



LA INDUSTRIA DEL **GAS NATURAL** EN EL PERÚ

A DIEZ AÑOS DEL PROYECTO CAMISEA



Osinergmin

PRÓLOGO	10	8. TESORO EN EXPANSIÓN: CONSUMO DE GAS NATURAL EN EL PERÚ	132
INTRODUCCIÓN	12	Medidas para la expansión del consumo	134
1. PERFIL DE LA INDUSTRIA: CARACTERÍSTICAS ECONÓMICAS Y TÉCNICAS	18	El FISE y su contribución al acceso de energía de las poblaciones	140
Organización industrial	20	9. GESTIÓN DE LA ABUNDANCIA: PROYECTO DE EXPORTACIÓN DE GAS NATURAL LICUEFACTADO	144
El gas natural y sus usos	22	El mercado mundial de gas natural licuefactado: exportaciones e importaciones	146
Transporte del gas natural	23	El proyecto de exportación de Peru LNG	149
2. RADIOGRAFÍA: EL GAS NATURAL EN EL MUNDO	28	10. HUELLAS DE ENERGÍA LIMPIA: IMPACTOS DEL PROYECTO CAMISEA	156
Estados Unidos	30	Impacto económico en el sector privado	158
Europa	32	Impacto económico en el sector público: Impuesto a la Renta y regalías	174
Asia	32	Impacto económico en el sector externo: balanza comercial de hidrocarburos	181
Reservas probadas de gas natural	33	Síntesis del impacto económico del Proyecto Camisea	185
Producción y consumo de gas natural	34	Impactos en la mitigación del CO ₂	187
Comercio de gas natural: principales flujos comerciales	35	Síntesis del impacto en la mitigación del CO ₂	194
Matriz energética en el planeta	36	11. BUENOS PRONÓSTICOS: PROYECTOS DE GAS NATURAL Y RETOS A FUTURO	200
El gas de esquisto (<i>shale gas</i>)	36	Proyectos para la expansión del gas natural	202
3. PRIMEROS PASOS: EL GAS NATURAL EN EL PERÚ	44	Otros proyectos para la expansión del gas natural	206
Yacimiento de Aguaytía	46	Proyecto de mejoras a la seguridad energética del país y desarrollo del Gasoducto Sur Peruano	209
Yacimientos de la Costa y el Zócalo Norte	48	Proyectos de la petroquímica en el Perú	213
4. EMPORIO DE ENERGÍA: PROYECTO CAMISEA	52	Retos a futuro	220
Descubrimiento y primeras negociaciones	54	CONCLUSIONES	234
Diseño y entrega de la concesión	55	NOTAS	238
Magnitud de los recursos de gas natural y líquidos de gas natural	68	BIBLIOGRAFÍA	252
Producción fiscalizada de gas natural y líquidos de gas natural	75	GLOSARIO	262
5. REGLAS DE JUEGO: MARCO REGULATORIO DE LA INDUSTRIA	80		
Principales instituciones responsables del marco normativo y regulatorio	84		
Regulación de precios en la industria	86		
Mecanismos regulatorios para el desarrollo del Proyecto Camisea	102		
6. EN BUSCA DEL EQUILIBRIO: SUPERVISIÓN Y FISCALIZACIÓN DE LA INDUSTRIA DEL GAS NATURAL Y ATENCIÓN DE RECLAMOS	110		
Supervisión en la industria de gas natural	112		
Supervisión en el Proyecto Camisea	113		
Atención de reclamos de usuarios residenciales de gas natural	118		
7. RESPUESTA DEL MERCADO: EVOLUCIÓN EN EL PERÚ	122		
Evolución de la demanda por tipo de cliente	124		
Evolución de la demanda de gas natural vehicular	125		
Evolución de la demanda de gas natural residencial	125		

ANEXOS

Capítulo 1

Ilustración A.1- 1: Uso energético del gas natural por sectores

Ilustración A.1- 2: Uso no energético del gas natural

Capítulo 2

Cuadro A.2- 1: Principales movimientos comerciales del gas natural en el mundo en BCM, 2012 y 2013

Ilustración A.2- 1: Tipos de gas natural y sus procesos de extracción

Capítulo 4

Cuadro A.4- 1: Contratos de licencia para la explotación, transporte y distribución del gas de Camisea, 2004-2014

Cuadro A.4- 2: Reservas de gas natural según zonas y tipos de reservas 2000-2013 (en TCF)

Cuadro A.4- 3: Reservas de líquidos de gas natural según zonas y tipos de reservas 2000-2013 (en MMBls)

Capítulo 6

Cuadro A.6- 1: Labores constructivas y operativas del Proyecto Camisea

Ilustración A.6- 1: Esquema de supervisión

Ilustración A.6- 2: Supervisión mediante terceros

Ilustración A.6- 3: Resumen de mecanismos de supervisión en el Proyecto Camisea

Capítulo 7

Cuadro A.7- 1: Consumo de los principales clientes de gas natural 2004-2013 (en miles de metros cúbicos)

Capítulo 8

Ilustración A.8- 1: Sistema de abastecimiento de GNC y GNV

Ilustración A.8- 2: Sistema de distribución del gas natural por ductos

Capítulo 9

Cuadro A.9- 1: Exportaciones de GNL a nivel mundial 2004-2013 (en MMPCD)

Cuadro A.9- 2: Importaciones de GNL a nivel mundial 2004-2013 (en MMPCD)

Capítulo 10

Cuadro A.10- 1: Evolución de los ahorros netos del acceso a gas natural en el sector residencial

Cuadro A.10- 2: Evolución de los ahorros netos del acceso a gas natural en el sector comercial

Cuadro A.10- 3: Evolución de los ahorros netos del acceso a gas natural en el sector industrial

Cuadro A.10- 4: Evolución de los ahorros netos del acceso a gas natural en el sector vehicular

Cuadro A.10- 5: Resumen de costos totales de generación por tecnología

Cuadro A.10- 6: Evolución del ahorro neto y la Garantía de Red Principal en el sector eléctrico

Cuadro A.10- 7: Evolución de los ingresos fiscales para el Estado obtenidos a partir de Camisea (en millones de US\$)

Cuadro A.10- 8: Evolución del impacto del Proyecto Camisea en la balanza comercial de hidrocarburos (en millones de US\$)

Cuadro A.10- 9: Evolución de las emisiones de CO₂ en el sector eléctrico, 2004-2013

Cuadro A.10- 10: Evolución de las emisiones de CO₂ en el sector industrial, 2004-2013

Cuadro A.10- 11: Evolución de las emisiones de CO₂ en el sector transporte vehicular, 2006-2013

Capítulo 11

Cuadro A.11- 1: Principales proyectos petroquímicos anunciados en el Perú

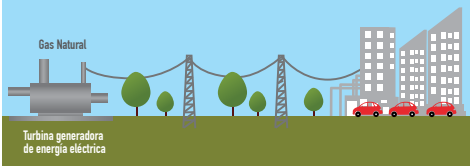
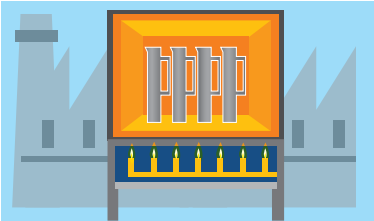
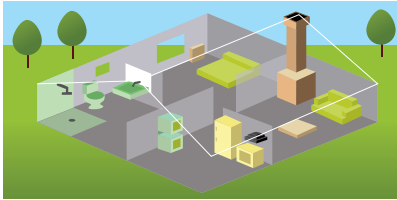
Ilustración A.11- 1: Ubicación de los proyectos de masificación de gas natural en el Perú

PERFIL DE LA INDUSTRIA

CARACTERÍSTICAS ECONÓMICAS Y TÉCNICAS

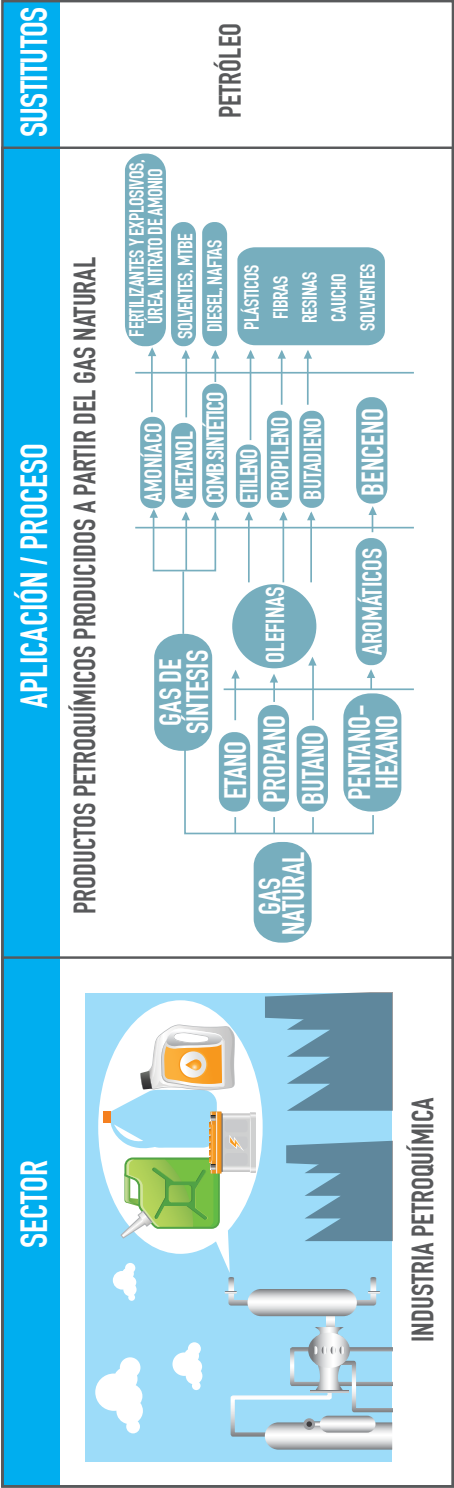
Instalaciones de la planta termoeléctrica
Chilca, departamento de Lima.

Ilustración A.1- 1: Uso energético del gas natural por sectores

SECTOR	APLICACIÓN / PROCESO	SUSTITUTOS
 Gas Natural Turbina generadora de energía eléctrica GENERACIÓN ELÉCTRICA	Centrales térmicas Cogeneración eléctrica	Carbón Fuel Oil
 INDUSTRIAL	Fundición de metales Hornos de fusión / secado Industria del cemento, alimentos Generación de vapor Tratamientos térmicos Temple y recocido de metales Cogeneración Cámaras de combustión Producción petroquímicos Sistema de calefacción Mejoramiento de la temperatura del agua de las pisigranjas Secado de productos alimentarios Secado de productos textiles Cerámica y artesanías Panadería y pastelería	Carbón Fuel Oil Querosene Leña Electricidad
 COMERCIAL Y RESIDENCIAL	Refrigeración Aire acondicionado Cocción / preparación alimentos Agua caliente Calefacción central	GLP Carbón Querosene Leña Electricidad
 TRANSPORTE	Taxis Transporte público	Petróleo Gasolina GLP Diésel

Fuente: MINEM. Elaboración: OEE- Osinergmin.

Ilustración A.1- 2: Uso no energético del gas natural



Fuente: MINEM. Elaboración: OEE- Osinergmin.

RADIOGRAFÍA

EL GAS NATURAL EN EL MUNDO

Planta termoeléctrica Chilca,
departamento de Lima.

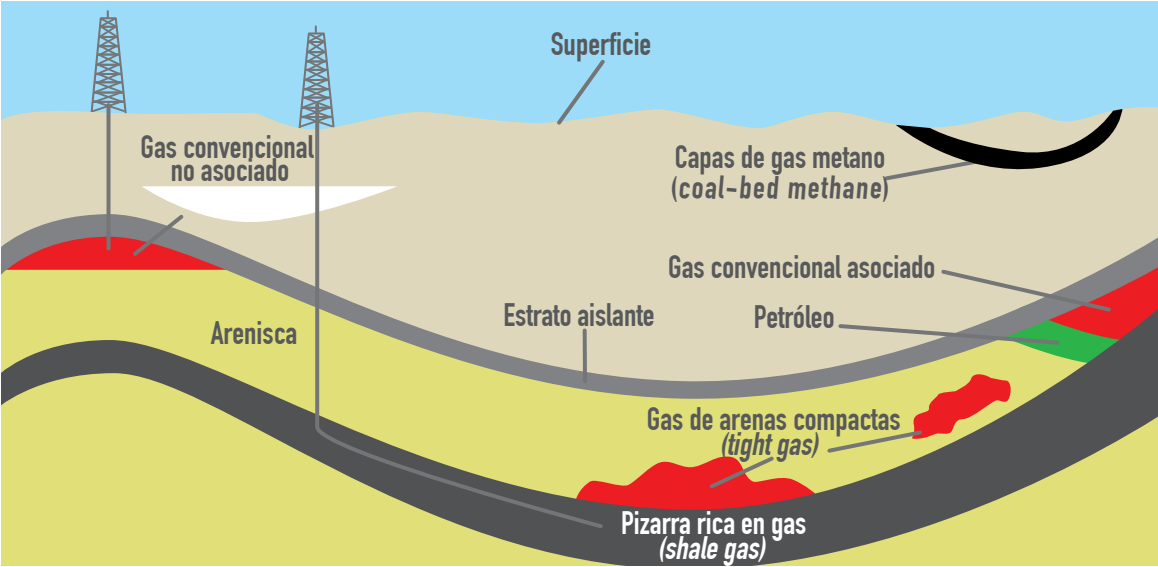
Cuadro A.2- 1: Principales movimientos comerciales del gas natural en el mundo en BCM, 2012 y 2013

	2012				2013			
	Importaciones		Exportaciones		Importaciones		Exportaciones	
	Gasoducto	GNL	Gasoducto	GNL	Gasoducto	GNL	Gasoducto	GNL
EE.UU.	83.8	4.9	45.1	0.9	78.9	2.7	44.4	0.1
Canadá	27.5	1.8	83.8	-	25.8	1.1	78.9	-
México	17.6	4.8	-	-	18.6	7.8	+1/	-
Trinidad y Tobago	-	-	-	18.9	-	-	-	19.8
Perú	-	-	-	5.4	-	-	-	5.6
Otros S. y C. América	15.8	15.2	15.8	0.1	18.6	19.6	18.6	0.1
Francia	32.3	10.3	1.2	0.2	30.5	8.7	1.1	0.6
Alemania	83.5	-	12.5	-	95.8	-	15.1	-
Italia	55.4	7.1	0.1	-	51.6	5.5	0.2	-
Holanda	20.9	0.8	48.6	-	21.5	0.8	53.2	0.2
Noruega	-	-	107.6	4.8	0	-	102.4	3.8
España	13.3	20.4	0.7	1.2	15.3	14.9	0.9	2.6
Turquía	37.4	7.7	0.6	-	38.2	6.1	0.6	-
Reino Unido	37.7	13.7	12	-	41.9	9.3	8.9	-
Otros Europa	101.9	8.2	10.5	1.6	102.2	6.1	11.9	1.6
Rusia	29.8	-	194.2	14.8	27.8	-	211.3	14.2
Ucrania	29.4	-	-	-	26.9	-	-	-
Otros Unión Soviética	29.3	-	63.3	-	29.5	-	68.5	-
Qatar	-	-	19.2	103.1	-	-	19.9	105.6
Otros Medio Oriente	24.4	4.6	8.8	25.7	25.1	4.5	9.4	28.5
Argelia	-	-	34.2	15.3	-	-	28	14.9
Otros África	6.3	-	9.7	38.5	6.4	-	8.6	31.6
China	21.4	20	2.8	-	27.4	24.5	2.8	-
Japón	-	118.8	-	-	-	119	-	-
Indonesia	-	-	10.2	24.8	-	-	8.9	22.4
Corea del Sur	-	49.1	-	-	-	54.2	-	-
Otros Asia Pacífico	28.8	36.7	15.8	68.9	28.5	40.4	16.9	73.5
Total mundial	696.6	324.2	696.6	324.2	710.6	325.3	710.6	325.3

Nota: †1/ Menos de 0.05.

Fuente: BP Statistical Review of World. Elaboración: OEE-Osinergmin.

Ilustración A.2- 1: Tipos de gas natural y sus procesos de extracción



Fuente y elaboración: U.S. Energy Information Administration (2011).

EMPORIO DE ENERGÍA

PROYECTO CAMISEA

Plataforma de
perforación Mipaya,
departamento de Cusco.

pluspetro

Cuadro A.4- 1: Contratos de licencia para la explotación, transporte y distribución del gas de Camisea, 2004-2014

		Explotación	Transporte de gas natural y líquidos de gas natural	Distribución en Lima y El Callao	Distribución en el departamento de Ica
Empresa	A 2004	Pluspetrol Perú Corporation (36%), Hunt Oil Company of Perú L.L.C. (36%), SK Corporation (18%) e Hidrocarburos Andinos S.A.C. (10%).	Techint (30%), Pluspetrol Resources Corporation (19.2%), Hunt Pipeline Company of Perú L.L.C. (19.2%), SK Corporation (9.6%), L' Entreprise Nationale Sonatrach (10%) y Graña y Montero S.A.A. (12%).	Tractebel, integrante del grupo SUEZ.	
	A 2014	Pluspetrol (27%), Hunt Oil (25%), SK Energy (Corporation) (18%), Repsol (10%), Tecpetrol (10%) y Sonatrach (10%).	Tecgas Camisea Inc. (23%), Enagas International S.L. (22.4%), Sipco Perú Pipelines Corporation (21.2%), Carmen Corporation (10.4%), SK Innovation Co., Ltd (11.2%), International Power S.A. (8%), Graña y Montero S. A. A. (1.6%), Tecgas N. V. (0.6%) y Corporación Financiera de Inversiones S. A. A. (1.5%).	Cálidda – Gas Natural de Lima y El Callao S. A., conformado por el Grupo Energía de Bogotá Perú Holdings Ltd (60%) y Promigas S. A. E. S. P. (40%).	Transportadora de Gas Internacional del Perú S.A.C (Contugas), conformado por Energía de Bogotá S.A. ESP (75%) y Transportadora de Gas del Interior S.A. ESP (25%).
Plazo		40 años divididos en dos periodos: 1º: 44 meses, contados a partir de la fecha de suscripción. 2º, desde la finalización del primero hasta el año 40.	33 años con opción de prórroga por plazos de 10 años hasta un límite máximo de 60 años.		30 años con opción de prórroga por plazos de 10 años hasta un límite máximo de 60 años.
Obligaciones		· Producción permanente de hidrocarburos desde el inicio del 2do periodo. · Entregar gas natural para transporte por ducto hasta un volumen de 450 MMPCD en sus inicios y en la actualidad hasta 1,230 MMPCD. · Contratista tiene derecho de exportar hidrocarburos producidos solo luego de abastecer la demanda interna de gas natural.	· Construcción del sistema de transporte de gas: incluye todas las obras, instalaciones y equipamientos necesarios para su adecuada operación desde el punto de recepción en las Malvinas hasta el City Gate en Lima (solo hasta Pisco para el caso de líquidos de gas), respetando las normas de seguridad establecidas	· Diseñar y construir el sistema de distribución: incluye obra, instalación y equipamiento necesario para la adecuada operación de sistema de distribución en Lima y El Callao. · A la puesta en operación comercial, el sistema deberá permitir suministrar gas a consumidores iniciales (empresas establecidas en contrato) en área de concesión.	Diseñar y construir el sistema de distribución: incluye obra, instalación y equipamiento necesario para la adecuada operación de sistema de distribución en el departamento de Ica (Pisco, Nasca, Ica, Marcona y Chincha).
Cronograma		· Ductos operativos al vencimiento del primer periodo con 90 días de tolerancia. · Perforar cuatro pozos de desarrollo; el primero dentro de 24 meses contados a partir de fecha de suscripción. · Construir la Planta de Separación de Líquidos. · Iniciar el llenado de ductos con hidrocarburos fiscalizados del Área de Contrato, a más tardar al vencimiento del plazo de fecha de suscripción.	· Puesta en operación comercial a más tardar 44 meses después de la fecha de cierre, más 90 días de tolerancia: el sistema deberá estar en capacidad de transportar gas desde el punto de recepción hasta el de entrega, cubriendo la capacidad. · Atraso genera penalidad por cada día calendario (US\$ 100,000.00 para gas y US\$ 90,000.00 para líquidos). Penalidades acumulables. Si se cumple la puesta en operación comercial en la fecha prevista, se condonan las penalidades.	· Puesta en operación comercial será a más tardar 44 meses después de la fecha de cierre, más 90 días de tolerancia. · Contados desde la puesta en operación comercial, la Sociedad Concesionaria deberá prestar efectivamente el servicio, por lo menos: (i) A dos años a 10,000 consumidores. (ii) A cuatro años a 30,000 consumidores. (iii) A seis años a 70,000 consumidores.	La puesta en operación comercial deberá ocurrir, a más tardar, 24 meses después de la aprobación del Estudio de Impacto Ambiental o 30 meses después de la fecha de cierre, más 90 días de tolerancia. · Contados desde la puesta en operación comercial, la Sociedad Concesionaria deberá prestar efectivamente el servicio, por lo menos: (i) A dos años a 35,824 consumidores. (ii) A cuatro años a 44,225 consumidores. (iii) A seis años a 50,000 consumidores.
Inversión	Contrato**	-	US\$ 956'340,000 para el transporte de gas de Camisea al City Gate y US\$ 401'373,000 para el transporte de líquidos de gas natural de Camisea a la Costa	US\$ 91'287,000	US\$ 247'920,000
	Ejecutada al 2013	-	US\$ 2600'000,000 ^{1/}	US\$ 323'193,363 (periodo 2009-2013) ^{2/}	US\$ 342'200,000***
	Estimada (2014-2018)	US\$ 400'000,000 ^{3/}	US\$ 229'000,000 ^{4/}	US\$ 534'020,180 ^{2/}	-
Garantía		US\$ 99'000,000.00	· Principal: US \$ 92'000,000 (es la misma para gas y líquidos de gas) · Complementaria ⁵ : US\$ 3'000,000.00 o US \$ 2'000,000.00 (para sociedad escindida)		· Principal: US\$ 13'500,000 · Complementaria: US\$ 3'000,000

*A fin de garantizar el cumplimiento de las obligaciones a partir de la puesta en Operación Comercial.
** Inversión estipulada en la oferta económica presentada en los contratos iniciales de concesión.
*** El monto mayor a lo estipulado en el contrato de concesión se debió a la ampliación del Gasoducto de Gas en Ica. Véase <http://www.americaeconomia.com/node/106158>

^{1/} Monto incluye la ampliación de la capacidad del ducto a 920 MMPCD a pesar que dicha actividad aún terminará a fines del 2015. Véase <http://www.tgp.com.pe/Index.aspx?categoryId=37&templateId=1&contentId=170&locale=es&mnu=2&parentCategoryId=11>
^{2/} De acuerdo al Plan Quinquenal de Inversiones aprobado por Osinergmin para el periodo 2014-2018.
^{3/} Monto referido a la Ampliación del Programa de Exploración y Desarrollo en el Lote 88. Véase <http://gasnatural.osinerg.gob.pe/contenidos/ciudadania/ampliacion-programa-exploracion-desarrollo-lote88.html>
^{4/} Monto referido a los Proyectos de Gasoducto de Derivación Principal a Ayacucho y Proyecto Planta Compresora KP 127. Véase http://gasnatural.osinerg.gob.pe/contenidos/ciudadania/avance_de_proyectos.html
Fuentes: Contratos de Licencia (varios) y MINEM. Elaboración: OEE – Osinergmin.

Cuadro A.4- 2: Reservas de gas natural según zonas y tipos de reservas 2000-2013 (en TCF)

Año	Reservas Probadas					Reservas Probables							Reservas Posibles						
	Costa Norte	Zócalo	Selva Central	Selva Sur 1/	Total Perú	Costa Norte	Zócalo	Selva Norte	Selva Central	Selva Sur	Áreas no asignadas	Total Perú	Costa Norte	Zócalo	Selva Norte	Selva Central	Selva Sur	Áreas no asignadas	Total Perú
2000	0.2	0.1	0.3	8.1	8.7	0.7	0.4	0	0.1	5.2	1.1	7.4	0.6	3.2	0.1	0.1	3.7	5.1	12.7
2001	0.2	0.2	0.3	8.1	8.7	0.7	0.4	0	0.1	2.2	4	7.4	0.6	3.3	0.1	0.3	1.7	6.5	12.5
2002	0.2	0.2	0.3	8.1	8.7	0.7	0.3	0.1	0.1	2.2	4	7.3	0.6	3.4	0.1	0.3	1.7	6.5	12.6
2003	0.2	0.2	0.3	8.1	8.7	0.7	0.3	0.1	0.1	2.2	4	7.3	0.7	3.3	0.1	0.3	1.7	6.5	12.6
2004	0.2	0.2	0.2	10.9	11.5	0.7	0.3	0.1	0.1	3	1	5.2	0.7	3.3	0.1	0.1	3.4	5.7	13.2
2005	0.2	0.3	0.2	11.2	11.9	0.7	1.1	0.1	0.1	3.9	1	6.8	0.6	3.6	0.1	0.5	1.5	5.4	11.6
2006	0.2	0.3	0.2	11.1	11.8	0.7	1.1	0.1	0.1	3.9	1	6.8	0.7	3.5	0.1	0.6	3.5	3.1	11.6
2007	0.2	0.3	0.2	11.1	11.8	0.7	1.1	0.1	0.1	3.9	1	6.8	0.7	3.2	0.1	0.6	3.5	3.1	11.2
2008	0.3	0.7	0.2	11.0	12.2	0.7	0.5	0.1	0.1	3.9	1	6.3	0.8	4.5	0.1	0.5	3.5	3.3	12.6
2009	0.2	0.4	0.2	11.2	12.2	0.4	0.5	0.1	0	12.9	0	14.0	0.3	1.3	0.1	0.2	17.3	0	19.3
2010	0.2	0.3	0.2	11.7	12.5	0.4	0.1	0.1	0	10.0	0	10.6	0.3	0.1	0.1	0.1	20.1	0	20.6
2011	0.9	0.3	0.2	11.3	12.7	0.5	0.3	0.1	0	5.7	2.3	8.8	0.2	0.1	0.1	0	4.3	2.9	7.5
2012	1	0.2	0.3	13.9	15.4	0.6	0.3	0.1	0	4.5	2.3	7.7	0.7	0.2	0.1	0	3.3	0.8	5.1
2013	0.6	0.1	0.3	14.0	15.0	0.5	0.2	0.1	0	3.2	2.5	6.5	0.8	0.2	0.1	0	3.2	1.1	5.4

^{1/} Se refiere al área de Camisea.
Fuente: MINEM. Elaboración: OEE-Osinergmin.

Cuadro A.4- 3: Reservas de líquidos de gas natural según zonas y tipos de reservas 2000-2013 (en MMBls)

Año	Reservas Probadas				Reservas Probables					Reservas Posibles				
	Zócalo	Selva Central	Selva Sur	Total Perú	Zócalo	Selva Central	Selva Sur	Áreas no asignadas	Total Perú	Zócalo	Selva Central	Selva Sur	Áreas no asignadas	Total Perú
2000	0	16	567	582	0	5	301	40	346	0	3	221	246	470
2001	0	13	567	580	0	5	151	190	346	0	4	128	323	456
2002	0	12	567	579	0	8	151	190	349	0	16	115	323	454
2003	0	11	567	577	0	8	151	190	349	0	16	115	323	455
2004	0	9	709	718	0	8	170	40	218	0	3	189	284	477
2005	0	8	688	695	0	8	247	40	294	0	23	93	269	384
2006	0	7	675	682	0	8	247	40	294	0	30	195	159	384
2007	0	5	669	674	0	8	247	40	294	0	30	195	159	384
2008	0	4	654	658	0	8	247	40	294	0	23	195	166	384
2009	13	7	612	632	21	1	759	0	781	21	1	856	0	878
2010	7	7	645	658	1	1	586	0	588	3	1	1129	0	1132
2011	7	8	612	627	15	1	358	136	509	2	1	264	148	414
2012	14	13	763	790	16	1	278	136	431	14	1	203	46	264
2013	24	19	832	875	17	3	210	121	351	14	2	195	55	266

Fuente: MINEM. Elaboración: OEE-Osinergmin.



EN **BUSCA** DEL **EQUILIBRIO**

**SUPERVISIÓN Y FISCALIZACIÓN DE LA INDUSTRIA
DEL GAS NATURAL Y ATENCIÓN DE RECLAMOS**

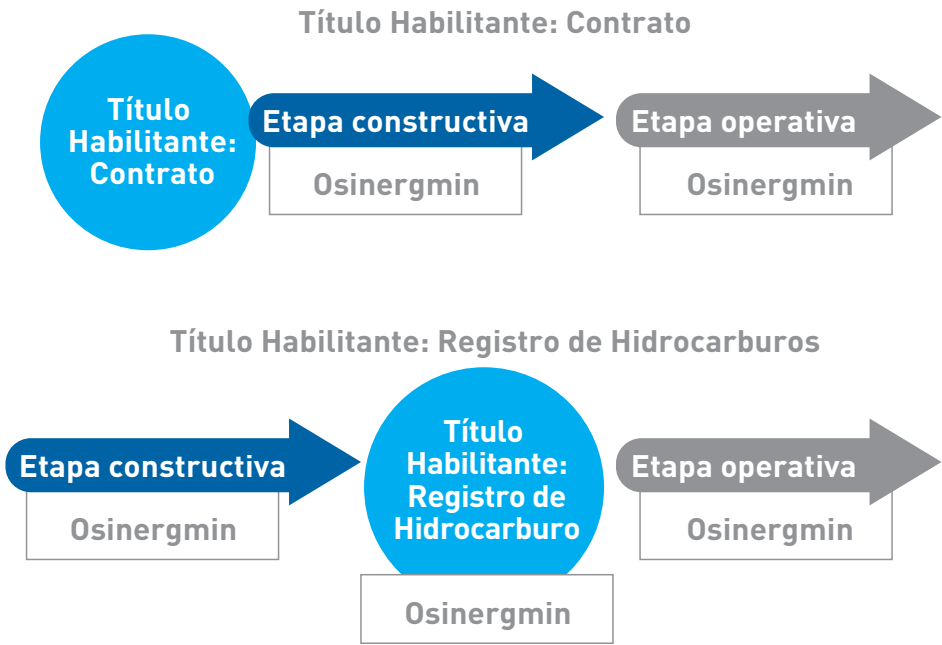
Supervisión de construcción de
ductos a cargo de Osinergmin.

Cuadro A.6- 1: Labores constructivas y operativas del Proyecto Camisea

Instalación	Descripción
Planta de separación de GN en Malvinas.	Licenciatario: Pluspetrol Peru Corporation S.A. Descripción: Planta diseñada para procesar 1,160 MMPCD de GN proveniente de los Lotes 56 y 88; comprende las unidades de separación, deshidratación, criogénica, estabilización y reinyección.
Sistema de transporte de GN por ductos de Camisea al <i>City Gate</i> .	Concesionario: Transportadora de Gas del Perú S.A. Descripción: Ducto para el transporte de GN seco hasta la ciudad de Lima. Ducto destinado a recorrer, aproximadamente, 208 km con un diámetro de 32", continuando a lo largo de 310 km con un diámetro de 24" y finalizando tras 211 km con un diámetro de 18".
Sistema de transporte de líquidos por ductos desde Camisea a la Costa.	Concesionario: Transportadora de Gas del Perú S.A. Descripción: Ducto para el transporte de los LGN hasta la Planta de Fraccionamiento de Pisco. Ducto destinado a recorrer 557 km, aproximadamente, el cual comienza en el mismo punto del gasoducto y finaliza en Playa Lobería (Pisco). Al igual que el gasoducto, es un ducto telescópico, pero de 14" y 10" de diámetro.
Sistema de distribución de GN por Red de Ductos en el departamento de Lima y la provincia constitucional de El Callao	Concesionario: Gas Natural de Lima y El Callao S.A. Descripción: Ducto principal, de 62 km de longitud y 20 pulgadas de diámetro, y ductos secundarios. Une Lurín con Ventanilla y atraviesa 14 distritos. Los ductos secundarios o ramales están comprendidos por tuberías de acero de 10 pulgadas de diámetro y tuberías de polietileno, las cuales hasta la fecha se vienen instalando de acuerdo al Plan de Expansión presentado por la empresa Concesionaria, en cumplimiento de lo establecido en el Contrato BOOT Concesión de la Distribución de GN por Red de Ductos en Lima y El Callao.
Sistema de distribución de GN por Red de Ductos en el departamento de Ica.	Concesionario: Contugas S.A. Descripción: Diseño, construcción y operación de un sistema de distribución de gas natural que une las ciudades de Pisco, Chincha, Ica, Nasca y Marcona. Ducto principal, de 200 km de longitud y 20 pulgadas de diámetro, y ductos secundarios. Los ductos secundarios o ramales están comprendidos por tuberías de acero y tuberías de polietileno, que se vienen instalando de acuerdo al Plan de Expansión presentado por la empresa concesionaria en cumplimiento de lo establecido en el Contrato BOOT concesión de la distribución de GN por Red de Ductos en Ica.
Planta de licuefacción de GN– Melchorita.	Titular: Peru LNG S.A. Descripción: La planta de procesamiento tiene una capacidad para procesar 625 MMPCD de GN, con lo que se producen 0.21 TCF (4.4 MMTMA) de GNL; para la exportación por medio de buques. Está constituida por lo siguiente: • Instalaciones de procesos: planta de licuefacción. • Instalaciones de facilidades auxiliares. • Instalaciones marítimas. • Edificios y viviendas localizados dentro del área del proyecto. • Dos tanques de almacenamiento de GNL de 130,000 m³ cada uno.

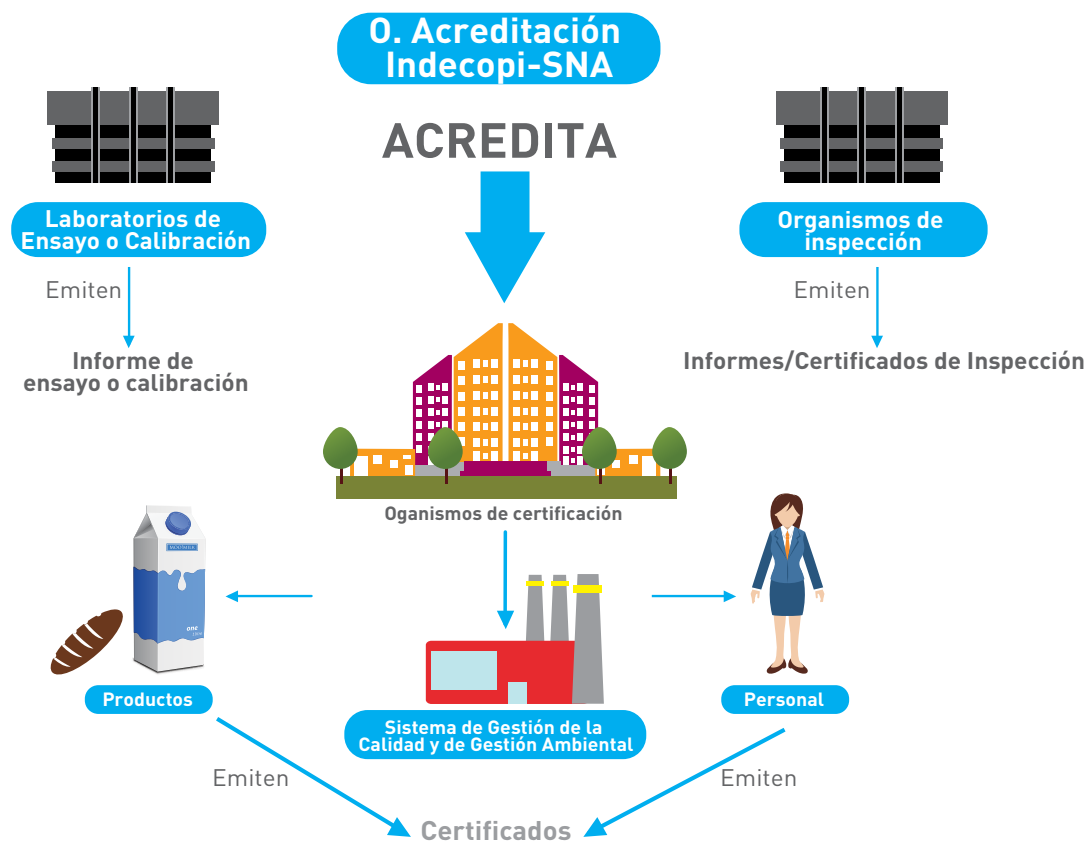
Fuente y elaboración: GFGN-Osinergmin.

Ilustración A.6- 1: Esquema de supervisión



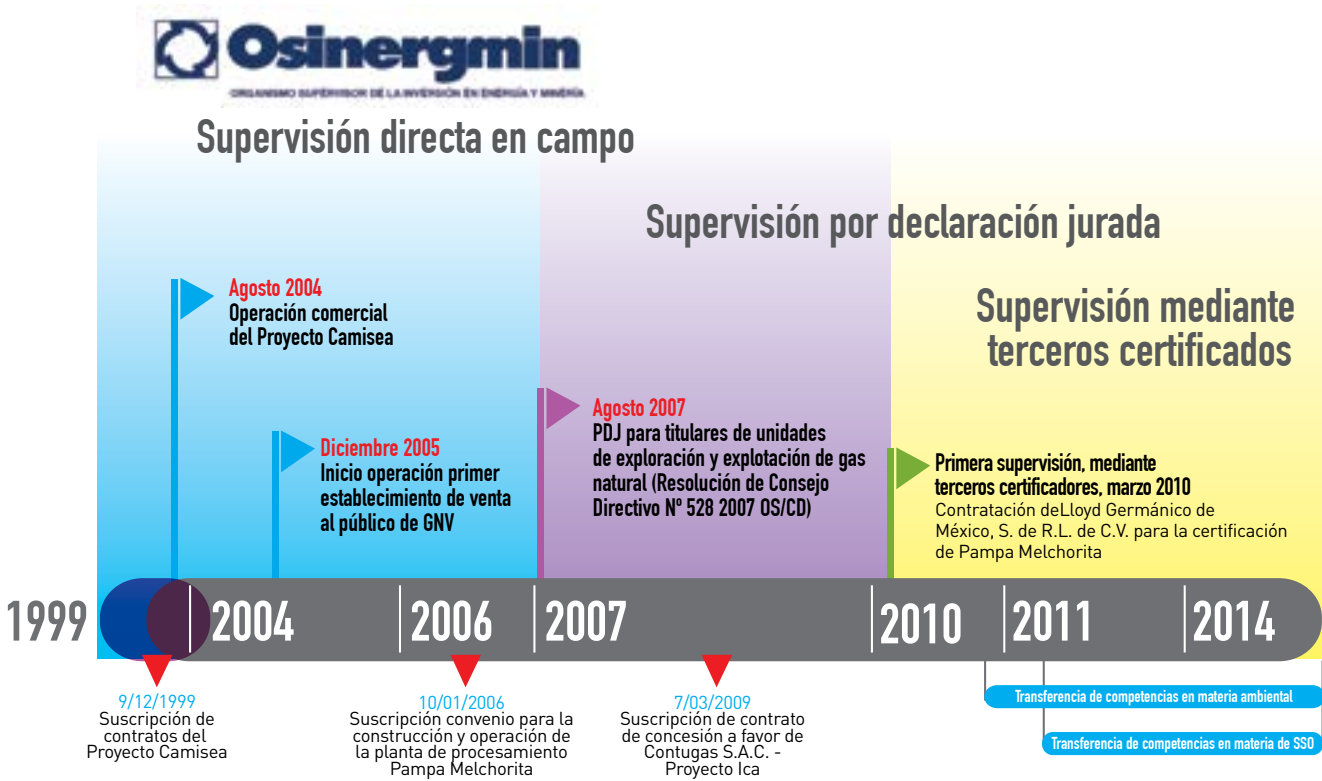
Fuente y elaboración: GFGN-Osinergmin.

Ilustración A.6- 2: Supervisión mediante terceros



Fuente y elaboración: GFGN-Osinergmin.

Ilustración A.6- 3: Resumen de mecanismos de supervisión en el Proyecto Camisea



Fuente y elaboración: GFGN-Osinergmin.

RESPUESTA DEL MERCADO

EVOLUCIÓN EN EL PERÚ

Planta termoeléctrica Chilca,
departamento de Lima.

Cuadro A.7- 1: Consumo de los principales clientes de gas natural 2004-2013 (en miles de metros cúbicos)

Cliente	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013
Proyecto de Exportación de GNL	0	0	0	1,152	11,422	13,184	2,727,424	5,939,698	5,913,659	6,334,494
PERU LNG	0	0	0	0	0	0	2,714,863	5,939,698	5,913,659	6,334,494
PERU LNG - Lote 88	0	0	0	1,152	11,422	13,184	12,561	0	0	0
Generadores Eléctricos	149,171	630,732	695,585	1,341,210	1,749,748	1,864,603	2,542,710	3,157,953	3,259,836	3,278,317
Kallpa	0	0	0	77,780	260,197	346,577	883,179	1,093,508	1,028,179	1,071,091
Enersur S.A.	0	0	24,765	514,814	679,309	694,285	672,904	783,239	1,056,098	1,017,539
Edegel S.A.A.	0	121,775	542,342	703,633	766,876	744,638	878,180	989,896	929,782	901,102
Egasa	0	0	0	0	0	0	12,576	157,441	109,462	129,720
SDF Energía S.A.C.	0	0	0	0	0	58,398	73,108	75,886	77,404	67,119
Egesur	0	0	0	0	0	0	2,024	29,317	37,833	41,931
Minsur S.A.	0	1,327	14,075	12,806	15,395	15,774	20,739	28,666	21,078	22,109
Termochilca	0	0	0	0	0	0	0	0	0	15,583
Fénix	0	0	0	0	0	0	0	0	0	9,658
Sudamericana de Fibras S.A.	13,182	30,870	30,326	32,177	27,971	4,931	0	0	0	2,465
Etevensa	135,989	476,760	84,077	0	0	0	0	0	0	0
Empresas industriales	29,154	77,110	142,584	251,202	334,761	283,477	328,000	377,149	333,324	448,476
Unacem	0	0	39,425	135,615	201,317	143,368	169,653	200,970	161,950	220,808
Corporación Aceros Arequipa S.A.	0	2,095	16,456	17,317	19,021	24,473	25,517	32,595	28,686	81,977
Cerámica Lima S.A.	9,055	24,296	29,054	33,698	38,542	44,986	55,929	56,202	55,211	59,425
Owens-Illinois Perú S.A.	5,735	12,727	13,063	15,347	25,146	23,091	23,020	29,552	30,444	31,185
Cerámica San Lorenzo S.A.C.	6,261	14,902	20,085	21,174	22,098	20,667	24,655	26,207	26,429	24,439
Alicorp	6,035	16,288	17,130	18,537	18,196	18,595	19,546	21,456	21,534	21,407
Corporación Cerámica S.A.	2,068	6,802	7,371	9,514	10,441	8,297	9,680	10,167	9,070	9,235
Empresas industriales	2,356	48,622	185,451	340,171	492,109	639,182	899,951	1,116,596	1,365,174	1,573,715
Gas Natural de Lima y El Callao S.A.	2,356	48,622	185,451	340,171	492,109	639,182	899,951	1,116,596	1,365,174	1,520,341
Contugas	0	0	0	0	0	0	0	0	0	53,374
Transportadora de Gas del Perú S.A.	8,878	13,550	18,530	21,755	15,210	27,025	73,664	101,611	90,954	100,490
TOTAL	189,559	770,014	1,042,150	1,955,490	2,603,250	2,827,471	6,571,749	10,693,007	10,962,947	11,735,492

Fuente y elaboración: GART- Osinergmin.

Planta compresora Chiquintirca, departamento de Ayacucho.



TESORO EN EXPANSIÓN

CONSUMO DEL GAS NATURAL EN EL PERÚ

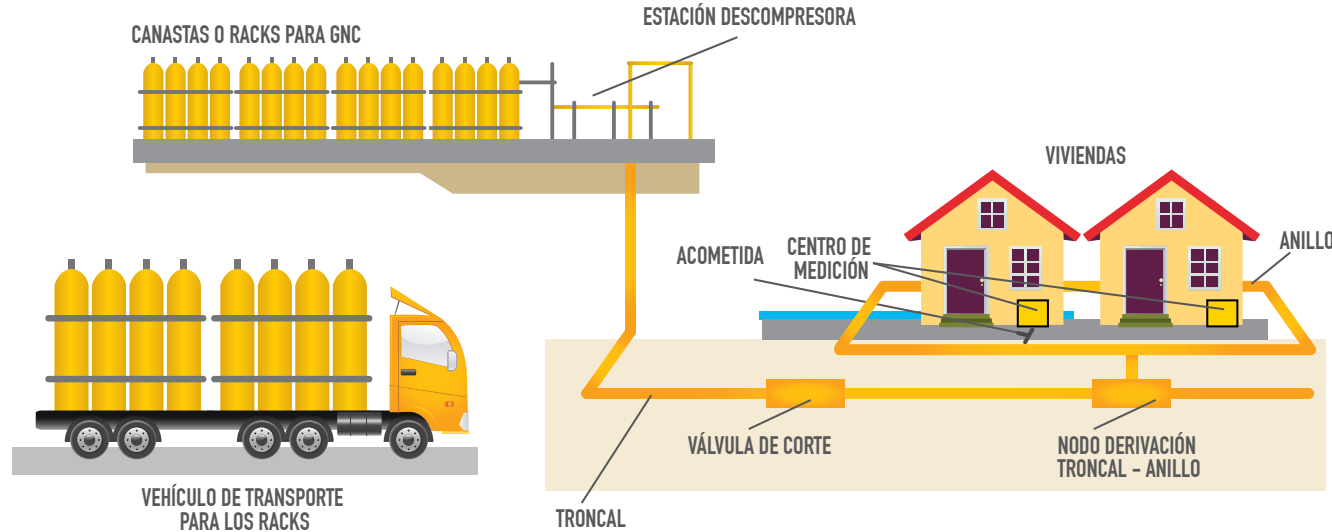
SUMINISTRO DE GAS NATURAL

Ilustración A.8- 1: Sistema de abastecimiento de GNC y GNV



Fuente y elaboración: FISE-Osinergmin.

Ilustración A.8- 2: Sistema de distribución del gas natural por ductos



Fuente y elaboración: FISE-Osinergmin.



Inauguración de la planta de licuefacción de gas natural Pampa Melchorita, departamento de Lima.

GESTIÓN DE LA ABUNDANCIA

PROYECTO DE EXPORTACIÓN DE GAS NATURAL LICUEFACTADO

Instalaciones marítimas de GNL en
Melchorita, departamento de Lima.

Cuadro A.9- 1: Exportaciones de GNL a nivel mundial 2004-2013 (en MMPCD)

	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013
1. Qatar	2,322	2,622	3,008	3,723	3,829	4,784	7,329	9,927	10,198	10,220
2. Malasia	2,671	2,759	2,713	2,882	2,837	2,857	2,955	3,218	3,077	3,270
3. Australia	1,174	1,437	1,744	1,958	1,953	2,345	2,453	2,509	2,719	2,923
4. Indonesia	3,231	3,044	2,861	2,684	2,590	2,516	3,034	2,821	2,419	2,168
5. Nigeria	1,215	1,165	1,701	2,047	1,982	1,547	2,312	2,504	2,632	2,164
6. Trinidad y Tobago	1,350	1,356	1,572	1,756	1,675	1,910	1,971	1,827	1,848	1,912
7. Argelia	2,485	2,485	2,388	2,387	2,110	2,022	1,869	1,656	1,480	1,444
8. Rusia	-	-	-	-	-	639	1,296	1,392	1,432	1,378
9. Omán	871	892	1,117	1,177	1,052	1,117	1,112	1,057	1,084	1,118
10. Yemen	-	-	-	-	-	40	530	865	687	932
11. Brunei	917	885	949	905	888	853	854	908	880	920
12. Emiratos Árabes Unidos	712	691	685	730	728	678	764	770	735	712
13. Perú	-	-	-	-	-	-	176	495	522	544
14. Guinea Ecuatorial	-	-	-	137	500	457	499	510	474	493
15. Noruega	-	-	-	14	211	307	456	385	455	371
16. Egipto	-	670	1,448	1,317	1,357	1,240	939	830	648	362
17. Estados Unidos	162	178	166	114	94	84	159	196	77	8
18. Otros países de Europa		-	-	-	-	23	55	131	310	492
19. Otros países	61	84	70	74	51	70	33	8	39	45
Total	17,710	18,268	20,423	21,906	21,855	23,488	28,797	32,008	31,726	31,477

Fuente: BP Statistical Review of World Energy (2013). Elaboración: OEE-Osinergmin.

Cuadro A.9- 2: Importaciones de GNL a nivel mundial 2004-2013 (en MMPCD)

	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013
1. Japón	7,425	7,384	7,920	8,594	8,889	8,311	9,044	10,348	11,494	11,513
2. Corea del Sur	2,884	2,946	3,303	3,327	3,526	3,322	4,299	4,771	4,809	5,247
3. China	-	-	97	374	428	738	1,239	1,608	2,129	2,370
4. India	254	584	773	966	1,041	1,221	1,176	1,655	1,983	1,720
5. Taiwán	881	930	987	1,057	1,165	1,140	1,441	1,578	1,635	1,667
6. España	1,690	2,114	2,363	2,339	2,772	2,613	2,665	2,337	2,071	1,446
7. Reino Unido	-	50	344	141	100	991	1,806	2,449	1,326	898
8. Francia	736	1,241	1,343	1,255	1,215	1,265	1,349	1,409	997	846
9. México	-	-	91	210	348	344	553	391	464	754
10. Argentina	-	-	-	-	40	93	172	424	503	670
11. Turquía	412	472	553	581	512	552	766	603	745	586
12. Italia	569	242	300	235	151	281	879	846	687	534
13. Brasil	-	-	-	-	-	33	269	102	310	494
14. Medio Oriente						86	284	445	445	438
15. Chile	-	-	-	-	-	63	297	373	397	401
16. Bélgica	275	288	414	307	240	632	622	636	435	311
17. Estados Unidos	1,782	1,729	1,602	2,111	959	1,238	1,184	969	474	264
18. Tailandia	-	-	-	-	-	-	-	94	135	193
19. Canadá	-	-	-	-	-	95	194	319	174	102
20. Otros países de Europa y Eurasia	179	198	238	301	345	345	404	492	435	359
21. Otros países de Sur y Centro América	83	89	94	107	123	127	143	159	271	333
22. Otros países de Asia y Pacífico	-	-	-	-	-	-	-	-	-	332
Total	17,170	18,268	20,423	21,906	21,855	23,488	28,797	32,008	31,726	31,477

Fuente: BP Statistical Review of World Energy (2013). Elaboración: OEE-Osinergmin.

HUELLAS DE ENERGÍA LIMPIA

IMPACTOS DEL PROYECTO CAMISEA

Cuadro A.10- 1: Evolución de los ahorros netos del acceso a gas natural en el sector residencial

Componentes		Valores Corrientes										Ahorro Residencial (a valores del 2013) ^{1/}			
												Ahorro Realizado ^{2/}	Ahorro por Realizar ^{3/}	Total	Ratio B/C
		2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013					
Número total del clientes ^{4/}		1,472	4,891	7,781	11,449	18,399	35,013	62,886	102,375	162,141	-	-	-	-	
Clientes con desc. promocional ^{5/}		-	-	-	-	-	10,082	33,621	66,381	119,814	-	-	-	-	
Volumen consumido (GJ) ^{6/}		3,076	28,239	60,627	95,356	140,579	242,717	402,298	681,394	997,073	-	-	-	-	
Tarifa de gas natural (US\$/GJ) ^{5/}		7.2	7.3	7.6	7.8	7.8	7.2	7.7	9.8	10	-	-	-	-	
Precio sustituto - GLP (US\$/GJ) ^{6/}		20	19.5	20.6	22.7	21	23.6	25.3	26.4	26.9	-	-	-	-	
Porcentaje de ahorro (%)		64%	63%	63%	66%	63%	70%	70%	63%	63%	-	-	-	-	
Ahorro bruto (millones de US\$)		0.04	0.34	0.79	1.43	1.85	3.98	7.09	11.32	16.83	54	126	180	-	
Costo total (millones de US\$)		-0.52	-1.72	-2.24	-2.39	-3.86	-6.63	-9.84	-14	-20.17	-81	-23	-104	-	
Costo fijo (millones de US\$) ^{5/}		-0.02	-0.06	-0.10	-0.17	-0.26	-0.52	-1.01	-1.64	-2.56	-	-	-	-	
Pago anual - Costo de Instalación ^{7/}		-0.05	-1.66	-2.14	-2.22	-3.6	-6.11	-8.83	-12.36	-17.61	-	-	-	-	
Ahorro neto (millones de US\$)		-0.48	-1.38	-1.45	-0.97	-2.01	-2.65	-2.75	-2.68	-3.35	-27	103	76	1.73	

Notas:

1/ Se ha empleado la Tasa Social de Descuento establecida por el MEF (9%) pero ajustada por inflación y devaluación: 14.09%.

2/ Es el ahorro realizado hasta 2013.

3/ Es el valor presente de la perpetuidad calculada en base al consumo y ahorro bruto promedio para el total de clientes conectados a diciembre de 2013.

4/ Boletines estadísticos del Ministerio de Energía y Minas (MINEM).

5/ Calculado en base a las memorias de Cálidda (incluye IGv).

6/ Calculado en base a la información publicada por el Instituto Nacional de Estadísticas e Informática (INEI) (incluye IGv).

7/ Gerencia de Fiscalización de Gas Natural (GFGN). Se asumió un financiamiento a 24 meses a una tasa de interés efectiva anual de 18% en soles.

Fuentes: MINEM, MEF, GFGN e INEI. Elaboración: OEE-Osinergmin.

Cuadro A.10- 2: Evolución de los ahorros netos del acceso a gas natural en el sector comercial

Componentes		Valores Corrientes										Ahorro Comercial (a valores del 2013) ^{1/}		
												Ahorro Realizado ^{2/}	Ahorro por Realizar ^{3/}	
		2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013			
Número de clientes ^{4/}		1	5	49	152	318	452	518	697	814	1,117	-	-	-
Volumen consumido (GJ) ^{4/}		564	5,055	65,311	168,225	337,253	509,888	552,067	726,594	847,529	969,726	-	-	-
Tarifa de gas natural (US\$/GJ) ^{5/}		4.8	4.8	5.1	5.4	5.5	5.6	5.3	5.6	5.7	5.9	-	-	-
Precio sustituto - GLP (US\$/GJ) ^{6/}		11.2	11.6	11.1	11.3	12.2	10	11.5	12.8	13.3	12.4	-	-	-
Porcentaje de ahorro (%)		57%	58%	54%	52%	55%	44%	54%	57%	57%	52%	-	-	-
Ahorro bruto (millones de US\$)		0	0.03	0.39	0.99	2.27	2.24	3.45	5.26	6.42	6.27	37	52	89
Costo total (millones de US\$)		-0.01	-0.07	-0.64	-1.94	-3.64	-4.02	-3.24	-4.22	-5.09	-6.68	-43	-8	-51
Costo fijo (millones de US\$) ^{5/}		0	0	-0.01	-0.02	-0.05	-0.07	-0.26	-0.37	-0.43	-0.59	-	-	-
Costo de instalación (millones de US\$) ^{7/}		-0.01	-0.06	-0.57	-1.74	-3.18	-3.55	-2.37	-2.9	-3.5	-4.97	-	-	-
Pérdida del crédito fiscal (millones de US\$)		0	-0.01	-0.07	-0.18	-0.41	-0.4	-0.62	-0.95	-1.16	-1.13	-	-	-
Ahorro neto (millones de US\$)		-0.01	-0.03	-0.25	-0.95	-1.37	-1.78	0.21	1.05	1.33	-0.41	-6	44	38

Notas:

1/ Se ha empleado la Tasa Social de Descuento establecida por el MEF (9%) pero ajustada por inflación y devaluación: 14.09%.

2/ Es el ahorro realizado hasta 2013.

3/ Es el valor presente de la perpetuidad calculada en base al consumo y ahorro bruto promedio para el total de clientes conectados a diciembre de 2013.

4/ Boletines estadísticos del Ministerio de Energía y Minas (MINEM).

5/ Calculado en base a las memorias de Cálidda (no incluye IGv).

6/ Calculado en base a la información publicada por la Gerencia de Fiscalización de Hidrocarburos Líquidos (GFHL) (no incluye IGv).

7/ El costo de instalación asumido es: US\$20 mil (Apoyo, 2007). Adicionalmente se asumió un financiamiento a 24 meses a una tasa de interés efectiva anual de 18% en soles.

Fuente: MINEM, MEF, GFHL e INEI. Elaboración: OEE-Osinergmin.

Cuadro A.10- 3: Evolución de los ahorros netos del acceso a gas natural en el sector industrial

Componentes	Valores Corrientes										Ahorro Industrial (a valores del 2013) ^{1/}		
	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	Ahorro por Realizado ^{2/}	Total	Ratio B/C
	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	Ahorro por Realizado ^{2/}	Total	Ratio B/C
Número de clientes total ^{3/}	10	75	136	187	211	241	280	308	315	345	-	-	-
Pequeñas industrias	-	49	104	144	171	197	219	242	257	277	-	-	-
Medianas industrias	-	14	19	30	26	32	48	51	36	42	-	-	-
Grandes industrias	10	12	13	13	14	12	13	15	22	26	-	-	-
Volumen consumido (MM G.J) ^{4/}	2.22	7.94	15.97	22.85	29.43	29.95	34.63	40.31	40.74	48.07	-	-	-
Tarifa de gas natural (US\$/G.J) ^{5/}	3.67	3.48	3.75	4.17	4.18	4.33	4.23	4.44	4.59	4.8	-	-	-
Precio sustituto - Residuales (US\$/G.J) ^{4/}	8.96	9.28	9.8	10.45	13.33	12.18	16.03	18.75	18.29	19.03	-	-	-
Ahorro bruto (millones de US\$)	11.91	46.44	96.94	144.09	270.25	235.82	412.31	583.97	564.87	692.12	4.365	2.932	7.297
Costo total (millones de US\$)	-10.74	-22.2	-35.01	-48.22	-74	-60.56	-93.99	-127.1	-127.59	-155.26	-1.145	-618	-1.763
Costo fijo (millones de US\$) ^{5/}	-0.17	-0.64	-1.44	-3.7	-5.23	-4.96	-7.91	-10.36	-10.46	-12.11	-	-	-
Pago anual - Costo de Instalación (millones de US\$)	-8.43	-13.2	-16.12	-18.58	-20.13	-13.15	-11.87	-11.62	-15.45	-18.57	-	-	-
Pérdida del crédito fiscal (millones de US\$)	-2.14	-8.36	-17.45	-25.94	-48.65	-42.45	-74.21	-105.12	-101.68	-124.58	-	-	-
Ahorro neto (millones de US\$)	1.17	24.24	61.94	95.87	196.25	175.26	318.32	456.88	437.29	536.86	3.220	2.314	5.534

Notas:

- ^{1/} Se ha empleado la Tasa Social de Descuento establecida por el MEF (9%) pero ajustada por inflación y devaluación: 14.09%.
- ^{2/} Es el valor presente de la perpetuidad calculada en base al consumo y ahorro bruto promedio para el total de clientes conectados a diciembre de 2013.
- ^{3/} Boletines estadísticos del Ministerio de Energía y Minas (MINEM) y Memorias de la Empresa Transportadora de Gas del Perú (TGP).
- ^{4/} Gerencia de Fiscalización de Gas Natural (GFGN), Ministerio de Energía y Minas (MINEM) y la Gerencia Adjunta de Regulación Tarifaria (GART).
- ^{5/} Calculado en base a las memorias de Cálida (no incluye IG.V).
- ^{6/} Calculado en base a la información publicada por la Gerencia de Fiscalización de Hidrocarburos Líquidos (GFHL) (no incluye IG.V).
- ^{7/} Costos de instalación asumidos son: US\$ 100 mil para las pequeñas industrias, US\$ 500 mil para las medianas industrias y US\$ 3,25 millones para las grandes industrias (Apoyo, 2007). Adicionalmente se asumió un financiamiento de cinco años a una tasa de interés efectiva anual de 9.35% para dólares.
- Fuentes: MINEM, MEF, GFGN, GFHL, TGP, GART y Cálida. Elaboración: OEE-Osinergmin.

Cuadro A.10- 4: Evolución de los ahorros netos del acceso a gas natural en el sector vehicular

Componentes	Valores Corrientes								Ahorro vehicular (a valores del 2013) ^{1/}			
	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	Ahorro Realizado ^{2/}	Ahorro por Realizar ^{3/}	Total	Ratio B/C ^{4/}
Número de clientes vehiculares	5,371	23,120	57,500	81,428	104,181	127,203	152,562	171,479	-	-	-	-
Convertidos	5,371	22,701	53,680	72,710	86,516	101,869	119,913	133,508	-	-	-	-
Nuevos	0	419	3,820	8,718	17,665	25,334	32,649	37,971	-	-	-	-
Ahorro Bruto (millones de US\$)	524	37.8	122.59	118.4	218.87	390.15	536.65	505.93	2,485	1,403	3,888	-
Convertidos	524	37.11	114.44	105.73	181.76	312.45	421.8	393.9	2,047	1,057	3,104	-
Nuevos	0	0.69	8.14	12.68	37.11	77.7	114.85	112.03	438	346	784	-
Costos (millones de US\$) ^{5/ 6/}	-2.51	-10.97	-28.24	-40.86	-54.74	-68.53	-81.46	-86.05	-504	-147	-651	-
Convertidos	-2.51	-10.6	-24.89	-33.22	-39.27	-46.35	-52.94	-53.77	-367	-84	-451	-
Nuevos	0	-0.37	-3.35	-7.63	-15.47	-22.19	-28.52	-32.29	-137	-63	-200	-
Ahorro Neto (millones de US\$)												
Convertidos	2.73	26.51	89.55	72.5	142.49	266.1	368.86	340.14	1,680	972	2,652	6.88
Nuevos	0	0.32	4.8	5.04	21.64	55.52	86.33	79.74	301	283	584	3.93
Ahorro Neto (millones de US\$)	2.73	26.83	94.35	77.54	164.13	321.62	455.19	419.88	1,981	1,255	3,237	5.97

Notas:

- ^{1/} Se ha empleado la Tasa Social de Descuento establecida por el MEF (9%) pero ajustada por inflación y devaluación: 14.09%.
- ^{2/} Ahorro realizado hasta 2013.
- ^{3/} Es la diferencia del ahorro efectuado en toda la vida útil del vehículo (10 años) y el realizado (a 2013).
- ^{4/} Ratio de beneficio/costo.
- ^{5/} Se considera los costos de revisión quinquenal más el costo de financiamiento.
- ^{6/} Se asume un financiamiento total de los costos por un plazo de cinco años a la Tasa Social de Descuento ajustada.
- Fuentes: MINEM, MEF, GFGN y COFIGAS. Elaboración: OEE-Osinergmin.

Cuadro A.10- 5: Resumen de costos totales de generación por tecnología

Tecnología	Costo Fijo Anual "B" (US\$ por MW año)	Costo Variable "b" (US\$ por MWh)
Diésel	55,125	200.36
Carbón	131,304	36.91
Gas Natural a CS	68,512	26.65
Gas Natural a CC	86,625	19.49
Hidráulica	240,216	0.87

Fuentes: GART y OEE. Elaboración: OEE-Osinergmin.

Cuadro A.10- 6: Evolución del ahorro neto y la Garantía de Red Principal en el sector eléctrico

Componentes	Valores Corrientes														Ahorro en el Sector Eléctrico (a 2019)	
															Monto ^{3/}	Pago B/C
	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013		
Ahorro corriente (US\$ por MWh)	0.66	1.24	1.82	2.69	3.62	4.2	3.98	3.83	3.94	4.15	4.10	4.41	5.18	6.09	-	-
Energía SEIN (GWh) ^{1/}	18,238	20,418	21,615	22,613	23,882	25,078	26,872	29,392	31,918	32,259	35,006	37,819	38,474	40,782	-	-
Ahorro bruto	12,047	25,264	39,392	60,858	86,525	105,356	106,974	112,628	125,740	133,883	143,611	166,713	199,370	248,174	3,064,232	-
GRP ^{2/}	-	-	49,189	49,189	54,332	106,799	83,270	67,064	20,850	2,854	-	-	-	-	1,280,584	-
Ahorro neto (US\$ Miles)	12,047	25,264	-9,797	11,669	32,193	-1,443	23,704	45,564	104,890	131,029	143,611	166,713	199,370	248,174	1,783,648	2.39

Notas:

^{1/} Los valores corresponden a la energía eléctrica producida en el SEIN.

^{2/} Los valores son extraídos de los cálculos realizados por la GART-Osinergmin e incluyen el adelanto por GRP en dos etapas en 2002 y en 2003.

^{3/} Es el valor en términos de 2013 descontado a la Tasa Social de Descuento ajustada por inflación y devaluación: 14.09%.

Fuentes: MEF, COES y GART. Elaboración: OEE-Osinergmin.

Cuadro A.10- 7: Evolución de los ingresos fiscales para el Estado obtenidos a partir de Camisea (en millones de US\$)

	Valores Corrientes										Beneficios en los Ingresos Fiscales (a valores de 2013) ^{1/}
	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	
Regalías-Otros	21	73	85	102	151	156	277	438	419	466	3,197
Regalías-FOCAM ^{2/}	0	19	35	41	60	61	109	177	162	185	1,216
Regalías-Canon Gasífero	21	92	120	143	211	217	386	615	582	651	4,413
Impuesto a la Renta-Canon Gasífero	0	0	0	48	39	39	47	23	301	248	938
Impuesto a la Renta-Otros	0	0	0	48	39	39	47	23	301	248	938
Ingresos fiscales generados por Camisea ^{3/}	41	183	241	382	501	513	865	1,275	1,764	1,798	10,702

Notas:

^{1/} Se ha empleado la Tasa Social de Descuento establecida por el MEF (9%) pero ajustada por inflación y devaluación: 14.09%.

^{2/} Para el FOCAM existen fondos que se destinan al gobierno nacional.

^{3/} Los montos mostrados corresponden a los montos autorizados.

Fuentes: MEF y FOCAM. Elaboración: OEE-Osinergmin.

Cuadro A.10- 9: Evolución de las emisiones de CO2 en el sector eléctrico, 2004-2013

Componentes	Emisiones de CO2 (Valores corrientes)											Total (a valores del 2013) ^{1/}
	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	Total	
Escenario Contrafactual (millones tCO ₂)	4.5	5.0	5.2	7.6	10.1	9.7	11.7	12.7	15.1	17.1	99	-
Escenario Real (millones tCO ₂)	3.4	3.4	3.5	4.4	5.9	5.6	6.8	7.0	7.6	8.6	56	-
Emisiones mitigadas (millones tCO ₂)	1.1	1.6	1.7	3.3	4.2	4.1	4.9	5.7	7.5	8.5	43	-
Precio EU ETS (US\$ por tCO ₂)	25.7	25.7	20.1	3.6	26.8	17.9	18.5	18.0	9.4	5.8	-	-
Mitigación (millones US\$)	29.0	41.0	34.8	11.8	112.5	73.0	90.7	102.7	70.6	49.2	-	1,066

Notas:

^{1/} Se ha empleado la Tasa Social de Descuento establecida por el MEF (9%) pero ajustada por inflación y devaluación: 14.09%.

Fuentes: COES, Bloomberg y Sánchez (2011). Elaboración: OEE-Osinergmin.

Cuadro A.10- 10: Evolución de las emisiones de CO₂ en el sector industrial, 2004 - 2013

Componentes	Emisiones de CO2 (Valores corrientes)											Total (a valores del 2013) ^{1/}
	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	Total	
Escenario Contrafactual (millones tCO ₂)	0.2	0.6	1.3	1.9	2.4	2.4	2.8	3.3	3.3	3.9	22	-
Escenario Real (millones tCO ₂)	0.1	0.4	0.9	1.3	1.6	1.7	1.9	2.2	2.2	2.7	15	-
Emisiones mitigadas (millones tCO ₂)	0.0	0.2	0.4	0.6	0.8	0.8	0.9	1.0	1.0	1.3	7	-
Precio EU ETS (US\$ por tCO ₂)	25.7	25.7	20.1	3.6	26.8	17.9	18.5	18.0	9.4	5.8	-	-
Mitigación (millones US\$)	1.2	4.4	7.7	2.2	21.4	13.8	16.4	18.7	9.5	7.3	-	172

Notas:

^{1/} Se ha empleado la Tasa Social de Descuento establecida por el MEF (9%) pero ajustada por inflación y devaluación: 14.09%.

Fuentes: MINEM, MEF, GFHL, Bloomberg e IPCC (2000). Elaboración: OEE-Osinergmin.

Cuadro A.10- 8: Evolución del impacto del Proyecto Camisea en la Balanza Comercial de Hidrocarburos (en millones de US\$)

Componentes	Valores Corrientes										Beneficios en la Balanza Comercial de Hidrocarburos (a valores de 2013) ^{1/}
	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	
Saldo Balanza Comercial Hidrocarburos (Escenario Contrafactual)	-1,171	-1,230	-1,763	-2,222	-3,482	-2,022	-2,688	-4,298	-4,513	-4,985	-
Saldo Balanza Comercial Hidrocarburos (Escenario Real)	-1,029	-780	-1,182	-1,465	-2,472	-955	-845	-1,018	-454	-1,353	-
Impacto de Camisea Etapa 1	142	450	581	757	1,010	1,067	-	-	-	-	8,651
Impacto de Camisea Etapa 2	-	-	-	-	-	-	1,843	3,280	4,059	3,632	15,270
Impacto total de Camisea	142	450	581	757	1,010	1,067	1,843	3,280	4,059	3,632	23,921

Notas:

^{1/} Se ha empleado la Tasa Social de Descuento establecida por el MEF (9%) pero ajustada por inflación y devaluación: 14.09%.

Fuentes: MINEM y MEF. Elaboración: OEE-Osinergmin.

Cuadro A.10- 11: Evolución de las emisiones de CO₂ en el sector transporte vehicular, 2006-2013

Componentes	Emisiones de CO ₂ (Valores corrientes)									Total (a valores del 2013) ^{1/}
	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	Total	
Escenario Contrafactual (millones tCO ₂)	0.0*	0.2	0.5	0.9	1.3	1.9	2.6	3.2	6.6	-
Escenario Real (millones tCO ₂)	0.0*	0.1	0.3	0.6	0.8	1.2	1.6	2.0	10.5	-
Emisiones mitigadas (millones tCO ₂)	0.0*	0.1	0.2	0.3	0.5	0.7	1.0	1.2	3.9	-
Precio EU ETS (US\$ por tCO ₂)	20.1	3.6	26.8	17.9	18.5	18.0	9.4	5.8	-	-
Mitigación (millones US\$)	0.2	0.2	4.9	6.0	9.1	12.5	8.9	6.9	-	67

Notas:

^{1/} Se ha empleado la Tasa Social de Descuento establecida por el MEF (9%) pero ajustada por inflación y devaluación: 14.09%.

*Valores menores a 0.05

Fuentes: MEF, GFGN, COFIDE, Bloomberg y Mosquera et al. (2010). Elaboración: OEE-Osinergmin.



BUENOS PRONÓSTICOS

PROYECTOS DE GAS NATURAL Y RETOS A FUTURO

Planta de fraccionamiento de
Pisco, departamento de Ica.

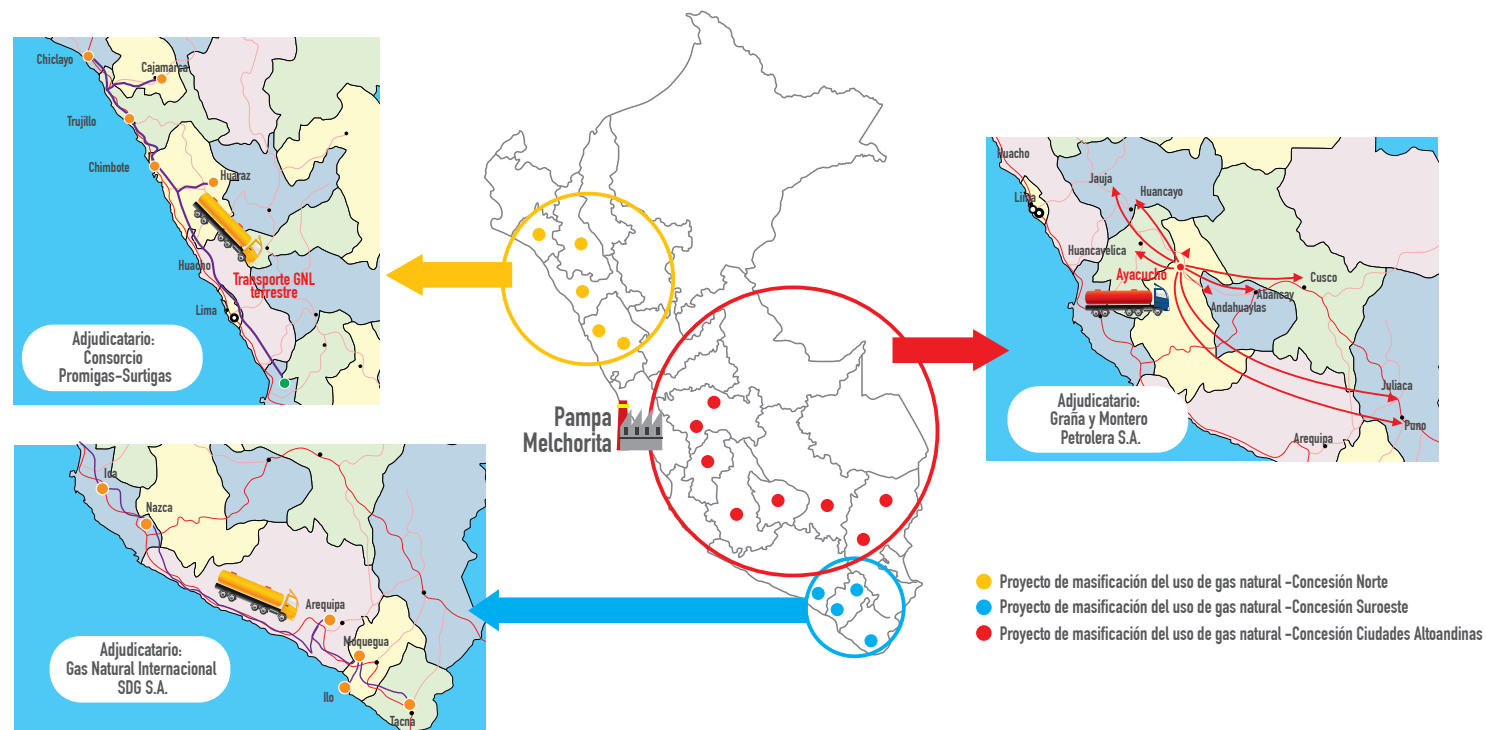
CAPÍTULO 11

Cuadro A.11- 1: Principales proyectos petroquímicos anunciados en el Perú

	Proyectos Petroquímicos			
	Nitratos del Perú	CF Industries	Braskem	Oricas Nitrato
Producción	Amoniaco, Ácido Nítrico y Nitrato de Amonio	Amoniaco y Urea	Etileno y Polietileno	Nitrato de Amonio
Tamaño de planta	Amoniaco: 750 mil ton/año Ácido Nítrico: 340 mil ton/año Nitrato de Amonio: 340 mil ton/año	Amoniaco: 950 mil ton/año Urea: 1.4 millones ton/año	Etileno y Polietileno: 1.2 millones ton/año	Nitrato de Amonio: 400 mil ton/año
EIA	Aprobado	Aprobado	-	Presentado
Inversión Estimada (US\$ millones)	1,000	2,000	3,500	500

Fuente: GFGN-Osinergmin. Elaboración: OEE-Osinergmin.

Ilustración A.11- 1: Ubicación de los proyectos de masificación de gas natural en el Perú



Fuente: ProInversión. Elaboración: OEE-Osinergmin.

Planta termoeléctrica Chilca,
departamento de Lima.





Bernardo Monteagudo 222, Magdalena del Mar, Lima 17

Teléfono: 219 3400 anexo 1057

www.osinergmin.gob.pe

ISBN: 978-612-46124-4-2

