema ecuatoriano. Con ello se consigue la transferencia del suministro de Machala al sistema eléctrico peruano (Red Eléctrica, 2004).

Para el suministro peruano desde Ecuador, en demanda media y mínima, se podrá abastecer a las subestaciones de Zorritos y Talara, mientras que en demanda mínima se podrá ampliar la cobertura hasta la subestación de Piura. En demanda máxima no es posible el suministro de cargas del Perú desde Ecuador. Las maniobras de sincronización serán en la barra de 220kV de Zorritos y la separación de los sistemas será mediante la desconexión de línea de 220kV Piura Chiclayo, en el caso de suministrar hasta Piura; y para el caso de sólo alimentar a las subestaciones de Zorritos y Talara, la desconexión será en la línea de 220kV Talara Piura (Red Eléctrica, 2004).

El costo de inversión de la línea de interconexión Perú Ecuador ha sido del orden de los 13 millones de dólares americanos.

8.1.2 Planta de Licuefacción de Gas Natural

La planta de licuefacción de gas natural de Pampa Melchorita, fue inaugurada el 10 de junio del 2010 en Perú, es la primera en América del Sur y tiene capacidad de procesar 620 millones de pies cúbicos diarios de gas natural con la meta de exportar 4,2 trillones de pies cúbicos en los próximos 18 años hasta el 2028.

El complejo ha sido levantado en cuatro años por el consorcio Perú LNG y comprende la planta, un terminal marítimo y un gasoducto de 408 kilómetros que parte en Camisea (selva sur del Perú), cruza los Andes y llega hasta la costa del océano Pacífico, en una zona desértica entre las regiones de Lima e Ica.

Las inversiones que han permitido la construcción de la planta, el terminal y el gasoducto han sido de 3800 millones de dólares americanos.

Las empresas comprometidas en la obra son la estadounidense Hunt Oil (con 50 por ciento de participación), la española Repsol (20 por ciento), la surcoreana SK Energy (20 por ciento) y la japonesa Marubeni (10 por ciento).

La planta de licuefacción de gas natural se levantó en un terreno desértico de 521 hectáreas de extensión, a 170 kilómetros al sur de Lima, donde se reducirá el volumen del gas unas 600 veces para convertirlo a su estado líquido, tras un proceso de purificación y enfriamiento¹¹.

La planta cuenta con instalaciones de refrigeración y licuefacción que permiten que el gas natural ingrese a los dos tanques de almacenamiento, que tienen una capacidad de 130 000 m³, a una temperatura de 163 °C bajo cero.

Una vez convertido en líquido, el gas natural será embarcado en buques metaneros que atracarán en el muelle de carga, construido igualmente por el consorcio Perú LNG. Las instalaciones marítimas también incluyen un rompeolas para el acoderamiento seguro de los buques metaneros.

¹¹http://www.rpp.com.pe/2010-06-10-todo-lo-que-debe-saber-sobre-la-planta-de-licuefaccion-melchorita-noticia_271356.html

La Planta de Licuefacción consiste de un tren de licuefacción o licuación de gas natural, diseñado para producir 4,45 millones de toneladas por año de LNG a temperatura criogénica de - 163 °C y presión del ambiente constante¹².

Figura N° 8.3. Esquema de la Planta de Licuefacción de Pampa Melchorita



Fuente: Perú LNG

Figura N° 8.4. Vista Panorámica del Muelle de la Planta de Licuefacción



Fuente: Perú LNG

¹²<https://portal.perulng.com/irj/go/km/docs/documents/PLNG%20Website/index.htm>

Figura N° 8.5. Vista Panorámica de la Planta de Licuefacción



Fuente: Perú LNG

Figura N° 8.6. Vista Panorámica de la Construcción de la Planta de Licuefacción



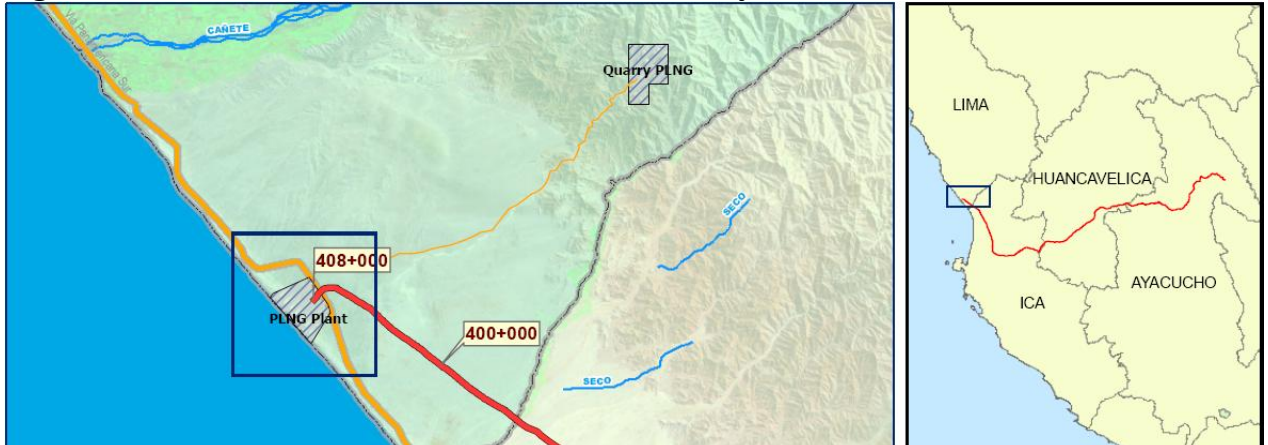
Fuente: Perú LNG

El gas natural llega a la planta de licuefacción desde el lote 56 del yacimiento de Camisea, en la zona selvática de la región Cuzco, e ingresa al nuevo gasoducto de 408 kilómetros de largo construido por el consorcio a la altura de la zona de Chiquintirca, en la región de Ayacucho, rumbo a Pampa Melchorita.

El gas natural llegará a la Planta de licuefacción desde el lote 56 del yacimiento de Camisea (que se ubica en la selva sur del Perú, en la región Cusco) mediante un ramal que se conectará en la zona de Chiquintirca en Ayacucho, al gasoducto existente de Transportadora de Gas del Perú - TgP que va de Camisea a Lima.

Con una longitud de 408 kilómetros, el gasoducto atraviesa 100 kilómetros de desierto costero y 308 kilómetros de grandes montañas en la Cordillera de los Andes en donde llega a su punto más alto en los 4901 metros sobre el nivel del mar. El gasoducto permite llevar el gas natural hasta la Planta de licuefacción en la costa y está completamente enterrado a una profundidad aproximada de un metro.

Figura N° 8.7. Ubicación de la Planta de Licuefacción y Gaseoducto de Perú LNG



Fuente: Perú LNG

Figura N° 8.8. Vista de la Construcción del Gaseoducto de Perú LNG



Fuente: Perú LNG

8.1.3 Oleoducto Norperuano

El Oleoducto Norperuano es utilizado para el envío del Petróleo Crudo producido en la selva norte del Perú hasta la costa norte, en la bahía de Bayóvar, lugar donde el Petróleo Crudo es embarcado vía marítima hacia otros países.

El 31 de diciembre de 1976, la Estación 1 del Oleoducto (San José de Saramuro) recibió petróleo de los yacimientos de Petroperú, y el primer frente de crudo llegó a la Terminal de Bayóvar el 24 de mayo de 1977. El 7 de junio del mismo año el buque tanque Trompeteros realizó el primer embarque de crudo con destino a Refinería La Pampilla, en Lima.

Petroperú construyó posteriormente el Oleoducto Ramal Norte, con una longitud de 252 kilómetros que va desde la Estación Andoas a la Estación 5, el cual entró en operaciones el 24 de febrero de 1978.

El Oleoducto Norperuano se inicia con la recolección de petróleo crudo en la Estación 1, en San José de Saramuro (región Loreto), a orillas del río Marañón y a unos 200 kilómetros al sudeste de Iquitos. Los tubos avanzan hacia el oeste, en plena selva, a lo largo del río Marañón, hasta la localidad de Borja, donde se ubica la Estación 5, también recolectora de petróleo crudo.

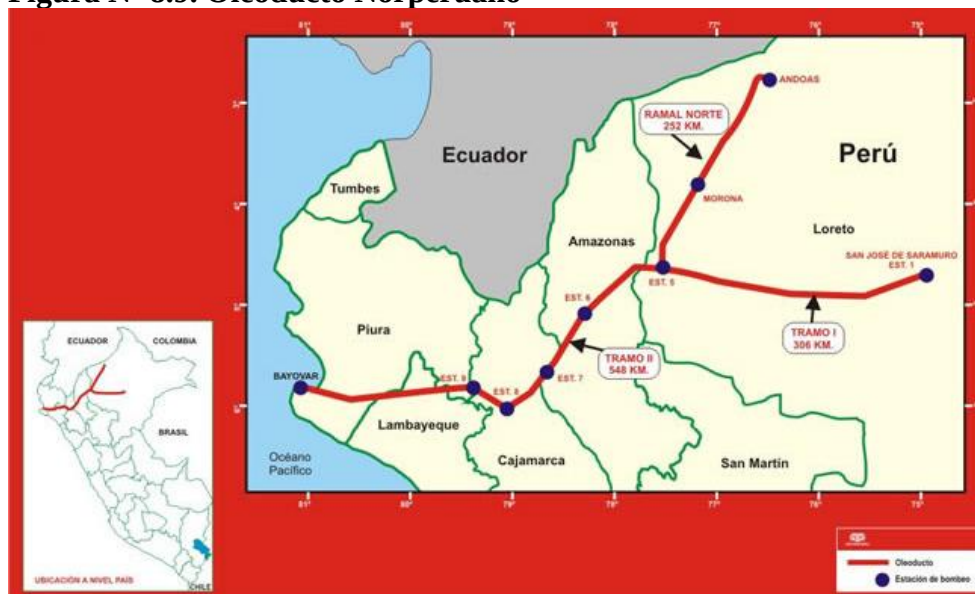
De esta estación, que es punto de confluencia del Ramal Norte, la tubería continúa en dirección sudeste hasta la Estación 6, en Kuzu Grande, distrito de Manseriche, provincia de Alto Amazonas. Sigue en forma paralela a la carretera que va de Mesones Muro hasta Bagua, en el departamento de Amazonas, donde se localiza la Estación 7, y en dirección sudeste se llega a la Estación 8, en las inmediaciones del distrito de Pucará, departamento de Cajamarca.

En dicho punto, el oleoducto cambia a dirección noreste, hasta la Estación 9, que es el último punto de bombeo, y desde donde inicia su ascenso a la cordillera de los Andes, la que cruza en el Paso de Porculla, a una altura máxima de 2390 metros sobre el nivel del mar. En este lugar comienza a descender hasta alcanzar el desierto del departamento de Piura, donde se levanta la terminal de Bayóvar, en la bahía de Sechura.

El Oleoducto Norperuano tiene una longitud de 854 kilómetros (atraviesa costa, sierra y selva). Se divide en dos tramos, el primero de 306 kilómetros, conformado por tuberías de 24 pulgadas de diámetro que unen las estaciones 1 y 5 (ver figura siguiente).

En el segundo tramo, que se inicia en la Estación 5, la tubería de 36 pulgadas es protegida con cinta de polietileno negra de 20 milésimas de pulgada y cubierta con una cinta blanca del mismo material de 25 milésimas de pulgada de espesor, para que pueda atravesar con éxito las zonas de montaña y de desierto.

Figura N° 8.9. Oleoducto Norperuano



Fuente: Petroperú

En las zonas salitrosas y rocosas, hasta llegar al puerto de Bayóvar, la tubería ha sido revestida con alquitrán imprimante de 4 milímetros de espesor, con dos envolturas de fibra de vidrio y una envoltura exterior de fieltro saturado de alquitrán.

El Oleoducto Norperuano tiene cuatro estaciones recolectoras:

- Estación 1: tiene tres tanques con capacidad individual de 121 mil barriles, y dos tanques de 50 mil barriles (463 mil barriles de capacidad total)
- Estación 5: cuenta a su vez con tres tanques de 140 mil barriles cada uno, dos tanques de 148 mil barriles y uno de 121 mil barriles (837 mil barriles de capacidad total)
- Estación Andoas: tiene un tanque de 115 mil barriles y dos tanques de 31,5 mil barriles cada uno (178 mil barriles de capacidad total)
- Estación Terminal Bayóvar: tiene en operación 14 tanques de 140 mil barriles cada uno (una capacidad de almacenamiento total de 1 960 000 barriles)

En el terminal de Bayóvar, una tubería de 42 pulgadas de diámetro lleva el petróleo crudo hasta el muelle, pasando antes por un sistema de medición de caudal a turbina con capacidad para 100 mil barriles por hora.

En el muelle, los buques tanque son cargados mediante cuatro brazos de carga de 16 pulgadas de diámetro, accionados hidráulicamente por control remoto. Cada brazo de carga tiene una capacidad de operación de 25 mil barriles por hora, totalizando 100 mil barriles por hora como velocidad máxima de carga de petróleo.

El muelle tiene 113 metros de largo –desde la orilla– y 500 metros entre sus extremos en forma de "T". Está construido sobre pilotes de acero clavados en el fondo marino, pudiendo recibir buques tanque de hasta 250 mil toneladas de peso muerto.

8.2 Proyectos de Infraestructura Energética

8.2.1 Interconexión Eléctrica con Ecuador

De acuerdo a la Propuesta Definitiva de Actualización del Plan de Transmisión 2013-2022 del COES¹³ (COES-PT, 2012) de setiembre del 2012 presentada mediante informe COES/DP-01-2012, los sistemas de transmisión troncales en 500kV del Perú y el Ecuador presentaran desarrollos muy importantes en el mediano plazo, tan es así que en el lado peruano el Sistema Troncal de Transmisión a 500 kV llegará a la S.E. La Niña (Lambayeque) para el año 2014, y en lado ecuatoriano, distante unos 450km, se localizará la S.E. El Milagro 500kV (cerca de Guayaquil), que entrará en operación por el 2016. Además en el SEIN se contará con el enlace 500kV Trujillo – Cajamarca. Si a esto se suma el desarrollo de las grandes centrales hidroeléctricas en el Norte del SEIN, se contará con importante nueva generación en ambos países, con lo que se podrá aprovechar en alto grado la complementariedad hidrológica estacional que se presenta entre las cuencas de ambos países.

¹³<http://www.coes.org.pe/wcoes/coes/infoperativa/estudios/ppt/propuestaActualizacionPT.aspx>

En el marco de la Decisión 536 de la CAN se llegó a implementar el enlace 230kV entre Zorritos (Perú) y Machala (Ecuador) de 107km y 160MW de capacidad de transferencia de carga (sin posibilidad de conexión sincrónica plena), pero no se llegó a construir el tramo 220kV previsto entre Machala y la subestación El Milagro.

No se llegó a concretar un acuerdo regulatorio para la operación de la interconexión por lo que el actual enlace no se encuentra en servicio. Sin embargo, éste ha operado como apoyo temporal entre los sistemas de ambos países en situaciones de emergencia, como ha ocurrido en los últimos años (ver numeral 5.1.6 del presente informe).

Con la derogación de la Decisión 536 y su remplazo con la Decisión 757 se logra una mejor utilización de la infraestructura de interconexión existente, con una regulación transitoria que permite una mayor flexibilización de usos especiales del enlace acorde a las necesidades de ambos países.

En cuanto al desarrollo de la infraestructura de transmisión existente en los lados peruano y ecuatoriano se tiene lo siguiente (ver numeral 8.1.1):

- En el lado peruano se tiene aún un sistema de transmisión débil, hasta que por el año 2014 se cuente con los proyectos de reforzamiento del SEIN en el Norte, a 220kV y 500kV, previstos en el Plan Transitorio de Transmisión.
- En el lado ecuatoriano un sistema débil radial de un circuito hasta Machala a 220kV y de éste a El Milagro a 138kV.

La interconexión entre Perú y Ecuador se presenta promisorio debido a las ventajas de complementariedad hidrológica entre las cuencas de ambos países, el desarrollo previsto de grandes centrales hidroeléctricas en ambos sistemas que van a posibilitar un mejor aprovechamiento de la mencionada complementariedad hidrológica, y la evolución del desarrollo de la transmisión en 500kV en el Norte del Perú y el sur de Ecuador, lo que facilitará una interconexión plena y de alta capacidad de transferencia.

Para el 2014 el sistema de transmisión del SEIN a 500kV se habrá expandido hasta Chiclayo (aproximadamente a 325km al sur de la frontera), asimismo en el citado estudio de actualización definitiva del COES se propone el enlace 500kV Trujillo – Cajamarca.

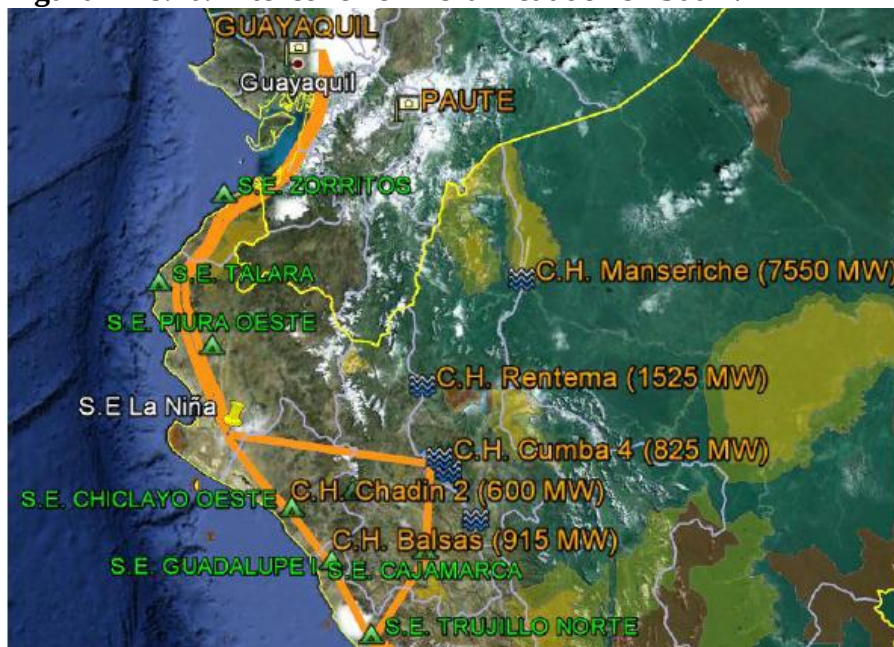
El Perú cuenta con posibles grandes proyectos hidroeléctricos en la zona cercana a la frontera que podrán ser desarrollados en el largo plazo, como Cumba (Veracruz), Chadín, Balsas, Rentema entre otros, que en conjunto podrán alcanzar capacidades potenciales mayores a 3000 MW.

Por otro lado ecuatoriano, por el 2016 se habrán desarrollado los proyectos hidroeléctricos siguientes que suman aproximadamente 2750 MW:

- Codo Sinclair: 1500 MW
- Paute-Sopladora: 487 MW
- Minas San Francisco: 276 MW
- Toachi Pilatón: 253 MW
- Otras: 230 MW

Con el desarrollo esperado de grandes centrales en la zona Norte del Perú y el Ecuador, y la relativa corta distancia entre los Sistemas Troncales de Transmisión a 500kV entre ambos países, lleva a plantear la interconexión entre ambos países con la ruta mostrada en la figura siguiente.

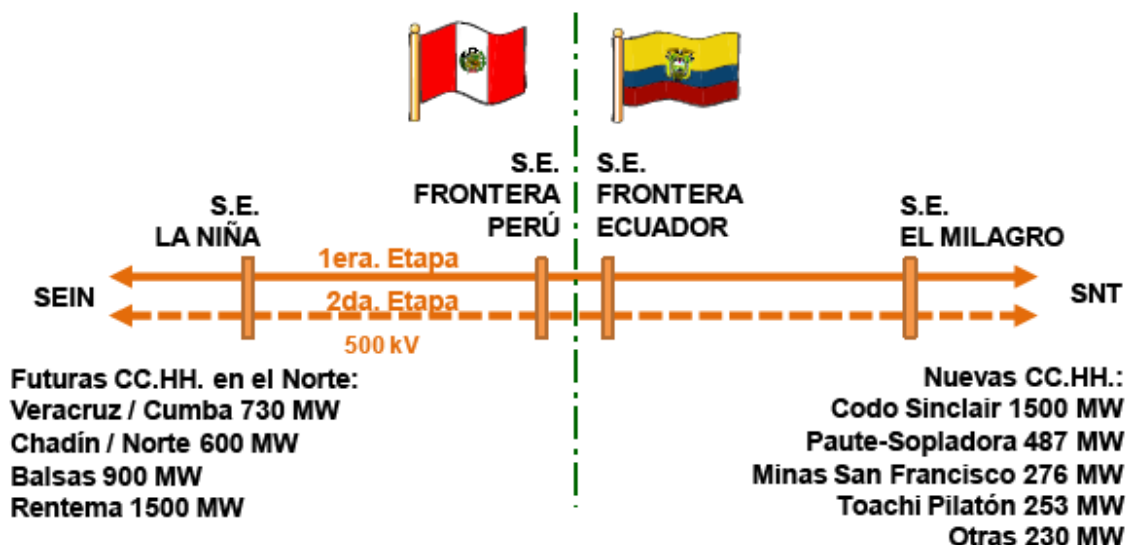
Figura N° 8.10. Interconexión Perú-Ecuador en 500kV



Fuente: COES-PT, 2012

El esquema de interconexión propuesto por el COES (ver figura siguiente) contempla un enlace a 500kV de dos circuitos entre la SE La Niña y la SE El Milagro, de aproximadamente 500km, con dos subestaciones intermedias en la frontera (SE Frontera Perú y SE Frontera Ecuador).

Figura N° 8.11. Esquema de la Interconexión Propuesta Perú-Ecuador en 500kV



Fuente: COES-PT, 2012

El COES propone que la interconexión se desarrolle en dos etapas: inicialmente un primer circuito que sería implementado en el mediano plazo, para que luego se complete con un segundo circuito cuando se cuente con el segundo enlace Centro – Norte a 500kV en el SEIN, previsto en el Plan de Transmisión del 2022. El trazo de ruta del enlace de interconexión partiendo de La Niña sigue a lo largo de la costa pasando cerca de Piura y Tumbes, debido a que existe una reserva natural que impediría el pase por un trazo más corto. Además este trazo permitiría la integración de Piura y Tumbes a 500kV en el Largo Plazo.

Es claro que ante los futuros de oferta que contemplen los grandes proyectos de generación en el Norte como son las centrales de Veracruz/Cumba y Chadín, con capacidad en conjunto del orden de 1300 MW, se podrá esperar un importante intercambio bidireccional aunque menor en los futuros en el que no se cuentan con estas centrales, pero estos podrían ser suficientes como para aprovechar la complementariedad estacional hidrológica entre las cuencas de ambos países.

Por el contrario, se presentarían importantes flujos de importación en los futuros en los que no estén presentes las grandes centrales del Norte. Visto los excedentes de generación que dispondrá el Sistema Eléctrico Nacional del Ecuador, en un Mediano Plazo, se estima que la interconexión podría ser explotada en dos etapas, los años iniciales en las que Ecuador tendría excedentes para exportación y el SEIN no cuente aún con las grandes centrales hidroeléctricas del Norte, y la segunda, cuando se encuentren en servicio estas centrales, con las que podrá aprovecharse con mayor plenitud la complementariedad hidrológica entre las cuencas. Estos aspectos serán evaluados en un estudio conjunto Perú-Ecuador.

Se han realizado las primeras reuniones entre las entidades sectoriales de ambos países con la finalidad de estudiar la viabilidad técnica de interconexión plena a 500kV. Los estudios a nivel de planificación que lleven a un anteproyecto a nivel de licitación, podrían ser concluidos para el 2013, para luego ser implementadas dentro de un acuerdo binacional a partir de ese año.

Dado el estado de maduración de esta interconexión, el COES propone que el tramo del Enlace de Transmisión Perú – Ecuador, en el lado peruano, desde la SE La Niña hasta la SE Frontera Perú, de aproximadamente 325 km sea incluida en el Plan de Transmisión 2022, acogiéndose al numeral 14.2 del RT en el que el PT comprende las instalaciones de interconexiones internacionales.

8.2.2 Interconexión Eléctrica con Brasil

De acuerdo a la Propuesta Definitiva de Actualización del Plan de Transmisión 2013-2022 del COES¹⁴ (COES-PT, 2012) de setiembre del 2012 presentada mediante informe COES/DP-01-2012, la interconexión eléctrica Perú – Brasil sería desarrollada bajo los alcances del Acuerdo Binacional de Suministro y Exportación de Electricidad suscrito, en un horizonte que podría ir del mediano al largo plazo. El proyecto se desarrollaría de

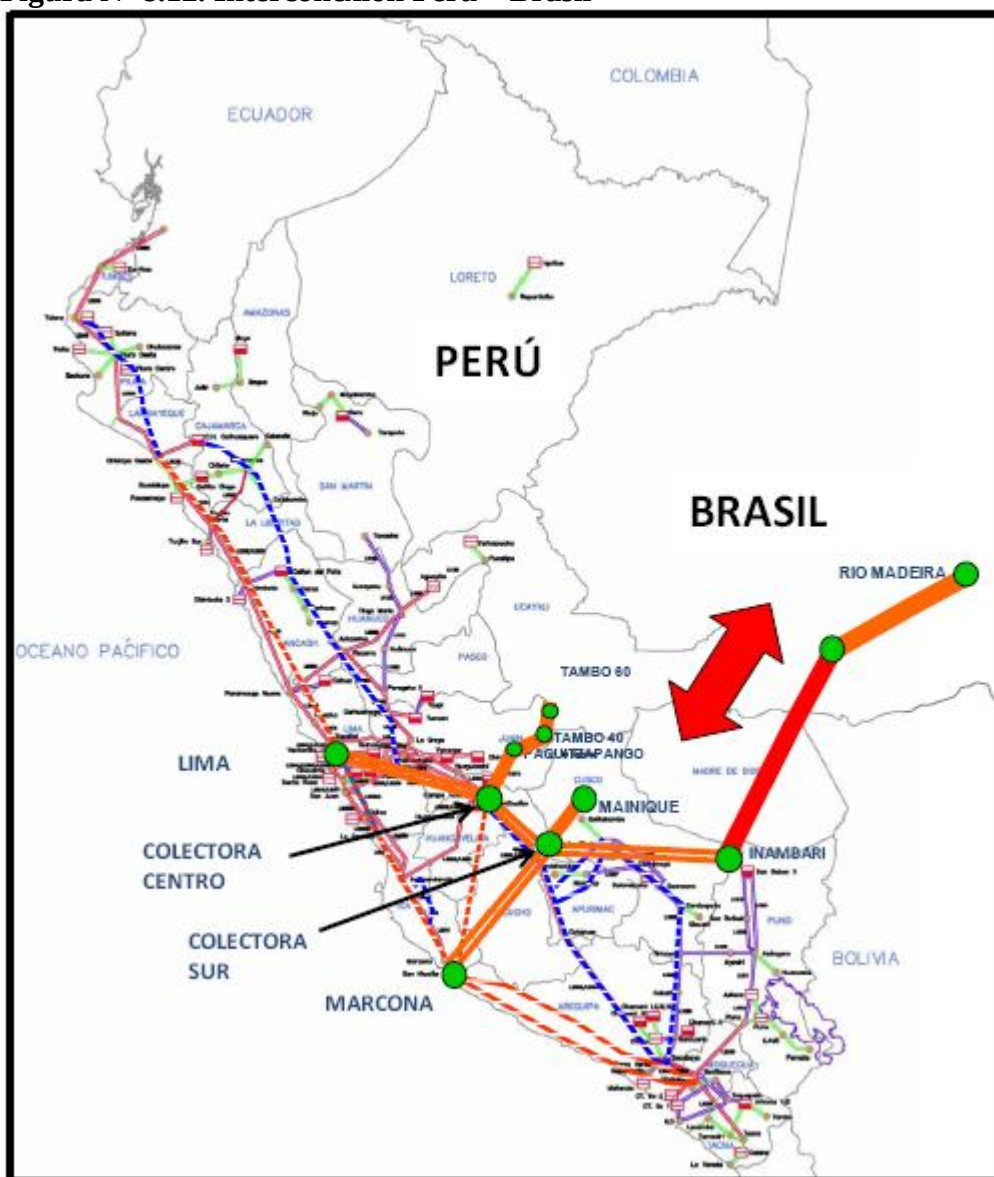
¹⁴<http://www.coes.org.pe/wcoes/coes/infoperativa/estudios/ppt/propuestaActualizacionPT.aspx>

manera conjunta con grandes proyectos hidroeléctricos en la cuenca amazónica del Centro y el Sur del Perú, del orden de 6700 MW.

La interconexión se basa en la exportación de los excedentes de energía producida en centrales desarrolladas por el Acuerdo Perú – Brasil (grandes centrales del Oriente).

El estudio del Primer Plan de Transmisión, se definió un sistema de transmisión a 500 kV de conexión de las grandes centrales, comprendidas en el Acuerdo Perú – Brasil, al SEIN y preparado para la interconexión al Brasil. En el estudio de actualización realizado por el COES se adecúa este esquema a los resultados de la Actualización del PT (enlace 500 kV Colectora Sur – Independencia por Colectora Sur – Marcona).

Figura N° 8.12. Interconexión Perú – Brasil



Fuente: COES-PT, 2012

Por el lado brasileño, se está desarrollando el proyecto hidroeléctrico del Río Madeira a unos 700 km aproximadamente de la frontera con el Perú.

No se cuenta aún con estudios de factibilidad del proyecto de transmisión de interconexión, y por otro lado la C.H. Inambari de 2200 MW es la que presenta mayor grado de maduración entre los proyectos relacionados a esta interconexión.

La interconexión Perú – Brasil permitirá la exportación de energía al Brasil y una sustancial mejora de la confiabilidad del suministro del SEIN, tanto por la incorporación de grandes centrales hidroeléctricas como por estar conectado con un sistema 10 veces mayor.

En el estudio de actualización al igual que en el Primer Plan de Transmisión se han considerado los futuros de oferta con las Grandes Centrales del Oriente contemplados con el desarrollo de este marco.

8.2.3 Planta de Regasificación de Gas Natural

El Ministerio de Energía y Minas – MEM, tiene previsto una licitación para la construcción de una planta de regasificación de gas natural que se ubicaría al costado o dentro de la planta de licuefacción de gas natural de Melchorita de Perú LNG, esto de tal manera de garantizar el abastecimiento de dicho energético ante la eventualidad de una restricción en el suministro desde el proyecto Camisea.

Así, el MEM ha encargado a la Agencia de Promoción de la Inversión – PROINVERSION la licitación para la construcción de dicha planta de regasificación, para lo cual mediante Resolución Suprema N° 028-2012-EF publicada el 26 de abril de 2012, se ratificó el acuerdo adoptado por el Consejo Directivo de PROINVERSIÓN, en su sesión de fecha 15 de diciembre de 2011, en virtud del cual se acordó aprobar el Plan de Promoción de la Inversión Privada para la entrega en concesión del proyecto “Sistema de Abastecimiento de LNG para el Mercado Nacional”¹⁵.

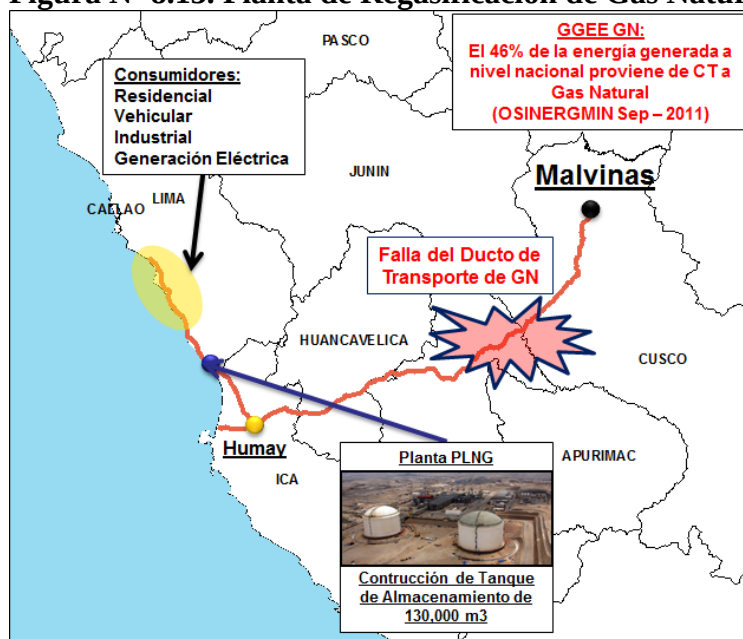
Dicho proyecto constarían de un tanque de almacenamiento, las válvulas y ductos necesarios para la conexión con el sistema de transporte de Gas Natural existente, siendo la finalidad de dichas instalaciones el de asegurar, mediante un contrato de concesión, el suministro de Gas Natural en casos de emergencia (aproximadamente 7 días) para abastecer al sistema de transporte de Gas Natural en la costa y al sistema de distribución de Gas Natural en Lima y Callao (plantas térmicas, industrias, vehicular y consumo doméstico), utilizando gas licuefactado de la planta de Perú LNG ubicada en Melchorita la cual cuenta con una capacidad almacenamiento de 130000 m³.

Como requisitos técnicos para las empresas postoras, PROINVERSION señala que deberán demostrar que actualmente operan, o son titulares de, o han construido en los últimos cinco (5) años, plantas de licuefacción de GN y/o regasificación de LNG, que tengan una capacidad nominal de procesamiento de 300 millones de pies cúbicos de gas natural por día.

¹⁵<http://www.proinversion.gob.pe/0/0/modulos/JER/PlantillaFichaHijo.aspx?ARE=0&PFL=0&JER=6045>

La modalidad de adjudicación será la de Concurso de Proyectos Integrales, es decir, el Concesionario se encargará del diseño, financiamiento, construcción, operación y mantenimiento del proyecto. Al terminar el plazo del contrato de concesión el sistema será transferido al Estado peruano. El periodo de construcción se estima en 30 meses contado a partir de la fecha de Cierre y el plazo de la concesión sería de 20 años, contado desde la Puesta en Operación Comercial, más el periodo de la construcción.

Figura N° 8.13. Planta de Regasificación de Gas Natural



Fuente: PROINVERSION

Según el portal de PROINVERSION, el costo estimado de inversión sería aproximadamente de 250 millones US\$.

El estado actual del proceso de licitación es que se ha publicado la Primera versión del Contrato de Concesión. La Adjudicación de la Buena Pro está prevista para el cuarto trimestre del 2013.

En entrevista con medios locales¹⁶, el Ministro de Energía y Minas, José Merino, explicó que el proceso de regasificación del GNL consistirá en recibir el gas natural en fase líquida desde la Planta de Licuefacción de Perú LNG, ubicada en Melchorita, y almacenarlo como GNL en un tanque de aproximadamente 150 mil metros cúbicos (3195 millones de pies cúbicos) a una temperatura de -160 °C.

El proceso de regasificación se efectúa en los vaporizadores. La planta puede disponer de dos tipos de vaporizadores: de agua de mar o de combustión sumergida. A través de los vaporizadores de agua de mar el LNG se transforma en vapor tras ser calentado a una temperatura mayor de cero grados centígrados. En el caso del vaporizador de combustión sumergida, el LNG es calentado y vaporizado mediante un quemador

¹⁶<http://www.andina.com.pe/Espanol/noticia-regasificacion-gnl-garantizara-reservas-y-abastecimiento-gas-natural-433015.aspx#.UdHOH9JReys>

sumergido en agua que utiliza como combustible el gas natural. El gas natural producido en los vaporizadores se introduce en la Red Básica de Gasoductos, detalló el ministro.

La construcción de esta planta de regasificación debe iniciarse el próximo año y forma parte del paquete de proyectos elaborados por el MEM para mejorar la confiabilidad del sistema de energía que proviene de Camisea y reforzar la seguridad de ese ducto que transporta gas natural desde la selva del Cusco.

9. ANÁLISIS DE FUENTES Y MECANISMOS DE FINANCIAMIENTO

9.1 Descripción General

Dentro de los mecanismos de financiamiento posible se han identificado 8 fuentes que financian proyectos de infraestructura energética en el Perú y Latinoamérica, de los cuales los dos últimos corresponden a instituciones peruanas, siendo estos los siguientes:

- Banco Interamericano de Desarrollo (BID)
- Corporación Financiera Internacional (IFC)
- Export-Import Bank de los Estados Unidos (US Ex-Im Bank)
- Export-Import Bank de Corea (K-Exim Bank)
- Compañía Española de Financiación del Desarrollo (COFIDES)
- Banco de Desarrollo para América Latina (CAF)
- Corporación Financiera de Desarrollo S.A. (COFIDE)
- Asociación de AFP

Dichas instituciones, ofrecen líneas de crédito para diferentes tipos de proyectos energéticos, para las diferentes fases del proyecto.

Algunas de ellas, como el BID, el IFC, el US Ex-Im Bank y el K-Exim Bank han financiado proyectos de infraestructura energética en el Perú, como en el caso de la planta de licuefacción de GN de Pampa Melchorita de la empresa Perú LNG, así como también se han financiado varias de líneas de transmisión y centrales hidroeléctricas.

Asimismo, se tienen instituciones locales que brindan financiamiento a proyectos energéticos, tales como el COFIDE de Perú y las Asociaciones de Fondos de Pensiones – AFP, estas últimas han invertido hasta el 6,4% de fondo total de pensiones en infraestructura energética, tales como en generación, transmisión o distribución eléctrica en el Perú, así como en el área de hidrocarburos, tal es el caso de la Refinería de la Pampilla, cuyo accionista mayoritario es la empresa española REPSOL.

Respecto a las tasas de interés, estos normalmente se basan en la tasa LIBOR más un porcentaje propio de cada banco, pero no ha sido posible determinar con precisión dichas tasas debido a lo restringido de la información.

A continuación se presenta el cuadro resumen de los mecanismos de financiamiento identificados y seguidamente se pasa a describir cada uno de ellos.

Cuadro N° 9.1. Lista de Mecanismos Financieros para Proyectos Energéticos

Organización	Nombre del Programa o Mecanismo	Tipo de Mecanismo	Fase del Proyecto financiable	Cobertura Geográfica	Website
Banco Interamericano de Desarrollo BID	Energía Efficiency Finance Facility / Inversión en el Sector Privado área Gas Natural	Préstamo	Construcción y Operación	América Latina	http://www.iadb.org
Corporación Financiera Internacional (IFC)	Financiamiento de Energías y Desarrollo Sostenible / Petróleo y Gas Producción (Incluye el Desarrollo)	Financiamiento	Construcción y Operación	América Latina	http://www.ifc.org/spanish
Export-Import Bank de los Estados Unidos (US Ex-Im Bank)	Financiación Estructurado	Préstamo	Equipamiento	América Latina	http://www.exim.gov/about/whoweare/
Export-Import Bank de Corea (K-Exim Bank)	Programas Integrales de crédito	Préstamo	Equipamiento	América Latina	http://www.koreaexim.go.kr/en/
Compañía Española de Financiación del Desarrollo S.A. (COFIDES)	Préstamos Proyectos de Eficiencia Energética	Préstamo	Construcción y Operación	América Latina	http://www.cofides.es/
Banco de Desarrollo para América Latina (CAF)	Financiamiento para Infraestructura	Préstamo	Todas	América Latina	http://www.caf.com/en
Corporación Financiera de Desarrollo S.A. (COFIDE)	Financiamiento para Infraestructura	Préstamo	Todas	Nacional	http://www.cofide.com.pe/
Asociación de AFP	Financiamiento para Infraestructura	Préstamo	Todas	Nacional	http://www.asociacionafp.com.pe/

Fuente: Elaboración propia.

9.2 Principales Fuentes y Mecanismos de Financiamiento

9.2.1 Banco Interamericano de Desarrollo (BID)

Establecido en 1959, está conformado por 46 países, y tiene el propósito de contribuir a impulsar el progreso económico y social de América Latina y el Caribe, mediante el financiamiento multilateral de programas y proyectos de desarrollo económico, social e institucional. Sus dos objetivos principales son: La equidad social y la reducción de la pobreza, y el crecimiento ambientalmente sostenible.

El programa Mecanismo de Financiación Privado es administrado por el Banco Interamericano de Desarrollo (BID). Este programa está dirigido a compañías de América Latina para realizar inversiones en eficiencia energética y en proyectos de energías renovables para autoabastecimiento en pequeña escala que reduzcan los costos de energía y las emisiones de gases de efecto invernadero.

Con este programa se busca superar las barreras financieras, promoviendo préstamos para financiar la implementación del proyecto con costos reducidos de transacción y de largo plazo de reembolso, así como prestamos con condiciones favorables.

La mayor parte de los proyectos privados para autoabastecimiento son grandes proyectos para que el BID financie caso por caso individualmente. No obstante para superar esta barrera, este programa ofreció dos préstamos de US\$ 400 millones cada uno para inversión en el Proyecto Planta de Licuefacción de GN en Perú¹⁷.

La cartera del BID en Perú, que a la fecha suma US\$ 1065 millones, tiene 149 operaciones en ejecución. Desde el 2003 el BID ha ayudado a Perú, por ejemplo, a construir y remodelar más de 6000 escuelas; a dotar con médicos y equipos a más de 3500 centros de salud y hospitales; y a proporcionar casi 2400 viviendas a la población que vive por debajo del umbral de la pobreza¹⁸.

Funciones:

- Destinar su capital propio, los recursos que obtiene en los mercados financieros y otros fondos disponibles a financiar el desarrollo de sus países miembros prestatarios.
- Complementar la inversión privada cuando el capital no está disponible, en términos y condiciones razonables.
- Proveer asistencia técnica para la preparación, financiamiento y ejecución de los programas de desarrollo.

Beneficios:

Países Miembros de América Latina y el Caribe:

¹⁷http://www.aai.com.pe/files/financiamientos_estructurados_/financiamientos_estructurados/peru_lng/ca/peru_lng_ca.pdf

¹⁸<http://www.iadb.org/es/paises/peru/un-vistazo-al-bid-en-peru,1101.html>

- Gobiernos nacionales, provinciales, departamentales y municipales.
- Organismos públicos autónomos.
- Entidades de la sociedad civil que cuenten con aval gubernamental.
- Empresas privadas sin garantía gubernamental (hasta el 5% de la cartera).

Tipo de Financiamiento:

- **Préstamos:** Proyectos específicos, Programas de obras múltiples, Créditos Globales, Ajuste Sectorial (mejorar la eficiencia económica de un sector o subsector y transferir recursos que posibiliten esa mejora), Por etapas (para financiar una porción del total del plan de inversión de un sector o subsector), Facilidad para preparación de proyectos, Financiamiento para pequeños proyectos, Sector privado, Mecanismos de reconstrucción para emergencia.
- **Cooperación Técnica:** Con recursos no reembolsables, Recursos de recuperación contingente, Recursos reembolsables.
- Créditos de Exportación, Créditos Paralelos de otras Instituciones financieras públicas, Otros créditos paralelos.

Requisitos para un Financiamiento:

El BID puede financiar hasta el 60% del costo total de los proyectos en Perú.

- Préstamos de capital ordinario al sector público: Amortización de 15 a 25 años.
- Préstamos del sector privado, se evalúa cada uno por separado.
- Préstamos Fondo de Operaciones Especiales - FOE (Beneficiando a los países más pobres de América Latina): Amortización de 25 a 40 años.

La mayor parte de los proyectos de eficiencia energética y gran infraestructura en el desarrollo del país el BID financia caso por caso individualmente. No obstante para superar esta barrera, este programa va a ofrecer préstamos de escala del orden de US\$ 1 millón a US\$ 50 millones para inversiones en estos proyectos.

El banco cuenta con tres líneas de financiamiento:

- **Sector público:** Se realizan préstamos a los estados, que pueden ser de inversión o de ajustes de políticas como por ejemplo préstamos programáticos. Los préstamos programáticos comprenden temas referidos a energías renovables y cambio climático. Los financiamientos se dan en condiciones concesionales.
- **Sector privado:** Financia proyectos privados de gran escala como por ejemplo Camisea I y Camisea II. En este caso las condiciones de financiamiento son establecidas por el mercado.
- **Fondo Multilateral de Inversiones (FOMIN):** Financia actividades del sector privado de pequeña escala, orientado a Organizaciones de Base u ONG's para que se pueda generar proyectos piloto o ideas innovadoras, si son exitosos se pueden considerar en políticas públicas que luego puedan ser financiadas por el sector público. En estos casos son fondos no retornables.

Proyectos potenciales de Abengoa que son financiados por la línea de crédito con el BID

Durante el 2011, Abengoa, una empresa de capitales españoles cuenta con una amplia cartera de proyectos de infraestructura en toda la región que le requieren financiamiento. Sin embargo, ya que estos proyectos requieren la obtención de concesiones y otras autorizaciones gubernamentales o dependen de llegar a acuerdos de compra con las empresas privadas, no era posible definir qué proyectos serán candidatos a recibir financiamiento del BID. Una lista indicativa de posible oportunidad de financiación sobre la base de proyectos actual se presenta a continuación¹⁹:

Cuadro N° 9.2. Proyectos de Abengoa con posible financiamiento del BID

Sector	País	Inversión (Millones US\$)	Fecha Esperada	Moneda
Transmisión	Peru	280	Q2 2011	US\$
	Chile	802	Q3 2011	US\$
	Brazil	1 600	2011	R\$
Generación Eólica	Brazil	300	Q2 2011	US\$
	Chile	110	Q4 2011	US\$
	Mexico	300	Q2 2011	US\$
Hospital	Chile	1 300	2011	US\$
Planta Desalinadora	Mexico	23	2011	MXP
Acueducto	Mexico	500	2011	MXP

Fuente: BID

Por lo anterior, el 19 de diciembre del 2011 el BID se otorga a Abengoa una línea de crédito rotatoria de US\$ 200 millones para financiar el desarrollo de proyectos de transmisión eléctrica y generación de energía, principalmente de fuentes renovables, además de concesiones de agua, saneamiento y salud en América Latina²⁰.

La línea de crédito, que tiene una vida de seis años, financiará costos vinculados al desarrollo y etapa inicial de los proyectos, tales como la realización de estudios legales o de impacto ambiental y social, obras iniciales de construcción, la compra de tierra, maquinaria y equipo, y gastos relacionados a una iniciativa-piloto de energía solar.

Se estima que la línea de crédito podría facilitar el desarrollo inicial de proyectos de infraestructura con un valor de hasta US\$ 1200 millones a lo largo de sus seis años de vida, especialmente en Brasil, Chile, México, y Perú.

Por otro lado, el BID también ha financiado infraestructura energética en el Perú, tal es el caso de la CH Chaglla y de la planta de licuefacción de GN de Pampa Melchorita de la empresa Perú LNG, presentándose a continuación el cuadro resumen de dichos financiamientos.

¹⁹ <http://www.iadb.org/es/noticias/comunicados-de-prensa/2011-12-19/linea-de-credito-para-abengoa-en-america-latina,9768.html>

²⁰ <http://idbdocs.iadb.org/wsdocs/getdocument.aspx?docnum=36408291>

Cuadro N° 9.3. Mecanismos de Financiamiento del BID

Parámetros	Unidades	Información
Nombre del Mecanismo		Préstamos
Institución		BID
Aplicación		
Tipo de Tecnología		Inversión en el Sector Privado área Gas Natural
Periodo		No específica.
Área Geográfica		América Latina
Fase del proyecto		Monto para viabilidad no reembolsable. Prestamos para la construcción reembolsable.
Presupuesto Disponible	US\$	Variable
Breve Descripción		
Tipo de Préstamo	%	Reembolsable ²¹ .
Tasa de Interés		No específica.
Procedimientos de Aplicación		Proyectos de Sector Privado
Otros		
Resultados		
Fecha		30 de Noviembre del 2011(1) 19 de Diciembre 2007 (2) 13 de Diciembre del 2011 (3)
Nombre de los proyectos que ha beneficiado		CH Chaglla (1) ²² Proyecto Perú LNG (2) Abengoa Línea de Crédito para transmisión eléctrica América Latina (3)
Cantidad otorgada	US\$	150 millones (1) 400 millones (2) 200 millones (3)

Fuente: Elaboración propia

9.2.2 Corporación Financiera Internacional (IFC)

La Corporación Financiera Internacional - IFC es la institución afiliada del Grupo del Banco Mundial que se ocupa del sector privado.

La IFC tiene varios programas y mecanismos para financiamiento de proyectos de infraestructura incluyendo financiamiento directo (con deuda, garantías o capital de riesgo), e indirectamente mediante financiamiento a instituciones financieras.

²¹ <http://www.iadb.org/en/projects/project-description-title,1303.html?id=PE-L1016>

²² <http://www.iadb.org/es/proyectos/project-information-page,1303.html?id=PE-L1113>

Asimismo, la IFC ofrece préstamos a tasa fija y variable por cuenta propia a los proyectos del sector privado en los países en desarrollo.

Los préstamos IFC se emiten en las principales monedas, pero los préstamos en moneda local también se pueden proporcionar. Los préstamos suelen tener plazos de pago de 7 a 12 años originalmente. Los períodos de gracia y los planes de amortización se determinan sobre una base de caso por caso, en función de las necesidades de flujo de efectivo del prestatario. Algunos préstamos se han ampliado a hasta 20 años.

La IFC ha financiado el proyecto de licuefacción de gas natural de Pampa Melchorita de la empresa Perú LNG que consiste en el desarrollo una planta de licuefacción de gas natural al sur de Lima. La construcción está valorizado en un total de US\$ 3900 millones, con un financiamiento del IFC de US\$ 300 millones de dólares, aprobado el 31 de enero del 2008²³.

Cuadro N° 9.4. Mecanismos de Financiamiento del IFC

Parámetros	Unidades	Información
Nombre del Mecanismo		Petróleo y Gas Producción
Institución		Corporación Financieras Internacionales (IFC)
Aplicación		
Tipo de Tecnología		Todas
Periodo		7-12 años
Área Geográfica		América Latina
Fase del proyecto (viabilidad, construcción, operación)		Todas las Fases
Presupuesto Disponible	US\$	Entre el 20% y 25% del financiamiento total del IFC de cada año se destina para proyectos relacionados con cambio climático
Breve Descripción		
Tipo de Préstamo		Reembolsable
Tasa de Interés	%	Variable
Procedimientos de Aplicación		Contactarse con el IFC
Otros		
Resultados		
Fecha		Noviembre del 2008 (1) 05 de marzo 2012 (2)
Nombre de los proyectos que ha beneficiado		El proyecto de gas natural licuado (GNL) en Perú (1) CH Cheves (2)
Cantidad otorgada	US\$	300 millones (1) 85 millones (2)

Fuente: Elaboración propia

²³http://ifcext.ifc.org/ifcext/spiwebsite1.nsf/ProjectDisplay/SPI_DP25390

La IFC ha financiado también el proyecto de la Empresa de Generación Eléctrica Cheves SA para una planta de generación de energía hidroeléctrica de 168 MW, a lo largo de los ríos Checra y Churín. Se espera que el proyecto genere 838 GWh al año en promedio, y el coeficiente de utilización de la planta de alrededor del 57%. El proyecto comprende la construcción de un total de 18 kilómetros de túneles (incluyendo un sistema de conducción de agua), una casa de máquinas subterránea, y una línea de transmisión de 77 km para conectar el proyecto al Sistema Interconectado Nacional. En este caso, el financiamiento del IFB para la construcción de la CH Cheves ha sido de US\$ 85 millones, el cual fue aprobado el 7 de diciembre del 2010²⁴.

9.2.3 Export-Import Bank de los Estados Unidos (US Ex-Im Bank)

El Banco de Exportación e Importación de los Estados Unidos (US Ex-Im Bank) es un organismo oficial de crédito a la exportación de los Estados Unidos a los mercados internacionales. Ofrecen financiamiento a tasa fija y periodo de pago de hasta 12 años en general y hasta 18 años para los proyectos de energía renovable con un monto máximo de US\$ 500 000 dólares. Este programa está dirigido a compañías de América Latina para realizar inversiones.

Así, el US Ex-Im Bank proporcionó un financiamiento de US\$ 400 millones dólares el 24 de julio del 2008 para la empresa Perú LNG para el desarrollo del proyecto de licuefacción de gas natural de Pampa Melchorita²⁵ ubicada al sur de Lima.

Como requisitos de elegibilidad se tiene los siguientes²⁶:

- US Ex-Im Bank financia únicamente el contenido de EE.UU.
- US Ex-Im Bank puede hacer negocios en la mayoría de los mercados. Sin embargo, puede estar limitado o no puede ofrecer financiación en algunos países y en determinadas condiciones.
- No hay un límite mínimo o máximo para el tamaño de la venta de exportación que pueden ser financiados con préstamo directo del US Ex-Im Bank.
- US Ex-Im Bank no puede apoyar las exportaciones de productos y servicios (con algunas excepciones), militares o de defensa, y no puede apoyar las compras realizadas por los compradores militares.
- Todos los préstamos directos están sujetos a los requisitos de embarque bandera de Estados Unidos.

²⁴<https://ifcndd.ifc.org/ifcext/spiwebsite1.nsf/78e3b305216fcd8a85257a8b0075079d/68614a713b3780b8852577af006720fe?opendocument>

²⁵<http://www.exim.gov/about/library/reports/annualreports/2008/upload/AuthorizationsListings.pdf>

²⁶ <http://www.exim.gov/tools/countrylimitationschedule/upload/CLSJune2013.pdf> (Pág. 6 y 7)

Cuadro N° 9.5. Mecanismos de Financiamiento del US Ex - Im Bank

Parámetros	Unidades	Información
Nombre del Mecanismo		Financiación Estructurado
Institución		Export-Import Bank de los Estados Unidos (US Ex-Im Bank)
Aplicación		
Tipo de Tecnología		Proyectos energéticos
Período		12 hasta 18 años
Área Geográfica		América Latina
Fase del proyecto		Equipamiento servicio
Presupuesto Disponible	US\$	500 000
Breve Descripción		
Tipo de Préstamo	%	Reembolsable
Tasa de Interés		No específica.
Procedimientos de Aplicación		
Otros		
Resultados		
Fecha		24 julio del 2008
Nombre de los proyectos que ha beneficiado		Financiamiento proyecto de licuefacción de gas natural – Pampa Melchorita
Cantidad otorgada	US\$	400 millones

Fuente: Elaboración propia

9.2.4 Export-Import Bank of Korea (K-Exim Bank)

El Export-Import Bank of Korea (K-Exim Bank) proporciona programas integrales de crédito y garantía a la exportación para apoyar a las empresas coreanas y empresas extranjeras en la realización de negocios y proyectos.

El Export-Import Bank of Korea apoyó el Proyecto de Planta de Licuefacción de gas natural de Pampa Melchorita de la empresa Perú LNG en el Perú. Este ha sido el proyecto más grande en América del Sur en su tipo, el cual produce LNG para exportación a países como México, Japón y EE.UU. La cantidad del préstamo para el proyecto es de US\$ 300 millones²⁷, que fue requerido por la empresa Perú LNG con apoyo del Banco Interamericano de Desarrollo (BID) y otros. Asimismo, el monto desembolsado ascendió a US\$ 103 millones.

²⁷

http://www.aai.com.pe/files/financiamientos_estructurados_/financiamientos_estructurados/peru_lng/ca/peru_lng_ca.pdf (Pág. 11)

Cuadro N° 9.6. Mecanismos de Financiamiento del K-Exim Bank

Parámetros	Unidades	Información
Nombre del Mecanismo		Préstamo Financiero
Institución		Export-Import Bank de Corea (K-Exim Bank)
Aplicación		
Tipo de Tecnología		Todas
Periodo		30 años y 3 de gracia
Área Geográfica		América Latina y el Caribe.
Fase del proyecto		Todas las fases.
Presupuesto Disponible	US\$	De 300 millones
Breve Descripción		
Tipo de Préstamo		Prestamos reembolsables.
Tasa de Interés	%	Varía de acuerdo a las condiciones del mercado internacional y la tasa Libor o el equivalente en tasa fija.
Procedimientos de Aplicación		
Otros		
Resultados		
Fecha		2003 octubre
Nombre de los proyectos que ha beneficiado		Financiamiento Proyecto De Licuefacción De Gas Natural – Pampa Melchorita
Cantidad otorgada	US\$	300 millones aprobados y solo utilizados 103 millones

Fuente: Elaboración propia

9.2.5 Compañía Española de Financiación del Desarrollo (COFIDES)

El COFIDES apoya proyectos de inversión de interés español en el exterior participando financieramente en los mismos, a medio y largo plazo, con importes de referencia entre 0,25 y 30 millones de euros por proyecto. Con plazos relacionados con el período de retorno previsto para el proyecto, normalmente entre 3 y 10 años y períodos de carencia amplios en los primeros años de vida del proyecto.

Fondo para Inversiones en el Exterior (FIEX)²⁸

Este fondo permite realizar inversiones temporales y minoritarias en los fondos propios de las empresas situadas fuera de nuestro país. Las características del apoyo financiero ofrecido por este fondo son las siguientes:

²⁸<http://www.cofides.es/index.php?id=33>

- Proyectos elegibles: Proyectos viables de carácter privado en el exterior en los que exista algún tipo de interés español.
- Tipos de apoyo financiero que ofrece:
 - Participaciones en capital.
 - Instrumentos próximos al cuasi – capital.
- Límite de la financiación: 30 millones de euros.
- Importe mínimo: 250 000 euros.
- Dotación actual del fondo (año 2013): 762 millones de euros.
- Acceso: Las solicitudes deben plantearse a COFIDES como gestora del Fondo.

Cuadro N° 9.7. Mecanismos de Financiamiento del COFIDES

Parámetros	Unidades	Información
Nombre del Mecanismo		Financiar Proyectos de empresas españolas en el exterior
Institución		COFIDES
Aplicación		
Tipo de Tecnología		Todas
Periodo		3-10 años
Área Geográfica		América Latina
Fase del proyecto		Todas las Fases
Presupuesto Disponible	€	0,25 y 30 millones de euros
Breve Descripción		
Tipo de Préstamo		Reembolsable
Tasa de Interés	%	Variable
Procedimientos de Aplicación		Solicitud de préstamo
Otros		
Resultados		
Fecha		5 de diciembre de 2012
Nombre de los proyectos que ha beneficiado		Línea de transmisión eléctrica en 500kV que unirán las subestaciones de Chica Nueva, Marcona Nueva, Ocoña y Montalvo 2 de más de 900 km.
Cantidad otorgada	€	25 millones

Fuente: Elaboración propia

Abengoa, una compañía internacional que aplica soluciones tecnológicas innovadoras para el desarrollo sostenible en los sectores de energía y medioambiente, y COFIDES han alcanzado un acuerdo por el que COFIDES tomará una participación en el capital de la concesionaria liderada por Abengoa que resultó elegida para la construcción y mantenimiento de varias líneas de transmisión eléctrica en Perú²⁹.

²⁹http://www.cofides.es/1noticia_des.aspx?id=313

COFIDES tomará una participación en el capital de la concesionaria por valor de 25 millones de euros, aproximadamente el 33 por ciento del capital social de la Sociedad de Proyecto, a cargo de los recursos de los Fondos de Inversiones para el Exterior (FIEX).

El proyecto, que lidera Abengoa, supone una inversión total de cerca de 500 millones de dólares. La concesión, que ha obtenido Abengoa a treinta años, consiste en la construcción, desarrollo y mantenimiento de las líneas de transmisión eléctrica en 500kV que unirán las subestaciones de Chica Nueva, Marcona Nueva, Ocoña y Montalvo 2 a lo largo de más de 900 km.

9.2.6 Banco de Desarrollo de América Latina (CAF)

El 7 de febrero de 1968, los gobiernos de los países miembros suscribieron en Bogotá, su convenio constitutivo e iniciaron operaciones formalmente en 1970. Es una institución financiera multilateral cuya misión es apoyar el desarrollo sostenible de sus países accionistas y la integración regional. Atiende a los sectores público y privado, suministrando productos y servicios financieros múltiples a una amplia cartera de clientes, como son los dieciséis países de América Latina y el Caribe y 18 bancos privados que conforman la CAF³⁰.

La Institución promueve un modelo de desarrollo sostenible, mediante operaciones de crédito, apoyo en la estructuración técnica y financiera de proyectos del sector público y privado de Latinoamérica.

Con sede en Caracas, Venezuela, la CAF cuenta con Oficinas en Buenos Aires, La Paz, Brasilia, Bogotá, Quito, Madrid, Ciudad de Panamá, Asunción, Lima, Puerto España y Montevideo.

Promueve el desarrollo sostenible y la integración regional, mediante una eficiente movilización de recursos para la prestación oportuna de servicios financieros múltiples, de alto valor agregado, a clientes de los sectores público y privado de los países accionistas.

Funciones:

- Otorga préstamos a corto, mediano y largo plazo, cooperaciones técnicas, avales y garantías, y participa como accionista en empresas y fondos de inversión.
- Estructura y financia proyectos sin recurso o con garantías limitadas y financia la adquisición de empresas y activos en procesos de privatización.
- Realiza operaciones de financiamiento con organismos multilaterales y con la banca internacional.
- Opera como banco de segundo piso para canalizar recursos hacia diversos sectores productivos y especialmente hacia las pequeñas y medianas empresas.

³⁰<http://www.unalmed.edu.co/tmp/proyectosmga/documento%20enviados%20proyectos/Manual%20de%20Fuentes%20de%20Financiacion.pdf> (Pág. 85)

- Servicios de apoyo financiero y asesoría para la consolidación y sostenibilidad de las instituciones financieras que atienden a la microempresa.
- Presta servicios de cooperación técnica facilitando la transferencia de conocimientos y tecnología.
- Administra fondos de otras instituciones tales como pequeños productores rurales, y comunidades indígenas, para proyectos orientados a beneficiar a sectores sociales marginados económicamente.

Tipo de Financiamiento:

- **Prestamos:** Garantías limitadas, A/B (a través de estos préstamos la CAF otorga una porción A del préstamo con sus propios recursos y distribuye una porción B entre bancos internacionales o inversionistas institucionales, siendo la CAF siempre el acreedor, con la finalidad de complementar sus propios recursos financieros) y Cofinanciamientos.
- **Participaciones accionarias:** Con fondos de inversión, a través de capital y de inversiones de cuasi – capital (préstamos subordinados los cuales se entienden como aquellos que se otorgan a empresas y entidades financieras, buscando el apalancamiento de los recursos, mejorando sus activos y pasivos y se adecua a las normativas del país; acciones preferentes las cuales son aquellas que se encuentran privilegiadas ante las acciones generales al momento de repartir los dividendos, y préstamos con opción de ser convertidos en acciones).
- **Instrumentos de Inversión:** Depósitos y emisiones de bonos regionales.
- **Banca de Inversión:** Suscripción de emisiones en los mercados de capitales (Underwriting), Fideicomiso estructurado (captación de fondos mediante una estructura de venta y arrendamiento posterior de sus activos productivos), Garantías parciales, Finanzas Corporativas, Swaps de tasas de interés y otros derivados (tasas de interés fijas a los clientes que no pueden acceder directamente a los mercados de productos derivados en condiciones favorables), Asesorías financieras, Seguro de riesgo político (se ofrecen pólizas de seguro de riesgo político y garantías de inversión para operaciones de crédito externo, de comercio exterior y de inversión de capital).
- **Fondos Especiales:** Cooperación técnica para entre otras acciones mitigar la pobreza, y el Fondo de Desarrollo Humano –FONDESHU- (promueve el desarrollo humano sostenible en la región apoyando a las instituciones financieras que atienden a la microempresa y financiando proyectos comunitarios que tengan alto impacto demostrativo en los sectores rurales más necesitados).

La CAF anunció el 2 de julio del 2013 la aprobación de US\$ 435 millones para atender programas que fortalecen la agenda de desarrollo energético y atención de desastres naturales en el Perú, de los cuales US\$ 135 millones están destinados a financiar el sistema de distribución de Gas Natural por red de ductos en el departamento de Ica de la empresa Contugas, subsidiaria del Grupo Energía de Bogotá. Entre el 2008 y el 2012,

CAF ha aprobado a favor de Perú un monto total que alcanza US\$ 9372 millones en operaciones orientadas al desarrollo del país³¹.

Por otro lado, también el 2 de julio del 2013, la CAF ha aprobado una línea de crédito rotativa no comprometida, por US\$ 150 millones, a favor de Abengoa S.A., para adelantar la construcción de proyectos en países accionistas de CAF como el Perú, así la CAF es hoy una de las principales fuentes de financiamiento multilateral para América Latina, la principal en el sector de infraestructura y energía³².

A nivel regional y en apoyo al Plan Nacional Energético de Argentina, la CAF aprobó el 2 de Julio del 2013 un préstamo de US\$ 150 millones destinado al Proyecto de Interconexión Eléctrica Rincón Santa María- Resistencia³³ que busca fortalecer la conexión eléctrica desde el Sistema Eléctrico del Noroeste Argentino al del Noreste, incrementando la confiabilidad y capacidad de la infraestructura de transporte eléctrico. El costo del proyecto asciende a US\$ 346 millones, de los cuales la CAF aportará US\$ 150 millones para la línea en extra alta tensión de 500kV.

Programa PROPEL

El Programa Especial de Financiamiento para Proyectos de Energía Limpia, Alternativa y de Eficiencia Energética (“PROPEL” o “Programa”), es un programa interno de la CAF, el cual ha sido creado con el fin de financiar proyectos nuevos o de expansión (“greenfield” y “brownfield”) con costos de inversión menores a US\$ 30 millones, en el sector de energías limpias, alternativas y de eficiencia energética, en los países accionistas de la Corporación.

En lo que va del 2011 el Comité de Preselección PROPEL de la CAF aprobó un préstamo a favor de la empresa Peruana de Inversiones en Energías Renovables S.A.C por US\$ 8 millones, monto que se destinará al financiamiento parcial de la construcción, puesta en marcha y operación de la Central Hidroeléctrica Manta, cuya capacidad de generación será de 19,8 MW y estará ubicada en la cuenca del río Manta, en la provincia de Corongo, departamento de Ancash, Perú. El citado préstamo de la CAF se enmarca dentro de su programa PROPEL. El costo total de la obra asciende aproximadamente a US\$ 24,3 millones. De dicho monto, el 34% será cubierto con recursos de los accionistas de la empresa que ejecutará el proyecto, mientras que el restante 66% será financiado con préstamos a largo plazo por parte del BBVA Banco Continental (US\$ 9 millones) y CAF (US\$ 8 millones).

³¹<http://www.caf.com/es/actualidad/noticias/2013/07/caf-aprobo-usd-435-millones-para-desarrollo-energetico-y-atencion-de-desastres-naturales-en-peru>

³²<http://www.caf.com/es/actualidad/noticias/2013/07/caf-financia-nuevos-proyectos-de-infraestructura-y-energia-en-america-latina,-a-traves-de-abengoa>

³³<http://www.caf.com/es/actualidad/noticias/2013/07/caf-aprobo-usd-150-millones-para-proyecto-energetico-en-argentina>

Cuadro N° 9.8. Mecanismos de Financiamiento de la CAF

Parámetros	Unidades	Información
Nombre del Mecanismo		
Institución		Banco de Desarrollo de América Latina (CAF)
Aplicación		
Tipo de Tecnología		Todas
Periodo		De 1 a 15 años
Área Geográfica		En todo país accionista de la CAF
Fase del proyecto		Todas
Presupuesto Disponible	US\$	De 10 hasta 300 Millones
Breve Descripción		
Tipo de Préstamo		Reembolsable
Tasa de Interés	%	Variable
Procedimientos de Aplicación		Requisitos establecido por CAF
Otros		
Resultados		
Fecha		2011
Nombre de los proyectos que ha beneficiado		CH Manta 19,8 MW (1) Distribución GN por Ductos en la región Ica (2) Línea de Transmisión 500kV Argentina (3)
Cantidad otorgada	US\$	8 millones (1) 135 millones (2) 150 millones (3)

Fuente: Elaboración propia

9.2.7 Corporación Financiera de Desarrollo S.A. (COFIDE)

Empresa de economía mixta que cuenta con autonomía administrativa, económica y financiera. Su capital pertenece en un 98,7% al Estado peruano, representado por el Fondo Nacional de Financiamiento de la Actividad Empresarial del Estado (FONAFE), dependencia del Ministerio de Economía y Finanzas, y en un 1,3% a la Corporación Andina de Fomento (CAF)³⁴.

COFIDE forma parte del Sistema Financiero del Perú y puede realizar todas aquellas operaciones de intermediación financiera permitidas por su legislación y sus estatutos y, en general, toda clase de operaciones afines.

³⁴<http://www.cofide.com.pe/quees.html>

Desde su creación hasta el año 1992, COFIDE se desempeñó como un banco de primer piso. Sin embargo, a partir de ese momento, pasó a desempeñar exclusivamente las funciones de un banco de desarrollo de segundo piso, canalizando los recursos que administra únicamente a través de las instituciones supervisadas por la Superintendencia de Banca, Seguros y AFP (SBS).

La modalidad operativa de segundo piso le permite a COFIDE complementar la labor del sector financiero privado, en actividades como el financiamiento del mediano y largo plazo y del sector exportador y de la micro y pequeña empresa a través de la canalización de recursos. Todo esto gracias a su cultura corporativa que privilegia la responsabilidad y el compromiso con la misión y objetivos institucionales.

A finales del 2011, COFIDE ha logrado reposicionarse nuevamente en el financiamiento de grandes proyectos de inversión e infraestructura, a través de operaciones sindicadas con bancos internacionales de primer nivel, alcanzando un monto acumulado de US\$ 1900 millones, de los cuales COFIDE ha participado con el 40%. Las proyecciones de COFIDE consideran colocaciones anuales para el financiamiento de infraestructura del orden de US\$ 400 millones³⁵.

Los principales proyectos en cartera aprobados por COFIDE a finales del 2011 son:

- Línea de Transmisión Chilca Montalvo (25 millones en garantía, pagadero en un periodo de 7 años)
- Central Hidroeléctrica Chaglla (50 millones pagadero en un periodo de 12 años)
- Pequeña Central Hidroeléctrica Tarucani (20 millones pagadero en un periodo de 10 años)
- Planta de Gas to Liquid (20 millones pagadero en un periodo de 10 años)
- Planta de Etanol en Piura (20 millones pagadero en un periodo de 8 años)

COFIDE ha establecido alianzas estratégicas con organismos internacionales como las Naciones Unidas para el Medio Ambiente (UNEP), el BID, KFW, Banco Europeo, Banco Mundial, JICA, entre otros. Al respecto, se espera que en el primer semestre de 2013 estén disponibles fondos otorgados por la KFW y JICA.

En el caso de KFW, está previsto el otorgamiento de una línea de crédito de € 65 millones que cuenta con Fondos de Asistencia Técnica (FAT) no reembolsables de €1,5 millones, con un periodo de financiamiento de 12 años de pago, con 3 años de gracia.

³⁵<http://www.proinversion.gob.pe/fororegiones/presentaciones/COFIDE.pdf>

Cuadro N° 9.9. Mecanismos de Financiamiento de COFIDE

Parámetros	Unidades	Información
Nombre del Mecanismo		
Institución		Corporación Financiera de Desarrollo (COFIDE)
Aplicación		
Tipo de Tecnología		Todas
Periodo		De 1 a 15 años
Área Geográfica		Perú
Fase del proyecto		Todas
Presupuesto Disponible	US\$	Variable
Breve Descripción		
Tipo de Préstamo		Reembolsable
Tasa de Interés	%	Variable
Procedimientos de Aplicación		Requisitos establecidos por COFIDE
Otros		
Resultados		
Fecha		A Setiembre del 2011
Nombre de los proyectos que ha beneficiado		Línea de Transmisión Chilca Montalvo (1) CH Chaglla (2) PCH Tarucani (3) Planta Gas to Liquid (4) Planta Etanol en Piura (5)
Cantidad otorgada	US\$	25 Millones (1) 50 Millones (2) 20 Millones (3) 20 Millones (4) 20 Millones (5)

Fuente: Elaboración propia

9.2.8 Asociación de Fondo de Pensiones (AFP)

Las AFP en el Perú actúan con estrictos criterios de prudencia para proteger los fondos de los afiliados y se concentran en la búsqueda selectiva de oportunidades de inversión que brinden los mejores retornos a largo plazo a sus afiliados, siendo uno de los rubros la inversión en infraestructura.

Inversión en Infraestructura

Tiene como objetivo canalizar los fondos de pensiones de los trabajadores para el financiamiento de las obras de infraestructura, procurando obtener una rentabilidad adecuada con niveles de riesgo razonables, y contribuyendo además al desarrollo de la infraestructura del país. A su vez, dicha inversión beneficiará a los afiliados al Sistema

Privado de Pensiones recibiendo mayor rentabilidad que se verá reflejada en los fondos a largo plazo.

Así, a nivel del sector energía se tiene que al 28 de febrero del 2013, el 6,4% del fondo total de pensiones, que asciende a S/. 6348 millones, están invertidos en el sector energía, mientras que en el sector transporte se tiene un total de S/. 2191 millones, en el sector telecomunicaciones S/. 1464 millones, en saneamiento S/. 617 millones y en infraestructura de salud se tiene un total de S/. 192 millones invertidos.

Del total de la inversión en el sector energía, S/. 3266 millones están en generación eléctrica, S/. 1386 millones en hidrocarburos, S/. 1276 millones en distribución eléctrica, S/. 217 millones en transmisión eléctrica y S/. 202 millones en proyectos hidroenergéticos³⁶.

Cuadro N° 9.10. Inversión de las carteras administradas en infraestructura dentro del territorio Peruano en Sector Energía (al 28 de febrero de 2013)

Sector Energía	Millones de S/.	% Fondo de Pensiones
Distribución Eléctrica	1 276	1,3%
Generación Eléctrica	3 266	3,3%
Transmisión eléctrica	217	0,2%
Proyectos Hidroenergéticos	202	0,2%
Hidrocarburos	1 386	1,4%
Total Sector Energía	6 348	6,4%

Fuente: BCRP

A continuación se presente las principales inversiones en energía:

- Distribución Eléctrica.- Luz del Sur, Edelnor y Fondo de Inversión Energético Americano de Larraín Vial.
- Generación Eléctrica.- Chinango, Cahua, Duke Egenor, Edegel, Enersur, Electroandes, Inkia Energy, Fondo de Inversión Energético Americano de Larraín Vial, Kallpa, Southern Cone y Fondo de Inversión en Infraestructura de AC Capitales.
- Transmisión Eléctrica.- Consorcio Transmantaro, Fondo de Inversión Energético Americano de Larraín Vial, Red de Energía del Perú, Aguaytía y Fondo de Inversión en Infraestructura de AC Capitales.
- Proyectos Hidroenergéticos.- Consorcio Trasvase Olmos y Fondo de Inversión Energético Americano de Larraín Vial.
- Hidrocarburos.- Relapasa, Transportadora de Gas del Perú, Perú LNG, Plus Camisea, Fondo de Inversión Energético Americano de Larraín Vial, Maple Energy PLC, Calidda y Fondo de Inversión en Infraestructura de AC Capitales.

Respecto a los bonos comprados por las AFPs de proyectos de infraestructura, se tienen los siguientes:

³⁶<http://www.bcrp.gob.pe/docs/Publicaciones/Revista-Moneda/moneda-154/moneda-154-04.pdf> (Pág. 21)

- Kallpa Generación, recursos para la conversión a ciclo combinado de las tres turbinas existentes que operan con el gas natural de Camisea en su planta de Chilca, mediante la construcción e instalación de una turbina de vapor de 280 MW.
- Perú LNG, financiamiento para la construcción y operación de una planta de licuación de GN en Pampa Melchorita (Chincha) que se encargará de la exportación de gas natural proveniente del yacimiento Camisea al mercado mexicano, en primer término.
- Transportadora de Gas, fondos para la expansión del sistema de transporte de gas natural para abastecer el mercado local.
- Pluspetrol Lote 56, recursos para reembolsar los costos del proyecto de extracción de gas natural y líquidos de gas natural del Lote 56 del proyecto Camisea. Además, los recursos servirán para financiar inversiones en nuevos pozos exploratorios con el fin de incrementar el nivel de reservas certificadas.

Cuadro N° 9.11. Mecanismos de Financiamiento de las AFP

Parámetros	Unidades	Información
Nombre del Mecanismo		
Institución		Asociación de AFP
Aplicación		
Tipo de Tecnología		Todas
Periodo		No especifica
Área Geográfica		Perú
Fase del proyecto		Todas
Presupuesto Disponible	S/.	No especifica
Breve Descripción		
Tipo de Préstamo		Reembolsable
Tasa de Interés	%	Variable
Procedimientos de Aplicación		Requisitos establecido por las AFP
Otros		
Resultados		
Fecha		al 28 de febrero de 2013
Nombre de los proyectos que ha beneficiado		Sector energía
Cantidad otorgada	S/.	6348 millones

Fuente: Elaboración propia

10. COYUNTURA ECONÓMICA DE PRECIOS DE COMMODITIES

El análisis de la coyuntura económica de los precios de los commodities se enfocará en los precios históricos y proyecciones del Petróleo Crudo y el Gas Natural a nivel mundial, debido a que los precios de dichos energéticos están supeditados a la oferta y demanda mundial.

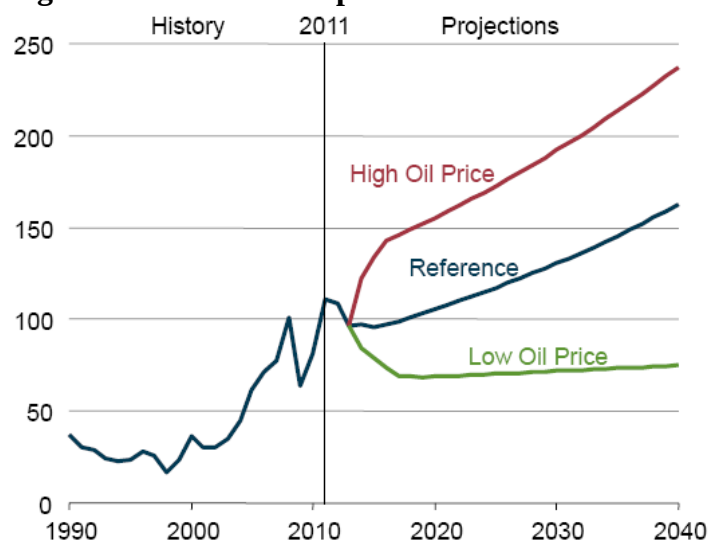
En el caso de la Electricidad, se presenta un reporte de precios históricos del Perú y adicionalmente de los países de Ecuador y Brasil, debido a que con Ecuador existe actualmente una interconexión eléctrica y en el caso de Brasil, existen acuerdos bilaterales de interconexión.

10.1 Petróleo Crudo

De acuerdo al Annual Energy Outlook 2013 (AEO, 2013) de la U.S. Energy Information Administration – EIA publicado en Abril del 2013, el petróleo crudo Brent es tomado como referencia para la proyección internacional de precios del crudo en lugar de la WTI debido a restricciones de capacidad de transporte por ductos en Oklahoma, el centro de negocios del precio WTI.

La EIA presenta en el AEO tres escenarios de proyecciones de precios del petróleo crudo, el de Referencia, el de precios Altos y el de precios Bajos (ver figura siguiente). En comparación con el escenario de Referencia, el escenario de precios Bajos asume menores niveles de crecimiento económico y menores demandas de combustibles líquidos, así como un mayor suministro y a menor costo de parte de los países no pertenecientes a la OPEP (Organización de Países Exportadores de Petróleo). Asimismo, se considera que la demanda en el 2040 sería del orden de los 111 y 118 millones de barriles por día para los escenarios Bajo y Alto respectivamente.

Figura N° 10.1. Precio Spot del Petróleo Crudo Brent, US\$/Bbl



Fuente: AEO, 2013

En el caso del escenario de precios Altos, la EIA considera mayores niveles de crecimiento de la economía y de la demanda de combustibles líquidos en comparación con el escenario de Referencia, así como un menor suministro y a un mayor costo de los países no perteneciente a la OPEP.

Como se observa de las proyecciones del precio del petróleo crudo Brent de la EIA (AEO, 2013), el precio se incrementa sostenidamente desde los actuales 100 US\$ por barril hasta el orden de los 160 US\$ por barril en el 2040 en el escenario de Referencia, registrando una pequeña reducción en el corto plazo; mientras que en el escenario de precios Altos, este llega hasta el orden de los 240 US\$ en el 2040, registrándose un fuerte incremento hasta el 2016 llegando cerca de los 150US\$ por barril, para luego incrementar su precio en forma sostenida pero en menor medida hasta el 2040.

En el caso del escenario de precios Bajos, se tendría una reducción del precio del crudo hasta el orden de los 70 US\$ por barril en el 2018 para luego incrementarse ligeramente en forma sostenida y llegar hasta el orden de los 75US\$ por barril en el 2040.

Como se observa, tanto en el escenario de Referencia como el de precios Altos, el precio se sitúa por encima de los 150US\$ por barril en el 2040, mientras que en el escenario de precios Bajos, este disminuye y se sitúa en la franja de los 70 a 75 US\$ por barril hasta el 2040.

10.2 Gas Natural

Al ser Estados Unidos el principal consumidor energético, para los precios del gas natural se toma como referencia el índice Henry Hub de Estados Unidos, así de acuerdo al Annual Energy Outlook 2013 (AEO, 2013) de la EIA, se observa que en los últimos años el precio se ha mantenido relativamente bajo debido al abundante suministro en Estados Unidos y los eficientes métodos de producción. Sin embargo el costo incremental de nueva producción para abastecer el crecimiento de la demanda interna y las exportaciones, hacen que el precio spot Henry Hub actual del orden de los 3,3 US\$/MMBTU se incremente sostenidamente en el escenario de referencia a una tasa promedio anual del 2,4%, llegando hasta los 7,83 US\$/MMBTU en el 2040.

Según la EIA (AEO, 2013), en el caso de referencia, los precios permanecen bajos al inicio de las proyecciones debido a que los productores en Estados Unidos continúan extrayendo el gas desde los yacimientos más productivos y menos costosos. La actividad de perforación permanece robusta aún cuando con precios relativamente bajos que están por debajo de los 4US\$/MMBTU, particularmente porque el gas natural extraído en Estados Unidos proviene de yacimientos que contienen altas cantidades de líquidos de gas natural o petróleo. Los precios del gas natural comienzan a incrementarse a partir del 2015 en forma sostenida hasta el 2040.

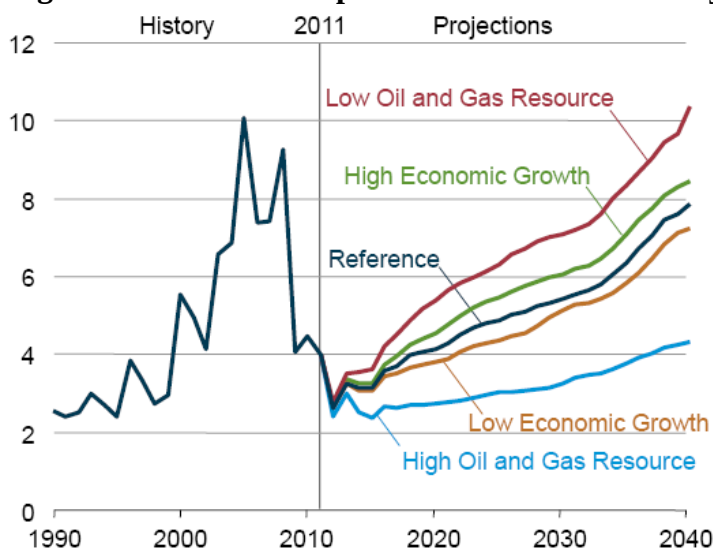
Los niveles futuros de los precios spot Henry Hub del gas natural en Estados Unidos (referencia mundial) depende de muchos factores, incluyendo tasas de crecimiento económico y ratios esperados de recuperación de gas natural de los pozos. Altas tasas de crecimiento económico implican altas demandas de gas natural, lo que ocasiona un rápido decremento de los recursos y un incremento en los costos de nueva producción, elevando así el precio del gas natural. Lo opuesto se observa en el caso de bajo

crecimiento económico. Por ello la EIA ha elaborado los escenarios de Alto y Bajo Crecimiento Económico (ver figura siguiente).

Por otro lado, una baja tasa de recuperación del gas natural implica altos costos unitarios de explotación y ello altos precios. Altas tasas de recuperación, por el contrario, implican bajos costos unitarios de explotación y con ellos menores precios.

El escenario de Bajos Recursos de petróleo y gas asume bajos niveles de recuperación en los yacimientos, mientras que el escenario de Altos Recursos considera el caso extremo de altos niveles de recuperación en los yacimientos (ver figura siguiente).

Figura N° 10.2. Precio Spot del Gas Natural – Henry Hub, US\$/MMBTU



Fuente: AEO, 2013

Como se observa de las proyecciones de la EIA, el precio spot Henry Hub del gas natural estaría en la franja entre los 4 US\$/MMBTU y los 10 US\$/MMBTU en el 2040 en los diferentes escenarios evaluados, siendo el precio estimado del escenario de Referencia de 7,83 US\$/MMBTU en el 2040.

10.3 Electricidad

En el caso de los precios de la Electricidad, se presenta a continuación los costos marginales promedios de los siguientes países:

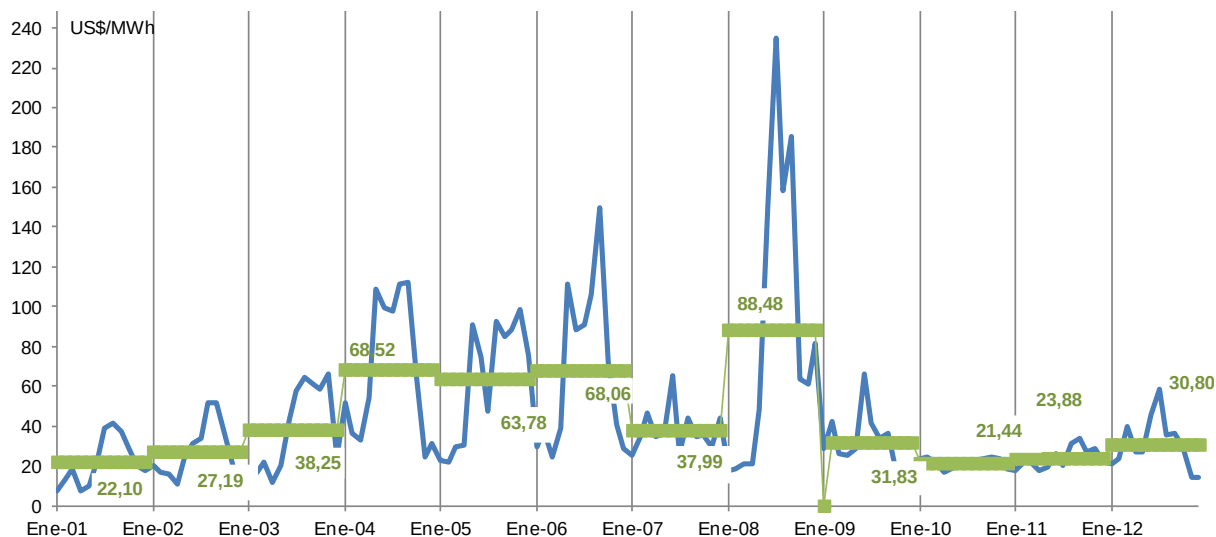
- Perú
- Ecuador
- Brasil

A. Perú

En el Perú, de acuerdo al reporte estadístico del COES (COES, 2012) el costo marginal promedio anual (en la barra de referencia de Santa Rosa) durante el 2012 ha sido de 30,80 US\$/MWh, mientras que el máximo costo marginal promedio mensual ha sido del orden de los 58US\$/MWh durante el mes de julio del 2012. Por otro lado, el menor

costo marginal se ha registrado en diciembre, ascendiendo a 13,75 US\$/MWh (ver figura siguiente).

Figura N° 10.3. Costo Marginal Promedio Anual del Perú



Fuente: COES, 2012

Por otro lado, el reporte estadístico del COES (COES, 2012) indica que en la última década, el máximo costo marginal promedio mensual ha sido de 235 US\$/MWh durante el mes de julio del 2008, año en que el costo marginal promedio anual fue el más alto con 88,48 US\$/MWh.

Como se observa de la figura anterior, el costo marginal promedio anual se ha ido incrementando a partir del 2010, año en el que se situó en 21,44 US\$/MWh.

Respecto a las proyecciones del costo marginal de largo plazo, de acuerdo al último Plan Referencial de Electricidad 2008-2017 desarrollado por el MEM se observa que el costo marginal medio de largo plazo del escenario base del periodo 2009 al 2017 es de 47,7 US\$/MWh, el cual considera los proyectos de generación de energías renovables no convencionales, lo que es superior en 7,7% respecto del precio de la electricidad que se estima en 44,3 US\$/MWh en el caso de no considerarse los proyectos de generación de energías renovables no convencionales.

Sobre dicha proyección se estima el precio en barra de referencia de Santa Rosa para el periodo 2009 al 2017, donde se observa que para el 2017 el precio estimado sería de 51,76 US\$/MWh, frente a los 45,27 US\$/MWh del 2009 (año base de referencia). Asimismo, el MEM estima un crecimiento hasta los 53,31 US\$/MWh en el 2013 para luego disminuir paulatinamente, tal como se observa en el cuadro siguiente.

Cuadro N° 10.1. Proyección de Precio en Barra de Referencia del Perú

CMgLP - Generación - Con Proyectos ERNC					47,7 US\$/MWh
ANO	Potencia US\$/kW-año	PCSPT US\$/kW-año	PCSGT US\$/kW-año	Energía US\$/MWh	Precio Medio US\$/MWh
2009	71,24	22,34	0,00	31,93	45,27
2010	71,24	21,80	0,00	37,54	50,80
2011	71,24	20,21	19,83	37,54	53,40
2012	71,24	18,77	18,42	37,54	53,00
2013	71,24	16,86	22,53	37,54	53,31
2014	71,24	15,25	20,38	37,54	52,77
2015	71,24	13,71	18,32	37,54	52,26
2016	71,24	12,72	17,01	37,54	51,93
2017	71,24	12,21	16,32	37,54	51,76

Notas: (1) Precio en Barra del 2009, de la Fijación de Tarifas en Barra del 2009, de OSINERGMIN

(2) Estimación Basada en Costo Marginal de Largo Plazo Escenario Medio con Proyectos ERNC

(3) Cargo por Sistema Principal de Transmisión Constante, y Sistema Garantizado SGT

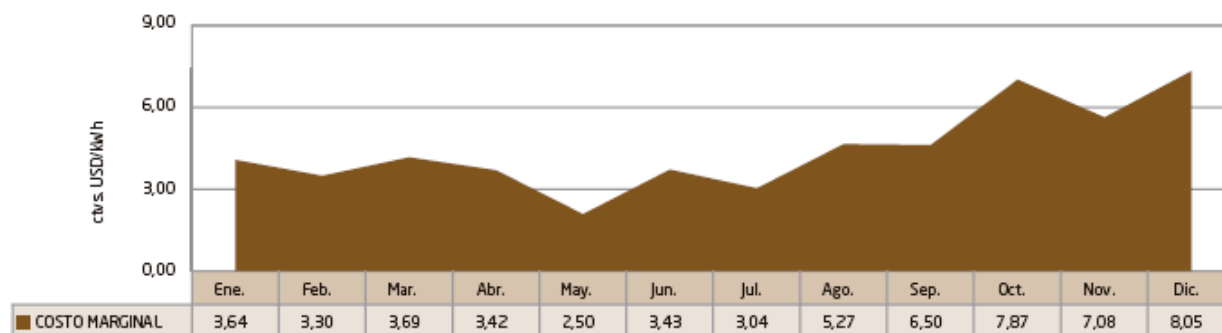
con Proyectos de Transmisión Troncales del Plan de Transmisión

Fuente: Plan Referencial Electricidad 2008-2017, MEM

B. Ecuador

De acuerdo al informe anual del 2012 Centro Nacional de Control de Energía (CENACE, 2012), el costo marginal promedio del 2012 ascendió a 48,1 US\$/MWh, siendo el mayor valor registrado de 80,5 US\$/MWh en diciembre y el menor valor de 25 US\$/MWh en mayo (ver figura siguiente).

Figura N° 10.4. Costo Marginal Promedio Mensual 2012 de Ecuador



Fuente: CENACE, 2012

Como se observa de los costos marginales promedios mensuales de Perú y Ecuador, mientras que en Perú se tiene durante el periodo de mayo a julio los mayores costos marginales, en Ecuador se presentan los menores costos; en el resto del año se observa una situación inversa, es decir los costos de Perú son menores y los de Ecuador son mayores, ello debido a la complementariedad hidrológica de ambos países.

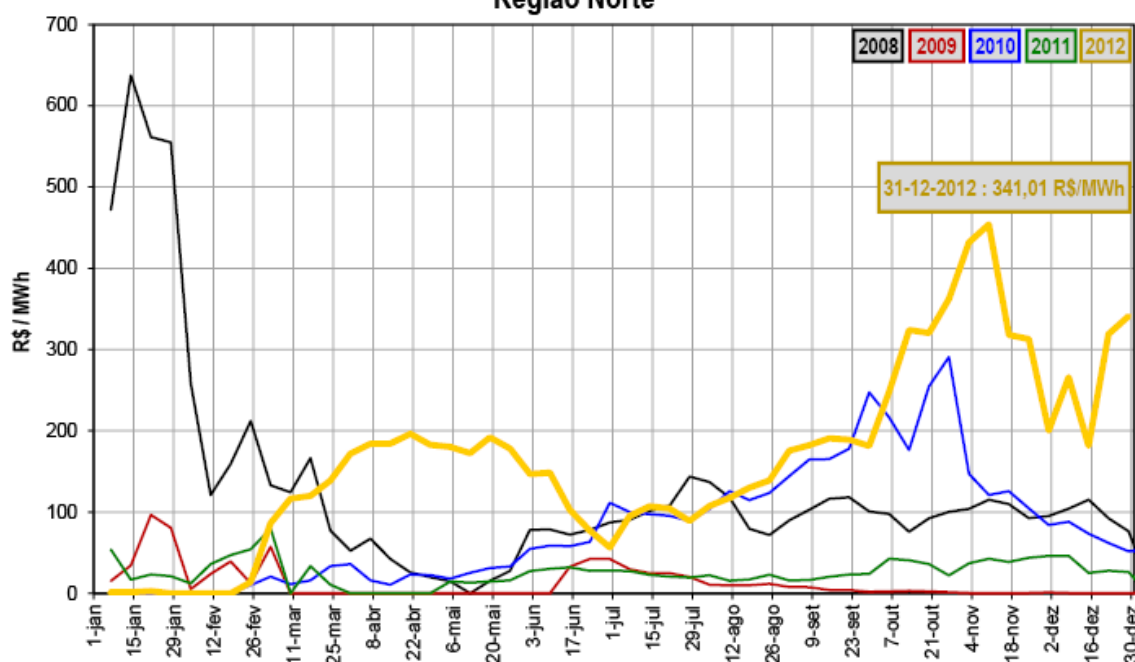
C. Brasil

En el caso de Brasil, su sistema eléctrico está dividido en cuatro regiones: el Sureste-Centro oeste, el Sur, el Noreste, y el Norte. El sistema eléctrico que limita con el Perú y

con el cual se interconectaría es el de la región Norte, por ello a continuación se analizan los costos marginales de dicha región.

De acuerdo al boletín de monitoreo del sistema eléctrico brasileño de diciembre del 2012 (MME, 2012) emitido por la Secretaria de Energía Eléctrica del Ministerio de Minas y Energía – MME de Brasil, el costo marginal promedio diario de la región Norte de Brasil del 31 de diciembre del 2012 ascendió a 341,01 R\$/MWh (ver figura siguiente). Considerando el tipo de cambio oficial del Banco de Reserva de Brasil de dicho día, que asciende a 2,0435 \$R/US\$, se tiene que el costo marginal de dicho día ascendió a 166,88 US\$/MWh. Asimismo, se observa que el mínimo valor de diciembre 2012 se sitúa en el orden de los 190 R\$/MWh (93 US\$/MWh).

Figura N° 10.5. Costo Marginal Promedio de Brasil – Región Norte
Região Norte



Fuente: MME, 2012

Por otro lado, el máximo valor del costo marginal de la región norte de Brasil durante el 2012 ha sido del orden de los 460 R\$/MWh (225 US\$/MWh), ello a mediados de noviembre. Por el contrario, los menores valores se han registrado entre enero y febrero, del orden de los 6 US\$/MWh.

11. DIAGNÓSTICO DEL NIVEL DE INTEGRACIÓN ENERGÉTICA REGIONAL

11.1 Situación Actual

11.1.1 Electricidad

A nivel de electricidad, actualmente el Perú tiene una sola interconexión eléctrica y es con el vecino país de Ecuador, ello mediante una línea de interconexión en 230kV que tiene una distancia de 107km y una capacidad de unos 160MW, que une las subestaciones de Zorritos en el lado peruano y Milagros en el lado ecuatoriano. Dicha interconexión representa la primera etapa de un proyecto de interconexión que consideraba una capacidad total de interconexión de 250MW mediante una línea de transmisión de doble terna en 230kV que operaría en un esquema Back-to-Back, es decir mediante una conexión no síncrona, debido a la imposibilidad de operación síncrona por problemas de estabilidad.

Dicha interconexión se puso en operación a inicios del 2005, año en el cual se exportó energía a Ecuador a solicitud de dicho país. Posteriormente, durante los años 2009 al 2012, se han realizado tanto importaciones como exportaciones puntuales de electricidad con el Ecuador, abasteciendo de esta manera las cargas de la zona El Milagro en Ecuador o la carga de la zona de Tumbes en el Perú, ello por periodos relativamente cortos de tiempo, siendo la mayor potencia transferida del orden de 77MW durante la exportación a Ecuador en el 2012.

Dicha exportación o importación de energía eléctrica con el Ecuador se realiza mediante la transferencia de carga de las subestaciones, operando las cargas abastecidas desconectadas de sus sistemas eléctricos de origen, ya sea de Perú o Ecuador, ello debido a restricciones de estabilidad para la operación radial sincronizada de los sistemas eléctricos peruano y ecuatoriano.

Por lo anterior, en el caso de electricidad, la integración energética es baja, debido a que la fecha la única interconexión eléctrica que se tiene es con el Ecuador, la cual básicamente opera en periodos de emergencia en los cuales tanto el Perú como Ecuador no pueden abastecer su demanda interna de la zona de frontera por diferentes tipos de restricciones, principalmente técnicas, por lo que dicha interconexión no opera en forma permanente. Asimismo, a la fecha los sistemas eléctricos peruano y ecuatoriano no pueden operar en forma permanente y conjunta mediante un enlace síncrono, por problemas de estabilidad, por lo que deben trasladar carga al otro sistema eléctrico y operar por separado.

11.1.2 Petróleo y sus Derivados

En el caso de los hidrocarburos, al ser estos un commodity de amplio uso a nivel mundial, el Perú, al igual que el resto de países, importan y exportan tanto petróleo crudo como sus derivados, dependiendo ello de la demanda interna y el tipo de petróleo explotado en el Perú.

Así, se tiene que las principales importaciones son de petróleo crudo liviano, las cuales el 2012 provinieron principalmente de Ecuador (50,8%), Nigeria (21,5%) y Angola (10,4%). El Diesel es el segundo combustible de mayor importación y provino el 2012 casi en su totalidad de Estados Unidos (99,1%). En el caso de las exportaciones, la principal fuente el 2012 fue el residual, que fue enviado a Panamá, Estados Unidos y Chile y otros países; en segundo lugar se tiene a la Gasolina, Kerosene y JET que tuvieron como destino 20 países diferentes, siendo Estados Unidos el principal mercado (40,9%), seguido de España (13,5%), Chile (6,7%) y Argentina (6,1%); y en tercer lugar está el petróleo crudo pesado, que fue enviado a Estados Unidos (51,6%) y Chile (48,4%).

Tanto las exportaciones como las importaciones se realizan mayormente por tres puertos, el principal es el puerto de Callao, donde se localiza la refinería de La Pampilla; el segundo es el puerto de Bayóvar en el norte, donde se tiene la estación terminal del Oleoducto Norperuano y a su vez se ubica cercana la refinería de Talara. En tercer lugar se ubica el terminal de Conchán en el extremo sur de Lima, cercana al cual se ubica la refinería de Conchán.

Como se observa, el nivel de integración energética es medio en el caso del petróleo y sus derivados, debido a su nivel moderado de comercialización internacional (importaciones y exportaciones).

11.1.3 Gas Natural

En el caso de Gas Natural, el Perú cuenta con la planta de licuefacción de Gas Natural de Pampa Melchorita que está operando desde junio del 2010, el cual se ubica al sur de Lima. Dicha planta es la primera en América del Sur y tiene capacidad de procesar 620 millones de pies cúbicos diarios de gas natural con la meta de exportar 4,2 trillones de pies cúbicos en los próximos 18 años hasta el 2028.

Hasta finales del 2012 se han realizado un total de 131 envíos, sumando un total de 21,29 millones de m³ (496,63x10¹² BTU), de los cuales el 41,6% se ha enviado a España, el 17,3% a México, el 13,6% a Japón, el 9,2% a Corea del Sur y el resto a otros países.

Por lo anterior, se observa claramente un alto comercio energético internacional de exportaciones del Perú con el mundo en cuanto a gas natural licuefactado – LNG se refiere.

En conclusión, tal como se observa en el cuadro siguiente, actualmente el principal comercio energético regional y mundial está referido a petróleo y sus derivados, debido a su alta importación y en menor medida exportación. En segundo lugar se observa un alto nivel de exportaciones de LNG debido a la operación de la planta de licuefacción de gas natural de Pampa Melchorita, por lo cual la integración energética de dicha fuente es alta. Finalmente, en el caso de la electricidad, se observa un bajo nivel de integración energética, debido a que la única interconexión eléctrica internacional es con el Ecuador y que opera sólo en forma temporal, no pudiendo operar en forma conjunta y permanente los sistemas eléctricos peruano y ecuatoriano por problemas de estabilidad.

Cuadro N° 11.1. Resumen de las Principales Exportaciones-Importaciones Energéticas

Fuente	IMPORTACIONES, TJ				EXPORTACIONES, TJ			
	2009	2010	2011	2012	2009	2010	2011	2012
Petróleo Crudo	210 363	201 354	198 201	191 867	40 323	40 043	34 493	33 074
Carbón Mineral	22 248	27 001	18 304	19 073	-	3 140	5 095	3 653
LNG	-	-	-	-	-	88 460	220 662	214 856
Diesel	35 793	55 151	68 504	75 328	3 149	1 741	1 024	122
Residual	-	52 715	1 957	7	40 951	52 715	54 809	107 001
Gasolina-Kerosene-JET	8 234	10 723	13 877	3 139	83 732	92 545	85 492	27 419
Electricidad	-	-	21	18	225	403	-	8

Fuente: SUNAT, COES, PERUPETRO, MEM

11.2 Situación Futura

11.2.1 Electricidad

A. Interconexión con Ecuador

A nivel de energía eléctrica, de acuerdo a la Propuesta Definitiva de Actualización del Plan de Transmisión 2013-2022 del COES³⁷ (COES-PT, 2012) de setiembre del 2012, los sistemas de transmisión troncales en 500 kV del Perú y el Ecuador presentaran desarrollos muy importantes en el mediano plazo, llegando a la SE La Niña (Lambayeque) para el año 2014 en el lado peruano, y en lado ecuatoriano, distante unos 450 km, se localizará la SE El Milagro 500kV (cerca de Guayaquil), que entrará en operación por el 2016. Por ello el COES propone para el mediano-largo plazo la implementación de un enlace en 500kV de dos circuitos entre la SE La Niña y la SE El Milagro, de aproximadamente 500km, con dos subestaciones intermedias en la frontera (SE Frontera Perú y SE Frontera Ecuador), con lo cual los sistemas eléctricos de Perú y Ecuador puedan operar en forma permanente y estable.

Asimismo, a mediados de Julio del 2013, los viceministros de energía del Perú y Ecuador se reunieron en Lima y tomaron acuerdos sobre la interconexión en 500kV, así según el comunicado del MEM³⁸ del 13 de Julio, en el acta de la reunión se precisó que las delegaciones participantes (de Perú y Ecuador) concordaron en que es necesario suscribir un acuerdo bilateral para comprometer fechas de conclusión simultánea de las obras del tendido de la línea de 500kV a través del territorio peruano y ecuatoriano.

Por lo anterior, se espera que en los próximos años se inicie la construcción de la citada línea de interconexión en 500kV y en el mediano-largo se inicie la operación permanente y en conjunto de los dos sistemas eléctricos del Perú y Ecuador.

³⁷<http://www.coes.org.pe/wcoes/coes/infoperativa/estudios/ppt/propuestaActualizacionPT.aspx>

³⁸<http://www.minem.gob.pe/descripcion.php?idSector=6&idTitular=5561>

Asimismo, a efecto de viabilizar las transacciones internacionales de electricidad con el Ecuador, debido al carácter interrumpible de las mismas y sus complicaciones contractuales, es necesario recurrir a la experiencia de otras interconexiones internacionales, tales como las que actualmente operan entre Ecuador y Colombia, entre Colombia y Venezuela que son las más cercanas, también se podría recurrir a interconexiones en el cono sur de Sudamérica, entre Argentina y Brasil o entre Brasil y Paraguay, de tal manera de asimilar tanto los aspectos técnicos y comerciales de dichas interconexiones que vienen operando por muchos años.

B. Interconexión con Brasil

Respecto a la interconexión eléctrica con Brasil y luego de múltiples negociaciones que se inician el 6 de Noviembre del 2006 con la firma del Memorándum de Entendimiento entre Perú y Brasil, el 16 de Junio del 2010 en la ciudad de Manaus en Brasil se firma el Acuerdo entre la República del Perú y la República Federativa del Brasil para el Suministro de Electricidad al Perú y la Exportación de Excedentes al Brasil, cuyo objetivo es *“establecer el marco legal que promueva el desarrollo de la infraestructura necesaria en el territorio peruano para la producción de electricidad destinada a su mercado interno y la exportación de los excedentes de potencia y energía asociada al Brasil”*³⁹.

Como marco general del citado acuerdo bilateral, se tiene que la máxima capacidad acumulada de todas las centrales hidroeléctricas comprometidas para la exportación al Brasil es de 6000 MW más una tolerancia de 20%. Asimismo, el orden de prioridades de la energía generada será: (1ro) el Mercado Regulado peruano, (2do) el Mercado Libre peruano y (3ro) el mercado brasileño. Siendo los proyectos considerados las grandes centrales hidroeléctricas del oriente de Inambari, Paquitzapamgo, Tambo 40, Tambo 60 y Mainique 1.

La interconexión se basaría en la exportación de los excedentes de energía producida en centrales desarrolladas por el Acuerdo Perú – Brasil (grandes centrales del Oriente). En el estudio del Primer Plan de Transmisión del COES, se definió un sistema de transmisión en 500kV de conexión de las grandes centrales con el SEIN y que esté preparado para la interconexión al Brasil. Por el lado brasileño, se está desarrollando el proyecto hidroeléctrico del Río Madeira a unos 700 km aproximadamente de la frontera con el Perú, punto del cual partirían las líneas para la interconexión con Perú.

Por otro lado, el 16 de enero del 2011 se publica la Resolución Ministerial N° 018-2011-MEM/DM mediante la cual se crea la Comisión para tratar los aspectos contemplados en el Acuerdo Perú – Brasil.

A la fecha, el principal proyecto hidroeléctrico incluido en el citado acuerdo bilateral, la CH Inambari ha sido postergada, pero podría ser retomada a partir del 2020, de acuerdo al estudio de la Nueva Matriz Energética Sostenible – NUMES desarrollada por el

39

<http://www.minem.gob.pe/minem/archivos/file/Electricidad/acuerdo%20peru%20brasil%2016%20julio%202010.pdf>

MEM; en su lugar se desarrollarían proyectos de menor envergadura que suman unos 2030 MW a fin de abastecer el crecimiento de la demanda interna.

Por lo anterior, en el mediano plazo no se prevé que se concrete la interconexión eléctrica con el Brasil, pero en la largo plazo sí se estima que dicha interconexión se realice mediante la ejecución de las centrales hidroeléctricas consideradas en la lista de proyectos, así como la construcción de las líneas de transmisión para la evacuación de la energía a los sistemas de Perú y Brasil y la interconexión entre ambos.

C. Interconexión con Chile

Con fecha 12 de enero del 2011, en la ciudad de Lima se realizó la reunión de instalación del Grupo de Trabajo Perú-Chile sobre temas energéticos, en la cual se acordó elaborar una propuesta de Acuerdo Marco de Integración Eléctrica que establezca las normas generales para los intercambios de energía entre ambos países, así como intercambiar información y análisis sobre las oportunidades de inversión y alternativas de interconexión, las cuales podrían ser implementadas por inversionistas privados. Finalmente se acordó elaborar e implementar un programa de intercambio de experiencias y conocimientos en los siguientes temas: eficiencia energética, energías renovables, energía nuclear, regulación del mercado eléctrico, mecanismos de estabilidad de precios de combustibles y operación del mercado, entre otros.

A la fecha no se tiene información de avances en la propuesta de Acuerdo Marco de Integración Eléctrica entre Perú y Chile.

Por lo anterior, no se prevé que en el mediano plazo se cristalice una interconexión eléctrica con Chile, pero habiéndose iniciado las conversaciones al respecto, es posible que a largo plazo se concrete algún tipo de interconexión eléctrica entre Perú y Chile.

11.2.2 Gas Natural

Tal como se detallo en el numeral 8.2.3 del presente informe, el Ministerio de Energía y Minas – MEM, tiene previsto una licitación para la construcción de una planta de regasificación de gas natural que se ubicaría al costado o dentro de la planta de licuefacción de gas natural de Pampa Melchorita de Perú LNG, esto de tal manera de garantizar el abastecimiento de dicho energético ante la eventualidad de una restricción en el suministro desde el proyecto Camisea, por ello ha encargado a PROINVERSION la licitación para la construcción de dicha planta de regasificación. La adjudicación de la Buena Pro está prevista para el cuarto trimestre del 2013.

Dicho proyecto constaría de un tanque de almacenamiento, las válvulas y ductos necesarios para la conexión con el sistema de transporte de Gas Natural existente, siendo la finalidad de dichas instalaciones el de asegurar, mediante un contrato de concesión, el suministro de Gas Natural en casos de emergencia (aproximadamente 7 días) para abastecer al sistema de transporte de Gas Natural en la costa y al sistema de distribución de Gas Natural en Lima y Callao (plantas térmicas, industrias, vehicular y consumo doméstico), utilizando gas licuefactado de la planta de Perú LNG ubicada en Melchorita la cual cuenta con una capacidad almacenamiento de 130 mil m³.

La construcción de esta planta de regasificación debe iniciarse el próximo año y forma parte del paquete de proyectos elaborados por el MEM para mejorar la confiabilidad del sistema de energía que proviene de Camisea y reforzar la seguridad de ese ducto que transporta gas natural desde la selva del Cusco.

Por lo anterior, y en vista que el proceso está en marcha y próximo a su adjudicación, se estima que en el mediano plazo este implementado la planta de regasificación de gas natural, la cual si bien utilizará el LNG de la planta de Pampa Melchorita de Perú LNG, es posible que a futuro también se pueda descargar LNG desde buques metaneros hacia la planta de regasificación, con lo cual se tendría un alto nivel de integración energética en cuanto a gas natural se refiere.

En conclusión, el panorama futuro de la integración energética se muestra promisorio en el sector eléctrico, ello debido al alto interés manifestado por los gobiernos de Perú y Ecuador de concretar un enlace internacional en 500kV y la propuesta del COES en el Plan de Transmisión; asimismo, en el caso de Brasil, si bien el principal proyecto, la CH de Inambari ha sido postergada, pero podría ser retomada a partir del 2020, por ello en el largo plazo se espera que se retome el proyecto y se concrete la interconexión eléctrica con Brasil; de igual manera con Chile ya se han iniciado las conversaciones y establecido los grupos de trabajo con miras a una posible interconexión eléctrica. Respecto al GN, se observa que la integración sería mucho mayor a la actual cuando se concrete la instalación de la planta de regasificación que se ubicaría al costado o dentro de la actual planta de licuefacción de Pampa Melchorita, con ello se aseguraría el abastecimiento de GN ante condiciones de emergencia de restricciones de suministro desde Camisea; asimismo, se abre la puerta para un posible abastecimiento futuro de LNG desde el exterior mediante buques metaneros.

12. REFERENCIAS

- AEO. Annual Energy Outlook de la U.S. Energy Information Administration - EIA, Abril 2013
<http://www.eia.gov/forecasts/aeo/>
- BID. Banco Interamericano de Desarrollo. Accesado Julio 2013
<http://www.iadb.org/es/paises/peru/un-vistazo-al-bid-en-peru,1101.html>
<http://www.iadb.org/es/noticias/comunicados-de-prensa/2011-12-19/linea-de-credito-para-abengoa-en-america-latina,9768.html>
<http://idbdocs.iadb.org/wsdocs/getdocument.aspx?docnum=36408291>
<http://www.iadb.org/en/projects/project-description-title,1303.html?id=PE-L1016>
<http://www.iadb.org/es/proyectos/project-information-page,1303.html?id=PE-L1113>
- BCRP. Banco Central de Reserva del Perú. Accesado Julio 2013
<http://www.bcrp.gob.pe/docs/Publicaciones/Revista-Moneda/moneda-154/moneda-154-04.pdf> (Pág. 21)
- BNE. Balance Nacional de Energía del 2010, Ministerio de Energía y Minas, 2010
- CAF. Banco para el Desarrollo de América Latina. Accesado Julio 2013
<http://www.unalmed.edu.co/tmp/proyectosmga/documento%20enviados%20proyectos/Manual%20de%20Fuentes%20de%20Financiacion.pdf> (Pág. 85)
<http://www.caf.com/es/actualidad/noticias/2013/07/caf-aprobo-usd-435-millones-para-desarrollo-energetico-y-atencion-de-desastres-naturales-en-peru>
<http://www.caf.com/es/actualidad/noticias/2013/07/caf-financia-nuevos-proyectos-de-infraestructura-y-energia-en-america-latina,-a-traves-de-abengoa>
<http://www.caf.com/es/actualidad/noticias/2013/07/caf-aprobo-usd-150-millones-para-proyecto-energetico-en-argentina>
- CENACE. Centro Nacional de Control de Energía. Informe Anual 2012
http://www.cenace.org.ec/index.php?option=com_phocadownload&view=category&id=6:phocatinfanuales&Itemid=50
- CEPLAN, 2011. Proyecciones a Largo Plazo de la Matriz Energética. Centro de Planeamiento Estratégico, CEPLAN, Diciembre 2011.
- CIER. Estudio de Transacciones de Electricidad entre las Regiones Andina, América Central y Mercosur, Noviembre 2006
- COES. Estadística de Operaciones 2012, Comité de Operación Económica del Sistema Interconectado Nacional – COES SINAC, 2012
http://www.coes.org.pe/wcoes/coes/salaprensa/estadistica_anual.aspx
- COES. Estadística de Operaciones 2010, Comité de Operación Económica del Sistema Interconectado Nacional – COES SINAC, 2010
http://www.coes.org.pe/wcoes/coes/salaprensa/estadistica_anual.aspx
- COES-PT. Propuesta Definitiva de Actualización del Plan de Transmisión, Setiembre 2012
<http://www.coes.org.pe/wcoes/coes/infoperativa/estudios/ppt/propuestaActualizacionPT.aspx>
- COFIDES España. Accesado Julio 2013
<http://www.cofides.es/index.php?id=33>

- <http://www.cofides.es/index.php?id=313>
- COFIDE Perú. Accesado Julio 2013
<http://www.cofide.com.pe/quees.html>
 - Ex – Im Bank U.S. . Accesado Julio 2013
<http://www.exim.gov/about/library/reports/annualreports/2008/upload/AuthorizationsListings.pdf>
<http://www.exim.gov/tools/countrylimitationschedule/upload/CLSJune2013.pdf>
(Pág. 6 y 7)
 - IFC. Corporación Financiera Internacional. Accesado Julio 2013
http://ifcext.ifc.org/ifcext/spiwebsite1.nsf/ProjectDisplay/SPI_DP25390
<https://ifcndd.ifc.org/ifcext/spiwebsite1.nsf/78e3b305216fcd8ba85257a8b0075079d/68614a713b3780b8852577af006720fe?opendocument>
 - BNE. Balance Nacional de Energía del 2010, elaborado por el Ministerio de Energía, 2010
<http://www.minem.gob.pe/publicacion.php?idSector=12&idPublicacion=418>
 - MEM. Documento Promotor del Subsector Eléctrico del Ministerio de Energía y Minas, 2012
 - MME. Boletín de Monitoreo del Sistema Eléctrico de Brasil del Ministerio de Minas y Energía de Brasil, Secretaria de Energía Eléctrica, Diciembre 2012
http://www.mme.gov.br/see/galerias/arquivos/Publicacoes/Boletim_mensalDMS E/Boletim_de_Monitoramento_do_Sistema_Elxtico_-_Dezembro2_-_2012.pdf
 - Perú LNG
<https://portal.perulng.com/irj/go/km/docs/documents/PLNG%20Website/index.htm>
 - PROINVERSION. Agencia de Promoción de la Inversión
<http://www.proinversion.gob.pe/0/0/modulos/JER/PlantillaFichaHijo.aspx?ARE=0&PFL=0&JER=6045>
 - PERUPETRO. Exportaciones de GN
<http://www.perupetro.com.pe/exporta/>
 - PETROPERU. Oleoducto Norperuano
<http://www.petroperu.com.pe/portalweb/Main.asp?Seccion=76>
 - Red Eléctrica. Revista Red Eléctrica, edición Octubre-Noviembre 2004
<http://es.scribd.com/doc/6935265/INTERCONEXION-ELECTRICA-INTERNACIONAL-PERU-ECUADOR>
 - PRE. Plan Referencial de Electricidad 2008-2017 del Ministerio de Energía y Minas del Perú, Agosto 2009.
 - SUNAT. Portal de Aduanas de Reporte Estadístico de Importaciones y Exportaciones actualizado a Junio 2013
<http://www.aduanet.gob.pe/cl-ad-itestadispartida/resumenPPaisS01Alias?accion=cargarFrmResumenPPais>
<http://www.aduanet.gob.pe/cl-ad-itestdesp/FrmConsultaSumin.jsp?tcon=N>
http://www.aduanet.gob.pe/cl-ad-itconsultadwh/ieITS01Alias?accion=consultar&CG_consulta=2