

# Dossier Energético: Perú

Ramón Espinasa  
Carlos Sucre  
Marta Gutiérrez  
Fernando Anaya

División de Energía  
Sector de Infraestructura  
y Energía

NOTA TÉCNICA N°  
IDB-TN-1179

# Dossier Energético: Perú

Ramón Espinasa  
Carlos Sucre  
Marta Gutiérrez  
Fernando Anaya

Enero 2017

Catalogación en la fuente proporcionada por la  
Biblioteca Felipe Herrera del  
Banco Interamericano de Desarrollo

Dossier energético: Perú / Ramón Espinasa, Carlos Sucre, Marta Gutiérrez, Fernando Anaya.

p. cm. — (Nota técnica del BID ; 1179)

Incluye referencias bibliográficas.

1. Power resources-Peru. 2. Energy policy-Peru. I. Espinasa, Ramón. II. Sucre, Carlos. III. Gutiérrez, Marta. IV. Anaya, Fernando. V. Banco Interamericano de Desarrollo. División de Energía. VI. Serie.

IDB-TN-1179

JEL: Q40, Q43, Q48

Palabras clave: energía, política energética, matriz energética, planificación, organización industrial, marco institucional.

<http://www.iadb.org>

Copyright © 2017 Banco Interamericano de Desarrollo. Esta obra se encuentra sujeta a una licencia Creative Commons IGO 3.0 Reconocimiento-NoComercial-SinObrasDerivadas (CC-IGO 3.0 BY-NC-ND) (<http://creativecommons.org/licenses/by-nc-nd/3.0/igo/legalcode>) y puede ser reproducida para cualquier uso no-comercial otorgando el reconocimiento respectivo al BID. No se permiten obras derivadas.

Cualquier disputa relacionada con el uso de las obras del BID que no pueda resolverse amistosamente se someterá a arbitraje de conformidad con las reglas de la CNUDMI (UNCITRAL). El uso del nombre del BID para cualquier fin distinto al reconocimiento respectivo y el uso del logotipo del BID, no están autorizados por esta licencia CC-IGO y requieren de un acuerdo de licencia adicional.

Note que el enlace URL incluye términos y condiciones adicionales de esta licencia.

Las opiniones expresadas en esta publicación son de los autores y no necesariamente reflejan el punto de vista del Banco Interamericano de Desarrollo, de su Directorio Ejecutivo ni de los países que representa.



# ÍNDICE

<b>Introducción.....</b>	<b>iii</b>
<b>Guía de acrónimos .....</b>	<b>v</b>
<b>1. El sector energético en la actualidad.....</b>	<b>1</b>
Matriz energética de 2013.....	1
Organización institucional del sector energético.....	6
<i>Estructura institucional .....</i>	<i>6</i>
<i>Formulación de políticas del sector energético.....</i>	<i>10</i>
<i>Marco regulador.....</i>	<i>11</i>
<i>El subsector eléctrico .....</i>	<i>14</i>
<i>El subsector de hidrocarburos.....</i>	<i>26</i>
<b>2. Evolución histórica del sector energético .....</b>	<b>37</b>
Evolución de la matriz energética.....	37
<i>Período 1971-74 .....</i>	<i>37</i>
<i>Período 1984-87.....</i>	<i>39</i>
<i>Período 1999-2002.....</i>	<i>40</i>
<i>Período 2005-08 .....</i>	<i>43</i>
Evolución institucional del sector energético.....	44
<i>Principales reformas .....</i>	<i>44</i>
<i>Nacionalización y eliminación de integración vertical del subsector electricidad.....</i>	<i>50</i>
<i>Proyecto Camisea.....</i>	<i>51</i>
<i>Petroperú S.A. ....</i>	<i>52</i>
<b>Referencias.....</b>	<b>55</b>



# INTRODUCCIÓN

Este dossier energético es parte de una serie que incluye todos los países de América Latina y el Caribe (ALC) que son miembros del Banco Interamericano de Desarrollo (BID). El dossier de cada país tiene dos componentes: los flujos de energía y la descripción de la organización industrial y del marco institucional del sector energético. En ambos casos, primero se presenta la descripción más reciente y después, la evolución histórica.

En el caso de los flujos de energía, la información se obtiene de los balances del sector energía que genera la Agencia Internacional de Energía (AIE) para casi todos los países del mundo. Usar una única fuente permite la comparación entre países y el análisis en el transcurso del tiempo sin distorsiones metodológicas. A partir de esta información se producen los flujos esquemáticos que se utilizan para describir el sector energético de cada país en un período determinado.

La “foto” más reciente elaborada con información de la AIE corresponde a 2013. Si bien con cierto rezago, para asegurar la consistencia entre países, esta matriz refleja bien la situación actual, pues las matrices de energía cambian muy lentamente. A lo largo del dossier se analiza la evolución histórica de la matriz desde

1971 hasta 2008, dividida en cuatro períodos: 1971-74, 1984-87, 1999-2002 y 2005-08.

La razón por la que se toma el promedio de cuatro años en el quiebre entre períodos históricos es para neutralizar el impacto distorsionador que podrían tener eventos sobrevenidos de carácter natural, económico o político en un año puntual. La unidad de medida para los flujos de energía es miles de barriles equivalentes de petróleo por día (mbepd), una transformación sencilla de la unidad de medida que utiliza la AIE, que es la de toneladas equivalentes de petróleo por año.

Para la descripción de la organización industrial y el marco regulador, el trabajo es más complejo, ya que no se cuenta con una única fuente de información común. Aun cuando todos los países se presentan en el marco de un mismo esquema descriptivo, el trabajo de recabar la información básica ha sido ad hoc por país.

Además de considerar la información pública de las distintas agencias y organismos, se recurrió a textos legales, publicaciones académicas e información de prensa. Junto a la descripción del sector en forma estricta, el dossier busca vincularlo con la evolución política del país, lo cual hace la lectura más amena y les otorga un claro sentido a los cambios institucionales.



# GUÍA DE ACRÓNIMOS

AIE	Agencia Internacional de Energía	kV	kilovoltios
ALC	América Latina y el Caribe	kWh	kilovatio-hora
bcf	billones americanos de pies cúbicos	LCE	Ley de Concesiones Eléctricas
bpd	barriles por día	LGN	líquidos del gas natural
BVL	Bolsa de Valores de Lima	mbd	mil barriles por día
COES	Comité de Operación Económica del Sistema Interconectado Nacional	MEN	Mercado Eléctrico Nacional
CTE	Comisión de Tarifas Eléctricas	MEM	Ministerio de Energía y Minas
DGE	Dirección General de Electricidad	Mmstb	millones de barriles de petróleo fiscalizado a condiciones estándar
DGH	Dirección General de Hidrocarburos	MMpcd	millones de pies cúbicos diarios
E&P	contrato de exploración y producción	MW	megavatios
FEPC	Fondo de estabilización de los precios de los combustibles derivados del petróleo	OEP	oferta de energía primaria
FOSE	Fondo de Compensación Social Eléctrica	Olade	Organización Latinoamericana de Energía
GART	Gerencia Adjunta de Regulación Tarifaria	Osinerghmin	Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minería
GFE	Gerencia de Fiscalización Eléctrica	PCF	precio al cliente final
GFGN	Gerencia de Fiscalización de Gas Natural	PIB	producto interno bruto
GFHL	Gerencia de Fiscalización de Hidrocarburos Líquidos	PNUD	Programa de las Naciones Unidas para el Desarrollo
GLP	gas licuado del petróleo	RER	Recursos Energéticos Renovables
GWh	gigavatios-hora	RERNC	Recursos Energéticos Renovables No Convencionales
Indecopi	Instituto Nacional de Defensa de la Competencia y de la Protección de la Propiedad Intelectual	SA	Sistemas Aislados
IGV	Impuesto General a las Ventas	SEIN	Sistema Eléctrico Interconectado Nacional
INEI	Instituto Nacional de Estadística e Informática	SPH	Sociedad Peruana de Hidrocarburos
		Tcf	trillones americanos de pies cúbicos
		TIE	transacciones internacionales de electricidad
		Punto (.)	miles
		Coma (,)	decimales

## Perú

Con un área de 1.285.216 km<sup>2</sup>, Perú es el quinto país más extenso de América Latina y el número 19 en el mundo. Posee 24 departamentos, una provincia constitucional y 195 provincias. En 2013 tenía una población estimada en 30.565.461 de habitantes, lo que la llevó al sexto lugar entre las naciones más pobladas de América Latina, después de Brasil, México, Colombia, Argentina y Venezuela (Banco Mundial, 2013). La población urbana representa casi el 76% del total y la población rural, el 24%. Durante los últimos años el país ha mostrado un crecimiento económico constante y el ingreso per cápita ha aumentado un 50% en solo 10 años. Asimismo, Perú ha alcanzado la estabilidad macroeconómica y ha reducido la inflación (según datos del Banco Mundial, en 2013 se ubicó en el 2,8%), la deuda externa y la pobreza (PNUD, 2011). Según el Programa de las Naciones Unidas para el Desarrollo (PNUD), Perú ostenta un índice de desarrollo humano alto: ocupa el puesto 82 entre 187 países (PNUD, 2014).

En promedio, entre 2001 y 2013, Perú registró una tasa de crecimiento del producto interno bruto (PIB) del 6,1% (Banco Mundial, 2013). En 2013 fue del 5,8%, una cifra superior a la media de América Latina y el Caribe (ALC), que ese mismo año fue del 2,4%. En efecto, la economía de Perú ha presentado tasas de crecimiento notables en la última década, sobre todo en 2007 y en 2008, con el 8,5% y el 9,1%, respectivamente. Durante 2009 el país exhibió un crecimiento mucho menor (del 1%) como resultado de la crisis internacional de 2007 y 2008. Un año más tarde, en 2010, la economía volvió a mostrar crecimiento con una tasa del 8,5%.

Respecto del sector energético, en particular del subsector eléctrico, de acuerdo con el Ministerio de Energía y Minas (MEM) al cierre de 2013 Perú tenía una capacidad instalada de generación de 11.051 MW, que la posicionó en el octavo lugar de ALC, detrás de Brasil,

México, Argentina, Venezuela, Chile, Colombia y Paraguay (Olade, 2013). El 66% de esa capacidad fue provista por centrales termoeléctricas, el 33% por hidroeléctricas y el 1% restante por centrales solares y una planta eólica. Ese mismo año la generación total alcanzó los 43.330 GWh frente a los 41.020 GWh en 2012. La demanda nacional es atendida a través del Sistema Eléctrico Interconectado Nacional (SEIN) y los Sistemas Aislados (SA); la capacidad instalada del SEIN representa el 87% del total nacional (el 35% hidroeléctrico, el 64% térmico, el 1% solar), mientras que la de los SA constituye el 13% restante (el 7% hidroeléctrico y el 93% térmico.) Según cifras del MEM, el total de la energía generada en el país (SEIN y SA) durante 2013 provino de centrales hidroeléctricas (el 51,5%), térmicas (el 48%), solares y eólica (el 0,5%).

En relación con el subsector hidrocarburos, Perú es el séptimo productor de petróleo de América Latina: 62,9 mbd en promedio en 2013. La producción de gas natural de ese mismo año fue de 1.179 MMpcd (en 2012 había sido de 1.114 MMpcd (Petroperú, 2013). Es el único país sudamericano que cuenta con una planta de licuefacción de gas natural, la Planta Pampa Melchorita, cuya construcción culminó en 2010 y supuso la mayor inversión extranjera de la historia del país. Las reservas probadas de hidrocarburos líquidos al cierre de 2013 eran de 741 millones de barriles de petróleo crudo y de 875 millones de barriles de líquidos del gas natural. Las reservas probadas de gas natural en el mismo período fueron estimadas en 15 Tcf (MEM, 2013). En 2013 el país importó, en promedio, 75,8 mbd de crudo (una cifra superior a la media de producción diaria) y casi un tercio de los productos derivados líquidos, que fueron comercializados en el mercado interno. En contraste, el país es exportador neto de gas natural. En 2013, según datos de PerúPetro, exportó alrededor del 50% de su producción nacional a destinos como Corea del Sur, España, Japón y México.

# EL SECTOR ENERGÉTICO EN LA ACTUALIDAD

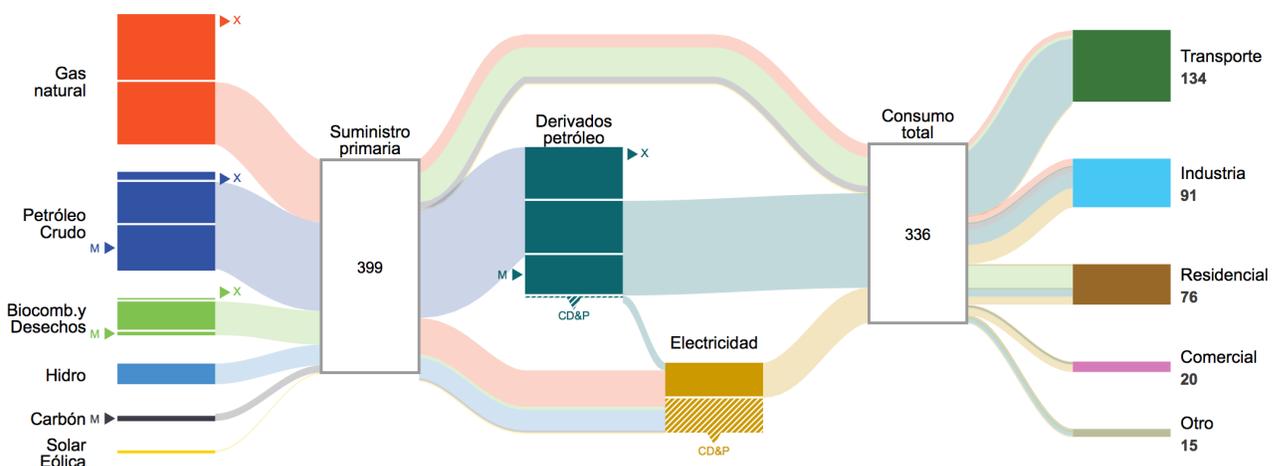
## Matriz energética de 2013

El consumo total de energía de Perú en 2013 fue de 532,6 mbepd, lo que representa un incremento del 47% del consumo con respecto al período comprendido entre 2005 y 2008. Los combustibles fósiles se ubicaron como la principal fuente de consumo con 430,47 mbepd, equivalentes al 81% del total. En particular, el petróleo crudo aportó 221,63 mbepd, correspondientes al 42% del consumo total de energía.

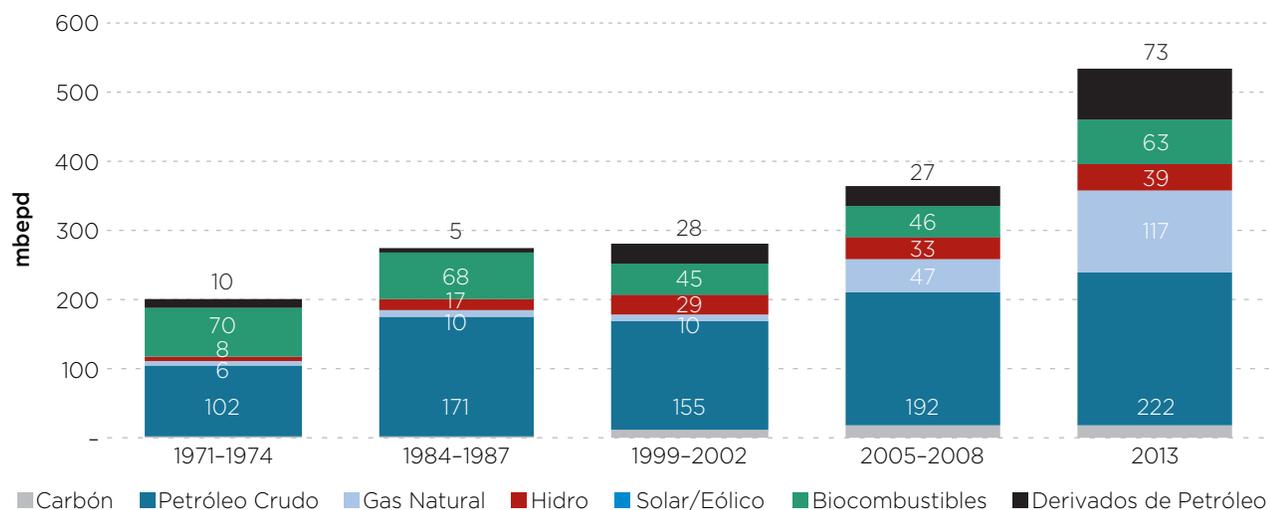
A esta fuente le siguieron el gas natural (con el 22%), las importaciones de derivados (con el 14%) y el carbón (con el 3%).

El porcentaje restante correspondió a las fuentes de energía renovables, dentro de las cuales los biocombustibles tuvieron la mayor participación con 63,26 mbepd (el 12%), lo que implica un aumento del 39% en comparación con la etapa anterior. Detrás se colocaron la energía hidroeléctrica, con 38,62 mbepd (el 7%), y la energía solar/eólica, cuya contribución fue menor al 0,05%.

## Todas las cifras en mbep/día



**GRÁFICO 1:** Consumo total de energía



**Producción, balance comercial y oferta de energía primaria**

**Producción**

La producción total de energía primaria en 2013 fue de 435,68 mbepd, cifra que refleja una suba del 82% con respecto a los 239,42 mbepd obtenidos en el período 2005-08. Durante esta etapa la explotación de gas natural creció de forma importante debido a que en agosto de 2004 iniciaron sus operaciones los yacimientos de Camisea. Esto condujo a que la producción se incrementara en más del 400% (en comparación con el período 2005-08), hasta alcanzar 240,26 mbepd equivalentes al 55% del total de energía primaria. El petróleo crudo, por su parte, ocupó el segundo lugar, con 96,08 mbepd (el 22%), un 14% menos que entre 2005 y 2008.

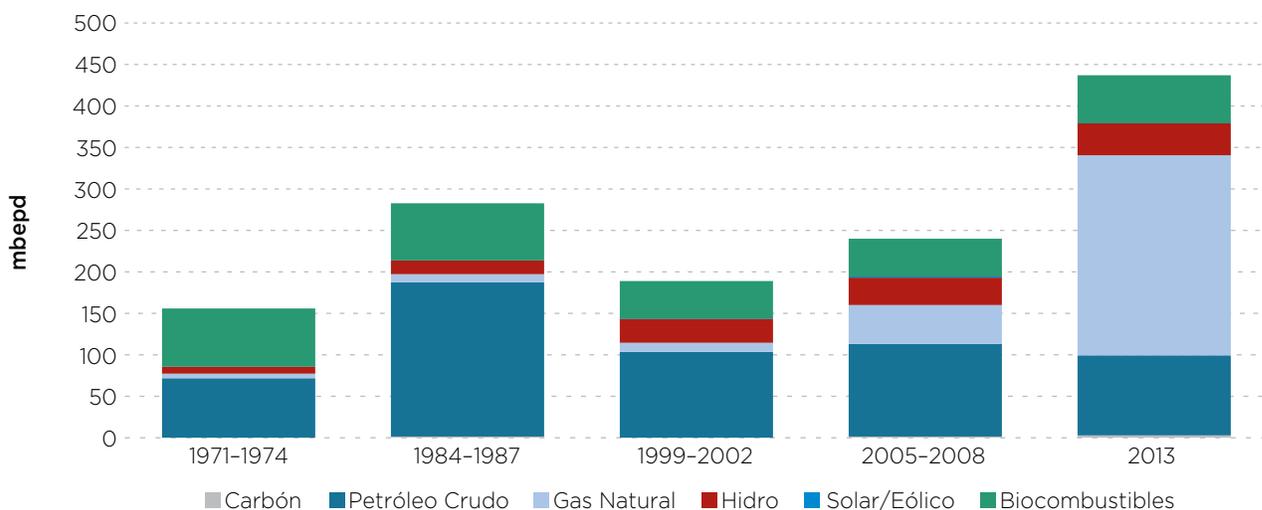
En tanto, los biocombustibles, la energía hidráulica y el carbón hicieron contribuciones del 13%, el 8,9% y el 1% respectivamente. Por último, las energías solar y eólica aportaron un porcentaje menor al 0,06%, lo que implica una disminución del 80% y del 77% con respecto a los períodos 1999-2002 y 2005-08.

**Balance comercial de energía primaria**

En 2013, la importación de energía primaria total fue de 101,7 mbepd, un 14% menos que durante el período 2005-08. Esta reducción estuvo asociada a la caída del 35% en las importaciones del carbón, que alcanzaron 9,96 mbepd (el 10% del total). El petróleo crudo también disminuyó su aporte proveniente de las importaciones en un 17% al pasar de 102,59 mbepd a 85,22 mbepd (el 84% del total). Además, se registró por primera vez la importación de biocombustibles por un valor de 6,52 mbepd, equivalentes al 6% del total.

En cuanto a las exportaciones, se destaca el significativo incremento del 564%, que llevó a que las ventas al exterior superaran a las importaciones. En 2013 Perú exportó 138,33 mbepd, de los cuales el 89% provino del gas natural. Ese año el país entró en el mercado como un destacado exportador de gas natural, el tercero en importancia en ALC. Las exportaciones de crudo cayeron un 28%: se comercializaron 14,93 mbepd (el 11% del total). Además, con 0,31 mbepd, se inició la exportación de biocombustibles.

**GRÁFICO 2:** Producción de energía primaria

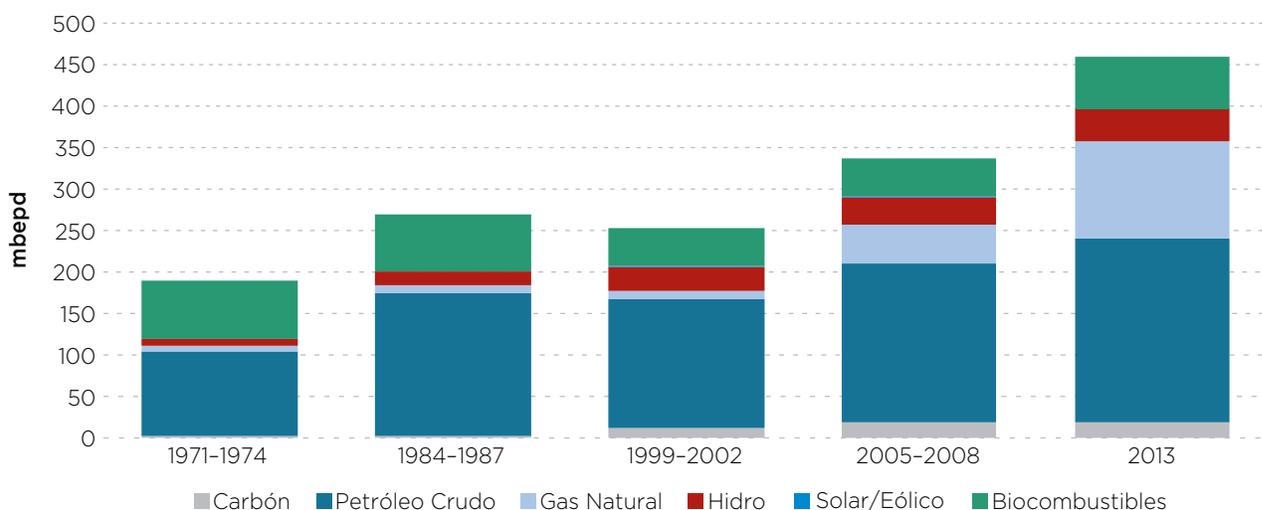


**Oferta interna de energía primaria**

La oferta de energía primaria (OEP) de 2013 llegó a 459 mbepd. Esta energía primaria fue utilizada para obtener energías secundarias como combustibles líquidos, electricidad y el consumo final de los sectores económicos, así como para abastecer el consumo del propio subsector eléctrico. Los

hidrocarburos se posicionaron como la principal fuente de energía primaria, con una disponibilidad de petróleo crudo del 48%, seguidos por el 26% correspondiente al gas natural y el 21% de las fuentes renovables (un 13% de biocombustibles y un 8% de energía hidráulica). El 4% restante fue provisto por el carbón.

**GRÁFICO 3:** Oferta de energía primaria



## 4 Dossier energético: Perú

Desde 1971 Perú tiene una matriz energética dominada por los combustibles fósiles, con un ascenso acelerado y sostenido de la incidencia del gas natural en los últimos períodos. Además, sobresale el decrecimiento de los biocombustibles, tal como se ilustra en el gráfico siguiente.

### Electricidad

En 2013 la generación de electricidad de Perú alcanzó 43.371 GWh, lo que representa un crecimiento promedio anual cercano al 6% entre 2002 y 2013. En 2010, las plantas operativas del país reunieron 421 centrales de generación. Estas centrales estuvieron compuestas por 165

hidroeléctricas y 256 termoeléctricas a base de gas natural, carbón, diésel y bagazo.

El siguiente gráfico evidencia el crecimiento sostenido del consumo de energía eléctrica en Perú en el período comprendido entre 2001 y 2013.

### Capacidad instalada

A finales de 2013 Perú disponía de una capacidad instalada de generación eléctrica de 11.051 MW. De ese total, 7.414 MW fueron generados por centrales termoeléctricas y 3.556 MW por plantas hidroeléctricas. La mayor parte de la capacidad instalada se concentró en el Sistema Eléctrico Interconectado Nacional (SEIN), con 9.634 MW, mientras que los sistemas aislados reunieron 1.417 MW, producidos en un 90% por centrales térmicas y en un 10% por plantas hidroeléctricas.

Entre las principales centrales con energía hidráulica del país se encuentra el Complejo Hidroeléctrico del Mantaro, que cuenta con dos plantas: la Santiago Antúnez de Mayolo, con una capacidad de 798 MW, y la Restitución, con una capacidad de 210 MW. Ambas pertenecen a la empresa Electroperú S.A. Este complejo representa el 28% de la capacidad hidroeléctrica instalada del país. Por otro lado, las centrales Huinco (258 MW) y Matucana (120 MW), de la empresa Edegel, constituyen el 11% del total.

En tanto, las principales centrales termoeléctricas del país son Kallpa (952 MW), Chilca 1

**GRÁFICO 4:** Evolución del consumo eléctrico



Fuente: AIE.

**CUADRO 1**

Capacidad instalada (en porcentaje)	2000	2005	2009	2013
Termoeléctrica	52,9	48,6	59	67,1
Total de renovables	47,1	51,4	41	32,9
Hidroeléctrica	47,1	51,4	41	32,2
No hidroeléctrica	0	0	0	0,7
<b>Total</b>	<b>100</b>	<b>100</b>	<b>100</b>	<b>100</b>

Fuente: AIE y OLADE.

## CUADRO 2

Perú	1999-2002		2005-2008		2013	
<b>Insumos para generación (mbepd)</b>	<b>49,91</b>	<b>100%</b>	<b>80,62</b>	<b>100%</b>	<b>130,98</b>	<b>100%</b>
Carbón	2,1	4%	4,8	6%	3,7	3%
Combustibles líquidos	13	26%	10,8	13%	14,3	11%
Gas natural	5,1	10%	29,3	36%	68	52%
Nuclear	0	0%	0	0%	0	0%
Renovables <sup>(*)</sup>	29,8	60%	35,7	45%	45	34%

Fuente: Cálculos propios a partir de los balances de la AIE.

\* Hidráulica, geotérmica, solar, eólica y combustibles renovables y desperdicios.

(852 MW) y Ventanilla (524 MW), propiedad de Kallpa Generación S.A., Enersur S.A. y Edegel S.A.A. respectivamente. En 2015 se incorporó la central de ciclo combinado Fénix (537 MW), de la empresa Fénix Power Perú S.A.

### Insumos para la generación eléctrica

El total de insumos en 2013 fue de 130,98 mbepd, lo que implica un incremento del 62% con relación a los 80,62 mbepd disponibles para el período 2005-08. El gas natural se ubicó como la primera gran fuente para la generación, con 67,99 mbepd equivalentes al 52% del total. Es importante destacar que hasta el período anterior la principal fuente de insumos había sido la energía hidráulica, que pasó a ocupar el segundo lugar con 38,62 mbepd (el 29% del total), presentando también un aumento del 17% respecto de 2005-08.

Los combustibles líquidos, por su parte, aportaron 14,33 mbepd (el 11% del total), con una suba del 33% en comparación con 2005-08, mientras que los biocombustibles agregaron 6,24 mbepd (el 5% del total). El 3% restante correspondió al carbón, que mostró una disminución del 23% con respecto al período anterior.

### Matriz de electricidad

El consumo eléctrico total en 2013 fue de 43.371 GWh, equivalentes a 65,78 mbepd. Este valor

## CUADRO 3

<b>Consumo eléctrico, 2013 (en GWh)</b>	<b>43.371</b>	<b>100%</b>
Carbón	642	1,5%
Combustibles líquidos	2.605	6%
Gas natural	17.120	39,5%
Nuclear	0	0%
Hidroeléctrica	22.361	51,6%
Otras renovables <sup>(*)</sup>	643	1,4%

Fuente: Cálculos propios a partir de los balances de la AIE.

\* Incluyen energía geotérmica, solar, eólica y combustibles renovables y desperdicios.

refleja un aumento del 51% con respecto a 2005-08. La principal fuente de energía fue la hidroeléctrica, con 22.361 GWh (el 52% del total), debido a su alta eficiencia en el proceso de transformación y a su bajo costo. El gas natural suministró el 39% del total, seguido por los combustibles líquidos con el 6%. El 3% restante provino del carbón y otras fuentes de energía renovables, como se observa en el siguiente cuadro.

### Balance secundario y consumo final

#### Balance de energía secundaria

Los productos derivados del petróleo son la principal fuente de importación de energía secundaria de Perú. En 2013 se importaron 73,23 mbepd, lo que implicó una suba del 176%

con relación al período 2005-08. Este valor es el más elevado de todos los reportados hasta 2013.

Con respecto a las exportaciones, ese mismo año se comercializaron 96,94 mbepd, lo que marca un crecimiento del 81% en comparación con los 53,54 mbepd del período anterior. Este es el valor más alto reportado en exportaciones de energía secundaria en Perú. Asimismo, como reflejo de las importaciones, las ventas al exterior estuvieron compuestas exclusivamente por productos derivados del petróleo.

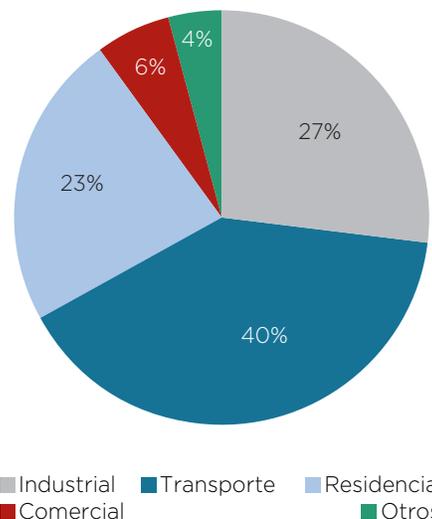
### Consumo final por sectores

En 2013, el consumo total de energía de Perú alcanzó 335,79 mbepd, lo que representa un incremento del 42% con relación a 2005-08. El sector transporte fue el primer gran consumidor de energía con 134,48 mbepd (el 40% del total), lo que refleja un aumento del 84% en comparación con el período mencionado. El crecimiento de este sector manifiesta la tendencia que impulsa la transición de una economía basada en el consumo residencial (1971-74, 1984-87 y 1999-2002) a una de redistribución entre los sectores industrial y de transporte (2005-08).

La industria fue el segundo gran consumidor, con el 27% del total, seguida por el sector residencial, que representó el 23% del total. El 10% restante se repartió entre el sector comercial, con el 6%, y otros sectores de consumo, con el 4%, como muestra el siguiente gráfico.

El consumo de electricidad en el sector industrial subió un 39% respecto del período 2005-08. Por otra parte, el crecimiento del consumo eléctrico en los sectores residencial y comercial en comparación con el mismo período alcanzó el 20% y el 69%, respectivamente. El consumo de gas natural mantuvo su tendencia ascendente en la participación del consumo total en la industria (el 14%), el transporte (el 7%) y el comercio (el 8%).

**GRÁFICO 5:** Consumo final de energía por sector, 2013



## Organización institucional del sector energético

### Estructura institucional

El sector energético en Perú está integrado por cinco actores principales:

- El Ministerio de Energía y Minas (MEM): es el organismo central y rector del sector energía y minas. Se encarga de formular y evaluar las políticas de alcance nacional en materia de desarrollo sostenible de las actividades minero-energéticas. También promueve el desarrollo integral de estas actividades, estableciendo las normas, fiscalizando y/o supervisando su cumplimiento (MEM, 2016). Además, es el responsable de las concesiones y autorizaciones de cada uno de los subsectores que comprende. Estas funciones se realizan principalmente a través de la Dirección General de Electricidad y Dirección General de Hidrocarburos.

- El Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minería (Osinerghmin): es una institución pública que regula y supervisa las empresas del sector eléctrico, de hidrocarburos y minero. Tiene como funciones la supervisión, la regulación, la fiscalización y la sanción, la responsabilidad normativa, la solución de reclamos en segunda instancia administrativa y la solución de controversias. Fue creado en 1996 con el nombre de Osinergh (Osinerghmin, 2016a).
- Petroperú S.A.: es una empresa del sector de energía y minas, que pertenece íntegramente al Estado peruano, organizada para funcionar como sociedad anónima del régimen de derecho privado, dedicada al transporte, la refinación, la distribución y la comercialización de combustibles y otros productos derivados del petróleo.
- PerúPetro S.A.: es la empresa estatal de derecho privado que en representación del Estado peruano se ocupa de promocionar, negociar, suscribir y supervisar contratos para la exploración y explotación de hidrocarburos en Perú.

En relación al sub-sector eléctrico se pueden distinguir cinco funciones en la cadena de valor: la generación, la transmisión, la operación del sistema, la distribución y la comercialización. La capacidad de generación instalada en 2013 consistía principalmente de 23 centrales hidroeléctricas con una capacidad total de 3.270 MW y 32 centrales termoeléctricas con una capacidad total de 5.260 MW. Esta cifra se duplicó el año 2015 compuestos en 63% por centrales termoeléctricas (en su mayoría gas natural), 34% hidroeléctricas y 3% tecnología solar y eólica. Parte del crecimiento del sub-sector eléctrico, es resultado de una mayor participación de las inversiones privadas, destinadas a la generación, transmisión y distribución. Para el año 2013, estas inversiones totalizaron USD \$2.223 millones,

representando cerca del 4% de la inversión total realizada en ese año en el país (MEM, 2013).

El Sistema Eléctrico Interconectado (SEIN) es el conjunto de líneas de transmisión y subestaciones eléctricas que incluyen a los centros de despacho de carga, que hacen posible la transferencia de energía entre los sistemas de generación eléctrica de Perú. El SEIN está administrado por el Comité de Operación Económica del Sistema (COES) y su finalidad es coordinar la operación y seguridad del sistema, así como planificar el desarrollo de la transmisión del SEIN. De manera similar al sector generación, las redes de transmisión y distribución pasan por un proceso de ampliación, repotenciación y modernización continuo.

Por su parte, el mercado eléctrico a nivel regional presenta heterogeneidad al respecto de la disponibilidad de fuentes de generación, acceso al SEIN y densidad de población, entre otros. En el 2013, la zona centro del Perú concentró gran parte de su capacidad instalada en generación hidráulica y térmica a gas.

El modelo de desarrollo que se aplica desde 1990 en Perú propende a la libertad económica, la inversión privada y la libre competencia. En este escenario fue promulgada la Ley Orgánica N° 26221 de 1993 que desde entonces regula las actividades del subsector de hidrocarburos en el país. De acuerdo con esta legislación, el MEM diseña las políticas, dicta las normas y junto con el Osinerghmin vela por su cumplimiento. Esta ley fue modificada en 2000 por medio de la Ley N° 27377 de actualización de hidrocarburos que incluye cambios en la aprobación de contratos, en la extensión del plazo de la fase de exploración y en el área de regalías y distribución. En el marco de dicho orden económico, en 1993 nació PerúPetro S.A., una empresa estatal de derecho privado del sector energía y minas a la que el Estado peruano le otorgó el derecho de propiedad sobre los hidrocarburos extraídos para que pueda celebrar contratos de exploración y explotación o

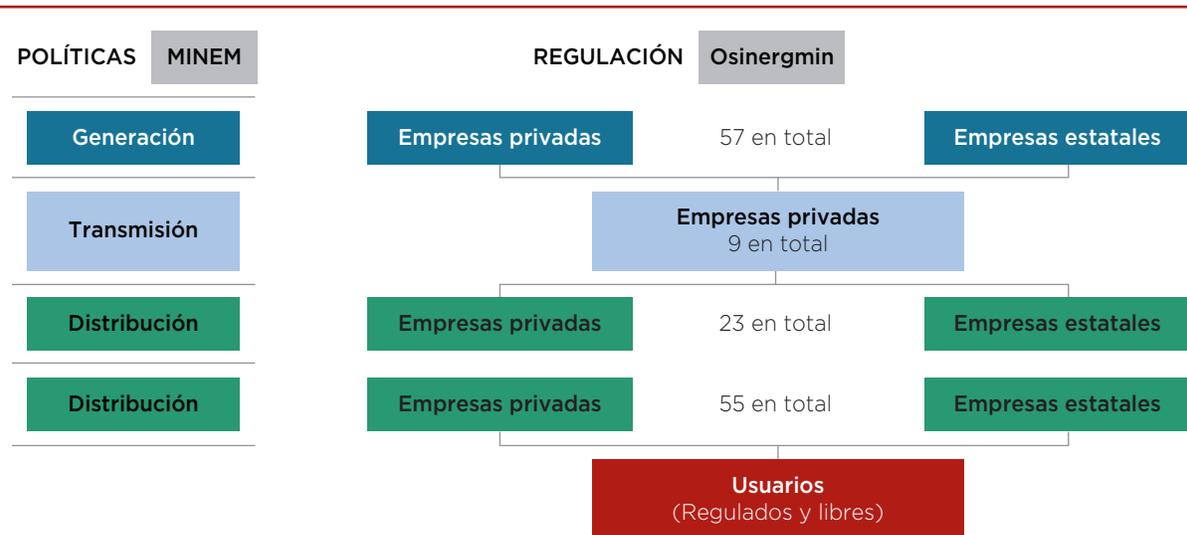
de explotación de hidrocarburos (Ley N° 26225 o Ley de Organización y Funciones de PerúPetro). Al celebrarse los contratos de licencia el derecho de propiedad de PerúPetro S.A. sobre los hidrocarburos extraídos se transfiere a los licenciatariaos.<sup>1</sup> Las funciones de PerúPetro S.A. son: i) promover la inversión en las actividades de exploración y explotación de hidrocarburos; ii) negociar, celebrar y supervisar, en su calidad de contratante (facultad que le confiere el Estado en virtud de la ley mencionada), los contratos que la empresa establece, así como los convenios de evaluación técnica; iii) formar y administrar el banco de datos con la información relacionada con las actividades de exploración y explotación de hidrocarburos, entre otras (MEM, 2016). Con el fin de cumplir las funciones a su cargo el MEM ha creado la Dirección General de Hidrocarburos (DGH), que a su vez se divide en la Dirección Normativa de Hidrocarburos, la Dirección de Exploración y Explotación de Hidrocarburos, la Dirección de Procesamiento, Transporte y Comercialización de

Hidrocarburos y Biocombustibles y la Dirección de Gestión de Gas Natural.

Petroperú S.A. es una de las empresas más relevantes del sub-sector hidrocarburos. Esta empresa, de propiedad del Estado, nació en 1969 y controló el sub-sector cerca de 25 años. El 18 de diciembre de 2013, el Congreso de Perú aprobó la Ley N° 30130 que declaró de interés nacional la ejecución de la modernización de la refinera de Talara, así como la reorganización de la empresa y el fortalecimiento de su gobierno corporativo, estableciendo el límite de la venta de

<sup>1</sup> El contrato de licencia es el que celebra PerúPetro S.A. con el contratista, por el cual este obtiene la autorización de explorar y explotar o explotar hidrocarburos en el área de contrato, en mérito del cual PerúPetro S.A. transfiere el derecho de propiedad de los hidrocarburos extraídos al contratista, quien debe pagar una regalía al Estado. Existe también el contrato de servicios que es el que celebra PerúPetro S.A. con el contratista, para que este ejerza el derecho de llevar a cabo actividades de exploración y explotación o explotación de hidrocarburos en el área del contrato recibiendo una retribución en función de la producción fiscalizada de hidrocarburos.

**Estructura institucional actual del subsector eléctrico en Perú\***

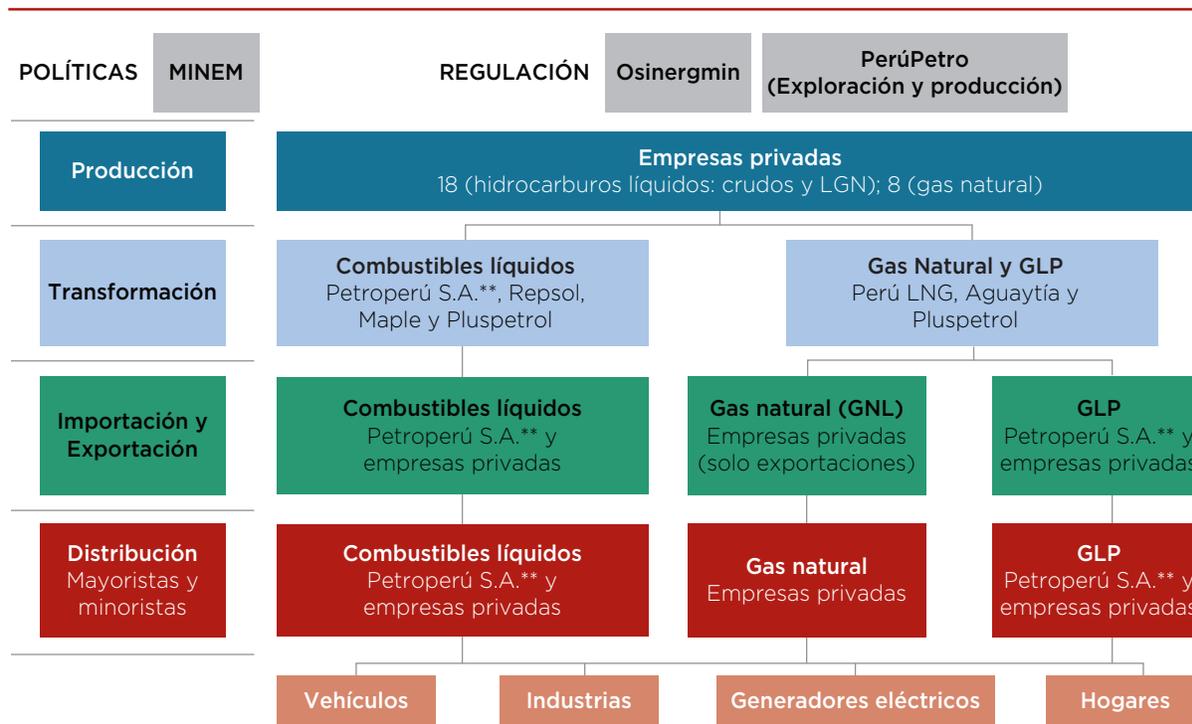


Fuente: Elaboración del autor con información de MINEM, PerúPetro y legislación vigente

\* Estructura institucional vigente a 2015. Información de empresas a 31 de diciembre de 2013

\*\* En 2013, el Estado peruano promulgó una modificación a la Ley No. 30130 en la que reglamenta la venta de un máximo de 49% de las acciones de la empresa a inversionistas privados y público general.

## Estructura institucional actual del subsector de hidrocarburos en Perú\*



Fuente: Elaboración del autor con información de MINEM, PerúPetro y legislación vigente

\* Estructura institucional vigente a 2015. Información de empresas a 31 de diciembre de 2013

\*\* En 2013, el Estado peruano promulgó una modificación a la Ley No. 30130 en la que reglamenta la venta de un máximo de 49% de las acciones de la empresa a inversionistas privados y público general.

porcentaje de acciones. Este ley reafirma la venta de hasta el 49% de las acciones de Petroperú a inversionistas privados, a través de una oferta pública de acciones en el mercado de valores. Adicionalmente, precisa que un 5% de éstas de estas ventas deberán corresponder a participación accionaria de ciudadanos peruanos.

En noviembre de 1993 se crea PERUPETRO S.A. como una empresa estatal de derecho privado del sector energía y minas. A esta empresa se le otorgaron los derechos de propiedad sobre los hidrocarburos extraídos para que pueda celebrar contratos de exploración y explotación o realizar actividades de explotación. El derecho de propiedad de PERUPETRO S.A. sobre los hidrocarburos extraídos se transfiere a los licenciarios al celebrarse los "Contratos de Licencia". Las funciones de PERUPETRO son: i) promover la inversión en

las actividades de exploración y explotación de hidrocarburos; ii) negociar, celebrar y supervisar los contratos en las actividades de exploración y explotación de hidrocarburos, así como los convenios de evaluación técnica; iii) formar y administrar el banco de datos con la información relacionada a las actividades de exploración y explotación del sector hidrocarburos, entre otras.

Esta ley fue modificada el año 2000 por medio de la Ley N°27377, que incluyó cambios en la aprobación de contratos, extensión del plazo de contratos de exploración y nuevas condiciones al respecto de regalías y distribución. Al cierre del 2013, se encontraban vigentes 74 contratos de exploración y explotación de petróleo y gas natural (50 de exploración & explotación y 24 de explotación), cuyos operadores son empresas nacionales y extranjeras, públicas y privadas.

### Formulación de políticas del sector energético

La formulación de las políticas del sector energético está a cargo del MEM, organismo rector del sector y que pertenece al Poder Ejecutivo. La función principal del MEM es formular y evaluar, en armonía con la política general y los planes del gobierno peruano, las políticas de alcance nacional en materia de desarrollo sostenible de las actividades minero-energéticas. Asimismo, es la autoridad competente en los asuntos ambientales referidos a estas actividades. Específicamente, el MEM cumple las siguientes funciones:

- Ejecutar y evaluar el inventario de los recursos mineros y energéticos del país.
- Orientar y fomentar la investigación científica y tecnológica en el ámbito de su competencia.
- Coordinar y promover la asistencia técnica en electricidad, hidrocarburos y minería.
- Otorgar concesiones y celebrar contratos, según corresponda, en nombre del Estado, para el desarrollo de las actividades minero-energéticas de conformidad con la legislación sobre la materia.
- Formular y aprobar los planes referenciales, los planes de desarrollo sectorial y los planes estratégicos sectoriales e institucionales en el ámbito de su competencia.
- Ser la autoridad ambiental competente para las actividades minero-energéticas.
- Promover el fortalecimiento de las relaciones armoniosas de las empresas del sector energía y minas con la sociedad civil o la población involucrada con el desarrollo de sus actividades.
- Impulsar el desarrollo de la competitividad en las actividades minero-energéticas.
- Fomentar el uso eficiente de la energía y el aprovechamiento y expansión de los recursos energéticos renovables.
- Mantener relaciones de coordinación sobre la gestión del desarrollo sectorial sostenible con los gobiernos regionales y los gobiernos locales.
- Las demás funciones que le asigne la ley, vinculadas con el ámbito de su competencia.

Dentro de la estructura orgánica del MEM, se encuentra la Dirección General de Electricidad (DGE), organismo técnico normativo encargado de proponer y evaluar la política del subsector electricidad, proponer y expedir la normativa necesaria del subsector; promover el desarrollo de las actividades de generación, transmisión, distribución y comercialización de la energía eléctrica; y coadyuvar a ejercer el rol concedente a nombre del Estado para el desarrollo sostenible de las actividades eléctricas.

De acuerdo al artículo 65 del Reglamento de Organización y Funciones del Ministerio de Energía y Minas, la DGE está constituida por tres direcciones: (i) la Dirección Normativa de Electricidad, encargada de coordinar y promover las actividades relacionadas a la normativa técnica eléctrica, (ii) la Dirección de Concesiones Eléctricas, encargada de procesar las solicitudes para desarrollar las actividades eléctricas, así como registrar el otorgamiento de derechos eléctricos y (iii) la Dirección de Estudios y Promoción Eléctrica, encargada de la formulación de los estudios y planes requeridos por el subsector eléctrico y de promover las inversiones y el desarrollo sostenible del subsector electricidad, así como las diversas fuentes de energía del país.

Además, dentro de la estructura orgánica del MEM también existe la Dirección General de Hidrocarburos (DGH), que está encargada de participar en la formulación de la política energética en el ámbito de este subsector. La DGH tiene a su cargo: i) proponer y expedir las

normas del subsector, y ii) promover las actividades de exploración, explotación, transporte, almacenamiento, refinación, procesamiento, distribución y comercialización de hidrocarburos. Está subordinada, al igual que la DGE, al Viceministerio de Energía.

### Marco regulador

El Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minería (OSINERGMIN) es la institución de carácter público, encargada de regular y supervisar que las empresas de los sub-sectores de electricidad, hidrocarburos y minería cumplan con las disposiciones legales de las actividades que desarrollan. Tiene personería jurídica de derecho público y goza de autonomía funcional, técnica, administrativa, económica y financiera. Específicamente, se encarga de la supervisión, regulación, fiscalización y sanción; normativa, y solución de reclamos en segunda instancia administrativa y solución de controversias.

El OSINERGMIN fue creado en diciembre de 1996, mediante la Ley N°26734, bajo el nombre de OSINERG e inició sus funciones en 1997, supervisando empresas eléctricas y de hidrocarburos. El 24 de enero del 2007, la Ley N° 28964 le transfirió las competencias de supervisión y fiscalización de la gran y mediana minería en materia de protección al medio ambiente y seguridad e higiene minera, pasando a denominarse OSINERGMIN. De acuerdo con la Ley las funciones regulatorias de la OSINERGMIN son las siguientes:

- Supervisar y fiscalizar que las actividades de los subsectores de electricidad, de hidrocarburos y de minería se desarrollen en concordancia con los dispositivos legales y las normas técnicas vigentes.
- Supervisar y fiscalizar el cumplimiento de las disposiciones técnicas y legales relacionadas con la protección y la conservación del ambiente en las actividades

desarrolladas en los subsectores de electricidad, de hidrocarburos y de minería.

- Velar por el cumplimiento de la normativa que regula la calidad y la eficiencia del servicio brindado a los usuarios.
- Fiscalizar el cumplimiento de las obligaciones contraídas por los concesionarios en los contratos de concesiones eléctricas y otras establecidas por la ley.
- Fiscalizar y supervisar el cumplimiento de las disposiciones técnicas y legales del subsector de electricidad referidas a la seguridad y los riesgos eléctricos por parte de empresas de otros sectores, así como de toda persona natural o jurídica de derecho público o privado, informando al organismo o sector competente sobre las infracciones cometidas. Luego estos le informarán al Osinergmin las sanciones impuestas.

El Osinergmin ejerce control sobre los sectores específicos a través de la Gerencia de Fiscalización Eléctrica (GFE), la Gerencia de Fiscalización de Hidrocarburos Líquidos (GFHL) y la Gerencia de Fiscalización de Gas Natural (GFGN). En ese sentido, la GFE desempeña las siguientes funciones:

#### *Función general:*

- Dirigir y controlar el proceso de supervisión y fiscalización del funcionamiento de las empresas del sector eléctrico a fin de verificar que el suministro de electricidad se brinde en forma permanente y con buena calidad.

#### *Funciones específicas:*

- Dirigir y controlar las actividades de supervisión y fiscalización del sector eléctrico.
- Formular y proponer al gerente general los lineamientos de política y las estrategias para la supervisión y fiscalización de las entidades dedicadas a la generación, la

- transmisión, la distribución y la comercialización de electricidad, así como el COES.
- Proponer a la gerencia general la actualización y/o la modificación de las normas legales y técnicas que rigen la ejecución de las actividades de generación, transmisión, distribución y comercialización de electricidad.
  - Controlar el cumplimiento de las normas técnicas y legales del sector eléctrico.
  - Preparar el plan operativo y las acciones por contemplar en la elaboración del plan de gestión quincenal de la institución y del presupuesto de la GFE, disponiendo las acciones necesarias para la ejecución de los mismos, sujetándose a los niveles de aprobación establecidos en la institución.
  - Verificar el cumplimiento de las normas legales y técnicas que regulan las actividades de generación, transmisión, distribución y comercialización de electricidad.
  - Supervisar el cumplimiento de las normas de seguridad del personal de las empresas.
  - Remitir a otras dependencias los informes técnicos formulados para absolver las consultas internas y/o externas sobre asuntos de su competencia.
  - Comprobar que las empresas respeten las normas de seguridad de las instalaciones eléctricas y mecánicas de las empresas, y las de protección del medio ambiente.
  - Controlar que se apliquen las normas de calidad del servicio eléctrico.
  - Proponer a la gerencia general la aplicación de nuevos procedimientos de supervisión.
  - Verificar el cumplimiento de las concesionarias ante denuncias de usuarios o entidades.
  - Supervisar el cumplimiento de los compromisos de inversión, los operativos, los financieros y los societarios en las

empresas privatizadas en el subsector eléctrico.

- Mantener actualizada la información estadística sobre el porcentaje de participación en el mercado y de participación accionaria de todas las empresas eléctricas estatales, privadas y privatizadas del subsector eléctrico en el país.

La GFHL tiene las siguientes atribuciones:

*Función general:*

- Dirigir, coordinar y controlar el proceso de supervisión y fiscalización de las actividades de exploración, producción, transporte, almacenamiento, procesamiento, distribución y comercialización de hidrocarburos líquidos y GLP, promoviendo mejoras en la normatividad vigente y en los procedimientos de la gerencia, a fin de proteger a la población y generar confianza en la inversión.

*Funciones específicas:*

- Supervisar y fiscalizar el cumplimiento de las disposiciones vigentes referidas a la seguridad del personal técnico-operativo, de las instalaciones y los equipos de las personas y empresas que desarrollan las actividades de exploración, producción, transporte, almacenamiento, procesamiento, distribución y comercialización de hidrocarburos líquidos y GLP, y de los terceros y sus propiedades.
- Supervisar y fiscalizar el cumplimiento de los reglamentos y las normas de comercialización de hidrocarburos líquidos y GLP, y verificar los sistemas de información utilizados.
- Formular y proponer al gerente general los lineamientos de política y las estrategias para la supervisión y fiscalización de la exploración, la producción, el transporte,

el almacenamiento, el procesamiento, la distribución y la comercialización de hidrocarburos líquidos.

- Evaluar y/o someter a consideración de la gerencia general la aplicación de sanciones y multas a las entidades que desarrollan actividades en el subsector de hidrocarburos por incumplimiento de la normatividad vigente, cuya inobservancia se encuentre sujeta a sanción o medidas correctivas.
- Supervisar y fiscalizar el cumplimiento de las normas legales y técnicas que regulan la exploración, la producción, el transporte, el almacenamiento, el procesamiento, la distribución y la comercialización de combustibles líquidos y GLP, en las etapas pre-operativa, operativa y de abandono.
- Preparar el plan operativo y las acciones por contemplar en la elaboración del plan de gestión quinquenal de la institución y del presupuesto de la GFHL.
- Proponer a la gerencia general la actualización y/o la modificación de las normas legales y técnicas que rigen la ejecución de las actividades de exploración, producción, transporte, almacenamiento, procesamiento, distribución y comercialización de combustibles líquidos y GLP.
- Verificar que la obtención de la información requerida para la supervisión y fiscalización de las actividades desarrolladas en el subsector de hidrocarburos se realice en la forma y en los plazos establecidos por el Osinergmin y demás normas aplicables.
- Supervisar el cumplimiento de los compromisos de inversión, los operativos, los financieros y los societarios en las empresas privatizadas.
- Por solicitud de la agencia gubernamental Proinversión, prestar apoyo en la implementación de los procesos de privatización y concesión relacionados con

las actividades del sector de energía, de acuerdo con lo establecido por el Consejo Directivo.

- Evaluar y supervisar el desarrollo de contingencias tributarias, laborales y financieras por parte de los inversionistas de las empresas del ámbito de su competencia.

Por último, las funciones de la GFGN son:

*Función general:*

- Dirigir la planificación, la ejecución, la coordinación y el control de los procesos de supervisión y fiscalización de las actividades de producción, procesamiento, transporte, distribución, comercialización y las tareas vinculadas con la seguridad y el medio ambiente que se les exigen a las empresas que conforman la industria del gas natural.

*Funciones específicas:*

- Dirigir la ejecución, planificar y evaluar la supervisión y fiscalización de las empresas asignadas a la gerencia, para el cumplimiento de la normativa legal y técnica de conservación y protección del medio ambiente, en las etapas pre-operativa, operativa y de abandono.
- Dirigir la ejecución, planificar y evaluar la supervisión y fiscalización del cumplimiento de la normativa vigente respecto de la seguridad del personal técnico-operativo y los equipos de las personas y las empresas administradas que desarrollan actividades en la industria del gas natural, de los terceros y sus propiedades.
- Evaluar y someter a consideración de la gerencia general la aplicación de sanciones y multas a las empresas supervisadas que desarrollan actividades en la industria del gas natural.
- Dirigir la formulación de los informes técnicos. Dicha función implica el otorgamiento

o la negación mediante resolución, la facultad de emitir los certificados de diseño de obras en su correspondiente formato, la elaboración de otros documentos que contengan actos administrativos cuyo otorgamiento, aprobación y/o calificación hayan sido asignados a esta dependencia o que por su naturaleza le correspondan a la gerencia.

- Dirigir y controlar la supervisión del cumplimiento por parte de las concesionarias de distribución de gas natural de los procedimientos de atención de reclamos de los usuarios del servicio público de distribución de gas natural.
- Conducir la investigación sobre incidentes y accidentes ocurridos en las actividades de las empresas administradas de la industria del gas natural.

En el sector de hidrocarburos, PerúPetro S.A. es el administrador de los recursos hidrocarburíferos y es el organismo regulador de la actividad de E&P, ya que se encarga de promocionar, negociar, suscribir y supervisar contratos para la exploración y explotación de hidrocarburos en nombre del Estado peruano. También se ocupa de los contratos de supervisión técnica.

### El subsector eléctrico

La Ley N° 12378 de 1955, establece los primeros lineamientos para el ejercicio de la generación, transformación, transmisión, distribución y compraventa de energía eléctrica en Perú. Esta ley reguló los mecanismos de participación privada, estableciendo un sistema de concesiones para aumentar la capacidad de generación en 10% anual. Más tarde, la Ley N° 25844 de 1992, Ley de Concesiones Eléctricas (LCE) y el Decreto Supremo N°09-93-EM, establecieron las normas para toda la cadena de valor del subsector. Esta ley consagra que las actividades de generación,

transformación, transmisión, distribución y compraventa de energía eléctrica podrán ser desarrolladas por personas naturales, jurídicas, nacionales o extranjeras, terminando así con el monopolio estatal. Además, se establece el sistema de precios de la electricidad; se definen la concesión temporal y la concesión definitiva; se dictan las condiciones de prestación del servicio público de electricidad; las actividades de fiscalización y las garantías de promoción a la inversión, entre otros.<sup>2</sup> Asimismo, el año 2006 se creó la Ley N° 28832 “Ley para Asegurar el Desarrollo Eficiente de la Generación Eléctrica” con el fin de perfeccionar las reglas establecidas en la Ley N° 25844 y de esta manera, asegurar el desarrollo de la generación eléctrica, reducir la intervención administrativa para la determinación de los precios y adoptar las medidas para fomentar la competencia en el mercado eléctrico.

El mercado eléctrico peruano es administrado y operado por el Comité de Operación Económica del Sistema Interconectado Nacional (COES), entidad privada con funciones de interés público. Está conformado por todos los agentes del SEIN (generadores, transmisores, distribuidores y usuarios libres) y su finalidad es coordinar la operación de corto, mediano y largo plazo del SEIN, preservando la seguridad del sistema y el mejor aprovechamiento de los recursos energéticos al menor costo posible.

<sup>2</sup> Concesiones temporales: permiten utilizar bienes de uso público y el derecho de obtener la imposición de servidumbre temporal. El titular asume la obligación de realizar estudios de factibilidad relacionados con las actividades de generación y transmisión; específicamente, la de realizar estudios centrales de generación, subestaciones o líneas de transmisión, cumpliendo cronograma de estudios. El plazo de vigencia de la concesión es de dos años, pudiendo extenderse una sola vez, hasta por un año adicional, solo cuando el cronograma de estudios no haya sido cumplido por razones de fuerza mayor o caso fortuito. Concesiones definitivas: se otorgan por plazo indefinido para desarrollo de actividades propias del subsector eléctrico.



## Matriz institucional actual del subsector eléctrico en Perú (continuación)

Generación		Transmisión	Distribución
<b>Incentivos fiscales</b>			
<b>Exención de impuestos</b>	Régimen de depreciación acelerada para Impuesto a la Renta (hasta 20% anual)		
	Régimen de recuperación anticipada del IGV		
<b>Otros</b>	Incentivos para la investigación sobre generación con fuentes no convencionales		
<b>Política de precios</b>			
<b>Mercado spot o de corto plazo:</b>	Precios de electricidad que dependen de la operación del SEIN		
<b>Mercado de contratos</b>	<p><b>Para mercado regulado (entre generadores y distribuidores):</b></p> <p>i) <i>sin licitación</i>: los precios no pueden ser superiores a los precios de barra (Art. 47 de la LCE) y</p> <p>ii) <i>con licitación</i>: los precios son definidos por el Osinergmin para cada proceso de licitación.</p> <p><b>Para el mercado de clientes libres:</b> precios acordados libremente entre generadores y clientes</p>		
<b>Regulador</b>	Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minería (Osinergmin)		
<b>Miembros integrantes del Consejo Directivo</b>	5		
<b>Nombrados por</b>	2 por el Ministerio de Energía y Minas (de los cuales 1 preside el Consejo), 2 por el presidente del Consejo de Ministros y 1 elegido de la terna que propone el Ministerio de Economía y Finanzas**		
<b>Presupuesto</b>	Presupuesto aprobado por el Ministerio de Energía y Minas		

Fuente: Elaboración del autor con información de Osinergmin, MEM, COES, empresas y legislación vigente.

\* Información de empresas y su participación en el mercado, capacidad instalada de generación, cobertura y registros al 31 de diciembre de 2013.

\*\* Ley N° 26734 de 1996.

Algunas de las funciones del COES son las siguientes:

- Elaborar la propuesta del plan de transmisión para su aprobación por el MEM.
- Realizar los procedimientos en materia de operación del SEIN y de administración del mercado de corto plazo, para su aprobación por el Osinergmin.
- Asegurar el acceso oportuno y adecuado de los interesados a la información sobre la operación del SEIN, la planificación del sistema de transmisión y la administración del mercado de corto plazo.
- Garantizar condiciones de competencia en el mercado de corto plazo.
- Desarrollar los programas de operación de corto, mediano y largo plazos y supervisar su ejecución.
- Coordinar la operación del SEIN en tiempo real y la operación de los enlaces internacionales, y administrar las transacciones internacionales de electricidad (TIE).
- Calcular los costos marginales de corto plazo del sistema eléctrico y de la potencia y energía firmes de cada una de las agencias generadoras.

En 2010, se promulga el Decreto Supremo N° 064-2010-EM, que aprueba la política energética nacional de Perú 2010-2040, que tiene por objetivos desarrollar un sistema energético que satisfaga la demanda nacional, diversificar la matriz energética y aumentar la independencia energética, entre otros.

En la actualidad, participan en el sub-sector: i) MEM y la DGE (política del sub-sector), el OSINERGMIN (regulador) y el COES (coordinación y operación del SEIN); ii) los agentes del mercado (generadores, transmisores, distribuidores y comercializadores), y iii) los usuarios del servicio público de electricidad (clientes regulados y libres). La participación de

los generadores, distribuidores y clientes libres se efectúa en el mercado eléctrico mayorista por medio de los siguientes tipos de mercado:

- El mercado spot o de corto plazo: En este mercado participan generadores, distribuidores y grandes clientes libres y sus precios resultan de la operación de SEIN con intervalos de 15 minutos y respecto de los que no existen límites máximos o mínimos.
- El mercado de contratos para clientes regulados: En este participan generadores y distribuidores y los precios son regulados por OSINERGMIN por medio de dos modalidades: (i) “Sin licitación”: los precios no pueden ser superiores a los precios de barra establecidos por el artículo 47 de la LCE, y (ii) “Con Licitación”: los precios son fijados por OSINERGMIN para cada proceso de licitación.
- El mercado de contratos para clientes libres: En este participan únicamente los generadores y los precios son acordados libremente sin intervención del regulador.

Las distintas modificaciones a la legislación del sub-sector eléctrico, aprobadas con posterioridad a la Ley N° 12378 de 1955, han promovido la creación de un mercado eléctrico con nuevos actores que intervienen en las actividades de generación, transmisión, distribución y comercialización de electricidad. En Perú, las modificaciones del marco regulatorio buscan desincentivar la existencia de monopolios y promover la participación de empresas privadas, junto con las públicas. En la actualidad, existen cerca de 132 empresas, públicas y privadas, que se dedican a las actividades mencionadas, según detalla el cuadro 4.

En 2013 las empresas generadoras, transmisoras y distribuidoras que participaron del mercado eléctrico, facturaron US\$5.294

**CUADRO 4:** Participación de las actividades del subsector eléctrico, 2013

Empresa	Porcentaje de participación
Generadoras	47%
Empresas de transmisión	5%
Distribuidoras	49%
<b>Total</b>	<b>100%</b>

*Fuente:* Elaboración propia con datos del MEM y de las empresas.

millones, de los que 73% correspondieron a las empresas privadas y 27% a empresas estatales. Para finales del año 2014, esta facturación alcanzó US\$6.061; distribuidos en 28% de empresas estatales y 72% a empresas privadas.

La actividad de comercialización (venta a clientes finales) es realizada por 22 empresas generadoras y 23 empresas distribuidoras. Para el año 2013, estas empresas facturaron US\$ 3.536 millones, lo que representa un incremento del 7,18% respecto al año 2012. Las primeras tuvieron una participación de US\$ 918.560 (26% del total) y las segundas, US\$ 2.617 millones (74% del total). En el 2014, la comercialización fue realizada por 24 empresas de distribución y 22 empresas generadoras, y su facturación creció cerca del 14%. Según el MINEN, al cierre del 2013 varias empresas de este segmento habían hecho colocaciones en el mercado de capitales peruano, a saber: Edegel, Enersur, Kallpa Generación, Duke Energy Perú.

### Generación

De acuerdo al Anuario Estadístico de Electricidad de 2014, presentado por el MINEM, durante el año 2014 se registraron a 62 empresas que generaban energía eléctrica para el mercado eléctrico y 75 empresas que generaron para su uso propio. En el cuadro 5 se muestran las principales empresas generadoras que participaron

**CUADRO 5:** Participación de las empresas en la actividad de generación del mercado eléctrico de Perú, 2013

Empresa	Porcentaje de participación
Enersur	22%
Electroperú S.A	21%
Edegel S.A.A.	18%
Kallpa Generación	16%
Egenor	7%
Otras empresas generadoras	16%
<b>Total</b>	<b>100%</b>

*Fuente:* Elaboración propia con datos del MEM, el COES y las empresas.

en el mercado eléctrico nacional al cierre del año 2013.

En 2013, se encontraban operando en el país 469 centrales eléctricas, de las que el 55% generó electricidad para atender el mercado eléctrico y 45% para el consumo propio. Las centrales de generación pertenecientes al SEIN fueron responsables del 93% del total de la energía generada en el país; mientras que el restante 7% correspondió a los sistemas aislados. Las centrales térmicas sumaron un total de 292 plantas, las hidroeléctricas 173 y las solares 4. En el 2014, el número de centrales eléctricas disminuyó a 466, siendo 54% centrales destinadas a atender el mercado eléctrico, y 46 % para el consumo propio.

La promulgación de la Ley de Concesiones Eléctricas y, más adelante, la publicación de la Ley antimonopolio y antioligopolio impusieron limitaciones para que una misma empresa realice las actividades de generación, transmisión y distribución en el subsector eléctrico (integración vertical).

### Transmisión y distribución

En Perú, la transmisión de electricidad se realiza por medio del SEIN y de los SA, los cuales

**CUADRO 6:** Capacidad instalada del mercado eléctrico de Perú por fuente y tipo de empresa, 2013

Fuentes	Estatales	Privadas	Total
<b>Primarias</b>			
Hidráulica	15%	21%	36%
Solar y viento	0%	1%	1%
<b>Secundarias</b>			
Térmica	3%	60%	63%
<b>Total</b>	<b>18%</b>	<b>82%</b>	<b>100%</b>

Fuente: Elaboración propia con datos del MEM y las empresas.

suman 20.585 km de líneas de transmisión, con niveles de tensión superiores a 30 kV. El SEIN incluye las actividades e instalaciones del subsector que están conectadas a través de las líneas de transmisión. Los SA no se encuentran conectados al SEIN por razones de distancia, elevados costos de interconexión y geografía accidentada. En 2013 había nueve agentes encargados de la transmisión de electricidad.

El sistema de transmisión del SEIN está conformado por: i) el Sistema Garantizado de Transmisión (SGT), que incluye proyectos del plan de transmisión; ii) el Sistema Complementario de Transmisión (SCT), que abarca proyectos de agentes del subsector; iii) el Sistema Principal de Transmisión (SPT), es el núcleo del sistema de transmisión que compone el mercado central, y iv) el Sistema Secundario de Transmisión (SST), integrado por instalaciones de transmisión que permiten el acceso de los agentes al SPT o al SGT para vender o comprar energía del sistema eléctrico. El primero se desarrolla conforme al Plan de Transmisión, que es aprobado por el MEM, previa consulta y aprobación del Osinergmin (artículos 20 y 21 de la Ley N° 28832 de 2006). Las actividades de transmisión y distribución

**CUADRO 7:** Líneas de transmisión del SEIN en Perú, 2013

Líneas	Longitud en Km
Transmisión 30 kV a 50 kV	1.754
Transmisión 60 kV a 75 kV	5.902
Transmisión 138 kV	4.417
Transmisión 220 kV	7.842
Transmisión 500 kV	622
<b>Total SEIN</b>	<b>20.537</b>

Fuente: MEM.

se realizan en cumplimiento de la regulación, debido a que son monopolios naturales. Así lo describe el artículo 7 del Decreto Supremo N° 022-2009-EM: “Las tarifas y compensaciones por el uso de las instalaciones de transmisión y/o distribución son reguladas por el Osinergmin de acuerdo con lo señalado en la LCE y normas reglamentarias, y no están sujetos a la libre negociación de las partes”.

De acuerdo con lo establecido por la Ley de Concesiones Eléctricas (LCE), la Gerencia Adjunta de Regulación Tarifaria (GART), que sustituyó a la Comisión de Tarifas Eléctricas (CTE),<sup>3</sup> establece las metodologías de cálculo de las tarifas máximas de generación, transmisión y distribución, que son reguladas anualmente por el Osinergmin.

En función de la legislación en vigor, dentro del plan de transmisión se determinan qué proyectos formarán parte del SGT a partir de que aseguren el retorno de la inversión a los montos adjudicados en las licitaciones con ingresos fijos dentro de un período de 30 años. De manera optativa, este plan puede incluir los proyectos del SCT en los cuales los ingresos del retorno de la inversión se obtienen únicamente de los beneficiarios de este sistema y además aseguran el retorno de la inversión con ingresos fijos en

<sup>3</sup> Resolución de la Comisión de Tarifas Eléctricas N° 001-98 P/CTE y Decreto Supremo N° 009-93-EM.

un período de 30 años. En estos dos casos, el Osinergmin fija precios de peajes y compensaciones. Se contempla la existencia de proyectos fuera del plan de transmisión que pueden ser ejecutados por iniciativa de los inversionistas.

En la actualidad, en Perú hay nueve empresas privadas que realizan la transmisión de energía eléctrica y no existe participación de empresas estatales. A diciembre de 2013, las empresas con mayor participación en el mercado (en Km de líneas de transmisión) fueron: Red de Energía del Perú S.A., con el 24%; Consorcio Transmantaro S.A., con el 9%; Abengoa Transmisión Norte S.A., con el 5%. Solo una de las empresas de transmisión se encuentra en el listado de la Bolsa de Valores de Lima (BVL).

La distribución eléctrica en Perú se realiza en función de los siguientes niveles de tensión: Muy Alta Tensión (MAT), que corresponde a tensiones mayores a 100 kV, el 31,1%; Alta Tensión (AT), con tensiones de entre 30 kV y 100 kV, el 6,4%; Media Tensión (MT), con tensiones de entre 1 kV y 30 kV, el 29,2%, y Baja Tensión (BT), con tensiones inferiores a 1 kV, el 33,3% (Osinergmin, 2013 y Osinergmin, 2016b). Esta actividad se efectúa por medio de empresas que operan, por concesión, en áreas geográficas determinadas en las cuales tienen el deber de suministrar la electricidad. En el caso de áreas sin empresas concesionarias, cualquier inversionista puede desarrollar y/o expandir un sistema de distribución. La concesión tiene lugar cuando la potencia instalada supera los 500 kW.

La regulación general respecto de la transmisión y distribución de electricidad en Perú se encuentra establecida en la LCE y ampliada en la Resolución N° 091-2003-OS/CD del Osinergmin, que define las condiciones para que el uso y el libre acceso a los sistemas de transmisión y distribución eléctrica se den en el marco del libre mercado. Las tarifas de distribución las calcula la GART, al sumar las tarifas en barra y el Valor Agregado de Distribución (VAD). Este

valor deriva de los costos asociados al usuario: facturación y cobro, las pérdidas estándar de distribución en potencia y energía, tanto físicas como comerciales, y los costos estándar de intervención, mantenimiento y operación propios de la distribución. El Osinergmin tiene a su cargo la regulación y la determinación de las tarifas, que se fijan anualmente. Las 23 empresas distribuidoras de electricidad que existían en Perú en 2013 también realizaron actividades de comercialización (ventas al cliente final en el mercado libre y regulado).

Once empresas estatales y 12 empresas privadas participaron en la distribución eléctrica en el mercado peruano en 2013. Del primer grupo de empresas se destacaron Electronorte Medio S.A.-Hidrandina, que concentró el mayor número de clientes del total nacional (el 12%); Electrocentro S.A. (con el 10%) y Electronoroeste S.A. (con el 7%). En el segundo grupo resaltaron Edelnor S.A.A., con el 20% de los clientes; Luz del Sur S.A.A., con el 16%, y Electro Dunas S.A.A., con el 3%.

### Comercialización

La actividad de comercialización consiste en la compra de energía en el mercado mayorista y su venta a los clientes finales. La LCE de 1992 establece las condiciones para la comercialización de la energía en el régimen de libertad de precios para los suministros, según el esquema de competencia y en el sistema de precios regulados.

Además de comprar y vender energía eléctrica, los agentes comercializadores prestan servicios adicionales de medición y facturación, entre otros. En el mercado regulado participan los clientes regulados y las empresas de distribución y generación eléctrica, pero solo las primeras están autorizadas a suministrar energía y potencia a clientes regulados en las zonas de concesión (Osinergmin, 2011).

En Perú no existe una separación completa de las actividades del mercado eléctrico, debido

a que actualmente hay comercializadoras-generadoras y comercializadoras-distribuidoras. No obstante, los contratos de energía y de potencia suscritos según el régimen de libertad de precios obligan a las empresas a distinguir los precios de generación y las tarifas de distribución y transmisión (artículo 8 de la Ley N° 25844, LCE). Las empresas generadoras le venden electricidad solo al mercado libre, mientras que las distribuidoras les venden al mercado libre y al regulado, aunque tienen mayor participación en el último.

En 2013, en Perú 55 empresas les vendían energía a usuarios finales; 22 de estas eran, a su vez, empresas generadoras que en este período atendieron únicamente al mercado de clientes libres. En la actividad de comercialización, en términos de participación en las ventas de electricidad a clientes finales (GWh), se destacaron las siguientes empresas: Luz del Sur S.A.A. (con el 20%), Edelnor S.A.A. (con el 19%) y Electronorte Medio S.A.-Hidrandina (con el 5%).

### Formación de precios

La formación de precios de venta del servicio público de energía eléctrica se realiza en función del tipo de usuario, según sea regulado o libre. Los usuarios tienen la libertad de cambiar su condición de usuario libre o usuario regulado, siempre y cuando su demanda anual esté comprendida en los rangos establecidos.<sup>4</sup>

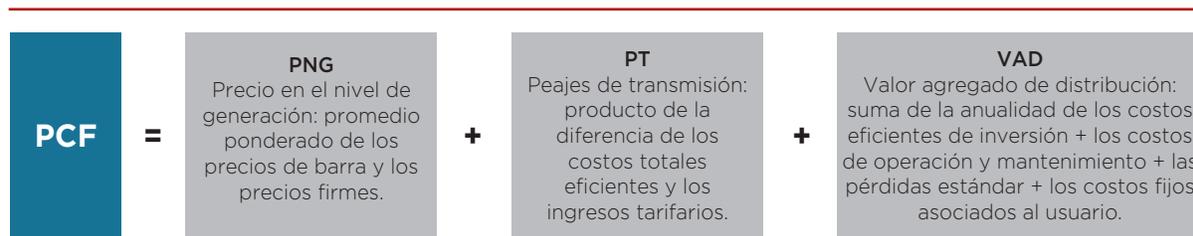
Tipos de usuarios del subsector eléctrico peruano:

- **Libres:** usuarios sin regulación de precios, con una demanda máxima anual mayor a 2.500 kW. Los precios son acordados, en un contrato, de manera libre con los suministradores, que son generadores o distribuidores.
- **Regulados:** usuarios sujetos a regulación de precio por parte del Osinergmin, con una demanda máxima anual igual o menor a 200 kW. Los clientes de este grupo representan la mayor parte de los clientes del mercado peruano de electricidad.

En el caso de los usuarios regulados, el precio de la electricidad lo fija el Osinergmin, en su calidad de regulador del sector. Para establecer las tarifas el organismo toma en consideración el precio al cliente final (PCF) y si el usuario tiene derecho a subsidio o no. En Perú existe el Fondo de Compensación Social Eléctrica (FOSE), que es un sistema de subsidios al consumo residencial destinado a usuarios de bajos recursos.<sup>5</sup> El subsidio opera

<sup>4</sup> El Decreto Supremo N° 022-2009-EM establece que el rango dentro del cual los usuarios pueden optar entre la condición de usuario regulado y la condición de usuario libre debe tener como límite inferior una potencia de 200 kW y como límite superior una potencia de 2.500 kW, debido a que los usuarios con potencia superior a 2.500 kW son atendidos en condiciones de competencia según un régimen de libertad de precios.  
<sup>5</sup> El FOSE fue creado por la Ley N° 27510 de 2001. La última modificación, que está incluida en la Ley N° 28307, de 2004, estableció la aplicación del mecanismo FOSE de manera indefinida.

**ESQUEMA 1:** Componentes del precio al cliente final



Fuente: Osinergmin, 2011.

**CUADRO 8:** Composición de las tarifas de electricidad de los usuarios regulados en Perú

Tipo de usuario regulado	Composición de la tarifa
Opción tarifaria BT5B residencial	Baja tensión (BT) con una demanda máxima mensual de hasta 20 kW o aquellos usuarios que instalen un limitador de potencia de 20 kW nominal o un limitador de corriente equivalente en horas de punta.
Opción tarifaria BT5B no residencial	Idem BT5B residencial que tienen actividades productivas y/o comerciales, por ejemplo: viviendas-comercio, viviendas-taller, pequeñas industrias, comercios y talleres.
Opción BT7 residencial y no residencial	BT con demanda máxima de potencia de hasta 20 kW en zonas determinadas para prestación de servicio eléctrico con la modalidad de prepago.

Fuente: Osinergmin.

como un descuento proporcional para quienes consumen menos de 30 kWh al mes y un descuento fijo para quienes consumen entre 31 kWh y 100 kWh.

El PCF del servicio de energía se compone de la suma de los costos de las actividades de generación, transmisión, distribución, comercialización y otros costos relacionados con la operación y la administración del SEIN.

El proceso de determinación de tarifas en barra (tarifas de generación eléctrica y tarifas del sistema principal de transmisión) lo realiza anualmente el Osinergmin, de acuerdo con los lineamientos de la Ley de Concesiones Eléctricas de 1992.

### Energías renovables no convencionales

El marco normativo que promueve el desarrollo de proyectos de generación en base a Energías Renovables No Convencionales (ERNC) se remonta a la expedición de la Ley N° 28546 o Ley

de Promoción y Utilización Recursos Energéticos Renovables no Convencionales en Zonas Rurales, Aisladas y de Frontera del País del año 2005. El objetivo de esta ley es la promoción de las ERNC para la electrificación. La Ley N° 28546 fue derogada el 2008 y los nuevos lineamientos generales para la generación eléctrica con ERNC, están consignados en el Decreto Legislativo de “Promoción de la Inversión para la Generación de Electricidad con Energías Renovables” (D.L. N° 1002). Este Decreto indica que el MEM establecerá cada cinco años una meta de porcentaje de participación de las ERNC en el consumo nacional de electricidad.

En 2008, se publica también un Decreto Legislativo que promueve la inversión en la actividad de generación eléctrica con recursos hídricos y con otros recursos renovables no convencionales (D.L. N° 1058) que consagra que “la energía eléctrica a base de recursos hídricos o a base de otros recursos renovables, tales como

**CUADRO 9:** Aplicación de subsidios del FOSE

Usuarios	Sector	Reducción tarifaria para consumos menores o iguales a 30 kWh/mes	Reducción tarifaria para consumos mayores a 30 kWh/mes hasta 100 kWh/mes
Sistema interconectado	Urbano	El 25% del cargo de energía	7,5 kWh/mes por cargo de energía
	Urbano-rural y rural	El 50% del cargo de energía	15 kWh/mes por cargo de energía
Sistemas aislados	Urbano	El 50% del cargo de energía	15 kWh/mes por cargo de energía
	Urbano-rural y rural	El 62,5% del cargo de energía	18,75 kWh/mes por cargo de energía

Fuente: Ley N° 28307 de 2004.

**Matriz institucional actual del subsector de hidrocarburos en Perú**

	<b>Producción</b>	<b>Refinación/transformación</b>		<b>Transporte</b>		<b>Distribución/comercialización</b>				
Principal empresa	Pluspetrol Perú Corporation S.A.	Principal empresa	Repsol	<b>Crudo, LGN y derivados líquidos</b>		<b>Derivados líquidos</b>				
Propiedad	100% privada	Propiedad	100% privada	Principales empresas	Petroperú	Política de precios	Regulada			
Participación privada	Permitida	Participación privada	Permitida		TGP	Participación Privada	Permitida			
Principales empresas y su participación en la producción	26, nacionales y extranjeras	<b>Crudo</b>		Participación privada	Permitida	Principales empresas	Petroperú			
	<b>Crudo</b>	Principal empresa	Repsol	Oleoductos	Oleoducto Norperuano (1.106 Km)		Repsol			
	Pluspetrol Norte: el 39%	Capacidad	220 mbd	Poliductos	Poliducto TGP (557 Km)		Primax Numay			
	Petrobras: el 18%	Total de refineries	9 en total	Precios	Regulados		Consortio Terminales			
	Savia Perú: el 16%						La Pampilla: 110 mbd	<b>Gas natural</b>	Pecsa	
	Olympic: el 8%						Talara: 65 mbd	Principales empresas	TGP (el 51% de los gasoductos)	Petroamérica
	Sapet: el 5%						Conchán: 15,5 mbd		Consortio Perú LNG (el 29%)	Estaciones
	BZP: el 4%		Iquitos: 12 mbd		Contugas (el 20% de la red)		<b>Gas natural</b>			
	Las demás empresas: el 10%		Shiviyacu: 5,2 mbd	Participación privada	Permitida		Precios	Regulados		
	<b>LGN</b>		Pucallpa: 3,3 mbd	Gasoductos	3 en total (1.417 Km)		Participación privada	Permitida		
Pluspetrol Perú Corporation: el 97%		El Milagro: 1,7 mbd	Precios	Regulados	Principales empresas	Cálidda				
Aguaytía Energy: el 2%		Corrientes: 4 mbd	<b>Gas licuado del petróleo (GLP)</b>			Contugas				
Savia Perú: el 1%		Huayurí: 4 mbd	Principal empresa	Pluspetrol (vía marítima)	Subsidios	No				

(continúa en la página siguiente)

## 24 Dossier energético: Perú

### Matriz institucional actual del subsector de hidrocarburos en Perú (continuación)

Producción		Refinación/transformación		Transporte		Distribución/comercialización	
	<b>Gas natural</b>	<b>LGN y gas natural</b>		Participación privada	Permitida	Gas natural vehicular	227 gasocentros
Producción promedio diaria	Pluspetrol Perú Corporation: el 97%	Principales empresas	Pluspetrol Perú Corporation S.A.	Ductos	En progreso: Pisco-Lima	<b>Gas licuado del petróleo (GLP)</b>	
	Aguaytía Energy: el 1%		Consorcio Perú LNG	Precios	Regulados	Precios	Regulados
	Las demás empresas: el 2%	Centros de procesamiento	5; principales			participación privada	Permitida
Lotes en producción	<b>Crudo:</b> 62,9 mbd		Planta de licuefacción Pampa Melchorita: 625 MMpcd de capacidad			Principales empresas	Llama Gas
	<b>LGN:</b> 104,6 mbd		Planta Malvinas: 1.160 MMpcd y 90 mbd de LGN de capacidad				Lima Gas
	<b>Gas natural:</b> 1.179 MMpcd		Planta LGN Pisco: 120 mbd de capacidad				Repsol
Contratos vigentes (a 2013)	<b>Crudo:</b> 22						Zeta Gas Andino
	<b>Gas natural:</b> 19					Subsidios	Sí
Exploración: 50 (incluye servicio y licencia)	Explotación: 24 (licencia )	<b>Gas licuado del petróleo (GLP)</b>					
		Principales empresas	Petroperú				
			Repsol				
			Pluspetrol Perú Corporation S.A.				
		Total de producción nacional	57,2 mbd (incluye butano y propano)				
		Principales centros de producción	Talara, La Pampilla y planta de fraccionamiento LGN Pisco				

(continúa en la página siguiente)

## Matriz institucional actual del subsector de hidrocarburos en Perú (continuación)

Exportación		Importación	
<b>Principales empresas</b>	Pluspetrol	Principales empresas	Repsol
	Consortio Perú LNG		Petroperú
	Petroperú	Participación privada	Permitida
	Repsol	Importaciones de crudo	75,8 mbd
<b>Participación privada</b>	Permitida	Origen	Ecuador, Nigeria, Trinidad y Tobago, Brasil y Colombia
<b>Exportaciones de crudo</b>	14,6 mbd	Perú actualmente no importa gas natural	
<b>Exportaciones de gas natural</b>	164,7 mbd	Importaciones de productos derivados	63,1 mbd (no incluye GLP)
<b>Destinos</b>	México, España, Corea del Sur y Japón	Importaciones de GLP	9 mbd
<b>Exportaciones de productos derivados</b>	80,2 mbd (no incluye GLP)		
<b>Exportaciones de GLP</b>	7,4 mbd (Incluye butano y propano)		
	<b>Reguladores</b>	<b>Osinermin (segmentos upstream y downstream)</b>	<b>PerúPetro (E&amp;P, segmento upstream)</b>
	Miembros integrantes	Consejo Directivo: 4 Presidente: 1	Directorio: 3**
	Nombrados por	2 por el Ministerio de Energía y Minas (de los cuales 1 preside el Consejo), 2 por el presidente del Consejo de Ministros y 1 elegido de la terna que propone el Ministerio de Economía y Finanzas	1 Presidente del Directorio 1 Director representante del Ministerio de Energía y Minas 1 Director representante del Ministerio de Economía y Finanzas
	Presupuesto	Presupuesto aprobado por el Ministerio de Energía y Minas	Asignado por el Fondo Nacional de Financiamiento de la Actividad Empresarial del Estado (Fonafe)

Fuente: Elaboración del autor a partir de los datos de Osinermin, MEM, PerúPetro, Petroperú, empresas y legislación vigente.

\* Información de producción, exportaciones e importaciones, empresas y su participación en cada uno de los segmentos al 31 de diciembre de 2013.

\*\* Ley N° 26225 de 1993.

el eólico, el solar, el geotérmico, la biomasa o la mareomotriz, gozará del régimen de depreciación acelerada para efectos del Impuesto a la Renta”. Adicionalmente, el Decreto Supremo N°064 de 2010 sobre Política Energética a Largo Plazo propone contar con una matriz energética diversificada, con énfasis en las fuentes renovables y la eficiencia energética. En 2011, se publica el Decreto Supremo 012-2011-EM sobre la reglamentación de la generación de electricidad en base a las ERNC, en el que se especifican las condiciones de las subastas de suministro de electricidad con dichas fuentes.

El presente marco normativo, identifica como ERNC a la biomasa, la energía eólica, la energía geotérmica, la energía mareomotriz y la energía hidráulica (solo considera pequeñas centrales hidráulicas, es decir, con capacidad instalada menor o igual a 20 MW). A pesar de la legislación vigente para apoyar la generación en base a estas fuentes, la generación nacional de electricidad en base a las ERNC no ha crecido de forma sustantiva en los últimos diez años.

En 2013, el Decreto Supremo N° 024 realizó modificaciones al Decreto Legislativo N° 1002 de 2008 en cuanto a la definición del comité de conducción del proceso de subasta, las condiciones del contrato para el suministro de energía renovable resultante de la subasta, la cantidad anual de energía adjudicada (energía activa expresada en MWh), la sociedad concesionaria (persona jurídica de naturaleza mercantil), el ingreso garantizado (que percibirá la sociedad concesionaria de manera anual), la oferta (propuesta de un postor), la tarifa de adjudicación (oferta de precio monómico del adjudicatario en US\$/MWh) y el plazo de vigencia de la tarifa de adjudicación (lapso entre la fecha real de puesta en operación comercial y la fecha de término del contrato).

### El subsector de hidrocarburos

La normativa vigente sobre hidrocarburos está integrada principalmente por seis leyes, a

saber: i) Ley N° 26221 de 1993, la Ley Orgánica de Hidrocarburos, que promueve el desarrollo de las actividades del subsector (exploración y explotación), en observancia de los principios de libre competencia y libre acceso a esta actividad; establece las competencias del Osinerg (hoy Osinergmin) como fiscalizador de los aspectos legales y técnicos y dispone la creación de PerúPetro S.A.; indica los lineamientos de los contratos, las normas técnicas y de seguridad, así como los aspectos económicos, fiscales y financieros de las actividades del subsector, incluyendo las regalías y retribuciones, y los impuestos a las ventas; ii) Ley N° 27377 de 2001, o Ley de Actualización en Hidrocarburos, que introduce cambios en la contratación en cuanto a que los contratos podrán celebrarse según el criterio del contratante (PerúPetro S.A.) previa negociación directa o por convocatoria; amplía el plazo de la fase de exploración hasta siete años y determina que los contratistas deberán pagar la regalía por cada contrato de licencia en función de la producción fiscalizada de hidrocarburos;<sup>6</sup> iii) Ley N° 27133 de Promoción del Desarrollo de la Industria de Gas Natural; iv) Ley N° 27506 de 2001, o Ley de Canon, que establece la participación de los gobiernos regionales y locales en los ingresos y rentas obtenidos por el Estado por la explotación económica de los recursos naturales; v) Ley N° 28451 de 2004, o Ley del Fondo de Desarrollo Socioeconómico de Camisea (FOCAM), que crea el fondo, define la utilización de sus recursos y su distribución, y vi) Ley N° 29852 de 2012 que funda el Sistema de Seguridad Energética en Hidrocarburos y el Fondo de Inclusión Social Energético (FISE).

La Gerencia de Fiscalización de Hidrocarburos Líquidos (GFHL) y la Gerencia

<sup>6</sup> Artículo 9 de la Ley Orgánica de Hidrocarburos: la producción fiscalizada de hidrocarburos corresponde a los hidrocarburos provenientes de determinada área, producidos y medidos según términos y condiciones acordados en cada contrato.

de Fiscalización de Gas Natural (GFGN) del Osinergmin y PerúPetro S.A. son los entes reguladores del subsector. Los dos primeros se ocupan de las actividades de upstream (exploración y producción), midstream (transporte, que hasta 2012 manejaba el MEM) y downstream (distribución y comercialización de hidrocarburos líquidos y GLP). PerúPetro se encarga de la administración de los recursos de hidrocarburos y de la supervisión de los contratos de E&P: promociona, negocia, suscribe y supervisa los contratos para la exploración y explotación de hidrocarburos en nombre del Estado peruano. También controla los contratos de supervisión técnica. Por su parte, el EME expide las normas técnicas para las actividades de E&P y determina los lineamientos para que el Osinergmin fije los precios de referencia de venta al público de combustibles líquidos y otros productos derivados de los hidrocarburos.

La participación de empresas privadas está permitida en todos los segmentos de la cadena de los hidrocarburos: exploración, producción, transporte, refinación, almacenamiento, distribución, comercialización, importación y exportación. En ese marco, hoy en día operan, junto con Petroperú, empresas nacionales como GMP S.A., Petrolera Monterrico, Peruana de Combustibles, Unipetro, y empresas extranjeras como Pluspetrol Corporation, Savia Perú, Consorcio Perú LNG (Hunt Oil Co., SK Energy, Repsol YPF y Marubeni), InterOil, Mobil Oil, Repsol, Maple Energy, Pacific Rubiales Energy, entre otras.

El subsector de hidrocarburos tiene una participación importante en el crecimiento económico del país. Según el Ministerio de Comercio Exterior, en el año 2013 las exportaciones de hidrocarburos representaron el 13% (US\$5.374 millones) del total de las exportaciones de los sectores tradicionales y no tradicionales, ubicándose en segundo lugar de exportaciones, después del sector minero que representó el 55%.

Según la Sociedad Peruana de Hidrocarburos (SPH), Perú no satisface su demanda interna de petróleo crudo, por lo que debe importarlo de países como Angola, Brasil, Colombia, Ecuador, Venezuela, Nigeria y Trinidad & Tobago. En cuanto a los productos derivados líquidos (excluyendo GLP), sus importaciones durante el 2013 fueron de 63.1 bpd, correspondiendo la mayoría a Diésel 2 y B5 de 50 PPM, gasolina y nafta. Por su parte, el gas natural impulsó el desarrollo del sector en la última década. El Proyecto Camisea representa la fuente principal para el incremento de las reservas y de la producción de hidrocarburos. La mayor participación del gas, ha permitido diversificar la matriz energética y reducir la dependencia de los combustibles líquidos, principalmente diésel importado, así como del carbón y madera, entre otros.

### *Exploración y producción*

Las distintas reformas realizadas en el subsector de hidrocarburos en Perú han traído consigo políticas determinantes de su funcionamiento actual: i) incentivos a la inversión privada en exploración y explotación de petróleo a través de la Ley N° 26221 de 1993, Ley Orgánica de Hidrocarburos; ii) flexibilización de los requerimientos a los contratistas consignados en la Ley N° 27377 de 2000 (cambios en la aprobación de los contratos, extensión de la fase de exploración y reformas en las condiciones de pago de la regalía y la retribución), que incluye las modificaciones al Decreto Supremo N° 049-93-EM; iii) promoción de la inversión en la explotación con el fin de aumentar la producción nacional de hidrocarburos dispuesta por la Ley de promoción de la inversión en la explotación de recursos y reservas marginales de hidrocarburos en el nivel nacional (Ley N° 28109 de 2003).

En la actualidad, Perú es el séptimo productor de petróleo de América Latina, con un promedio de 62,9 mbd en 2013. Sin embargo, esta cifra viene cayendo de manera sostenida en

**CUADRO 10:** Reservas y producción de hidrocarburos en Perú, 2004 y 2013

		Reservas totales <sup>a</sup> (probadas, probables, posibles y recursos)		Producción fiscalizada	
		2004	2013	2004	2013
<b>Hidrocarburos líquidos</b>	Petróleo crudo	Reservas probadas: 379,3 Mbd	Probadas: 741,2 Mbd Probables: 363 Mbd Posibles: 440,9 Mbd Recursos: 4.459,4 Mbd Reservas totales: 6.004 Mbd	79.900 bpd	62.893 bpd
	Líquidos del gas natural (LGN)	Reservas probadas: 717,9 Mbd	Probadas: 875,7 Mbd Probables: 350,5 Mbd Posibles: 265,6 Mbd Recursos: 4.104,5 Mbd Reservas totales: 5.596 Mbd	14.220 bpd	104.622 bpd
<b>Gas natural</b>		Reservas probadas: 11,5 Tcf	Probadas: 15 Tcf Probables: 6,5 Tcf Posibles: 5,4 Tcf Recursos: 78,3 Tcf Reservas totales= 105,2 Tcf	83 MMpcd	1.179 MMpcd

Fuente: Elaboración del autor con información de MEM y PerúPetro S.A.

<sup>a</sup> En 2009, la Dirección General de Hidrocarburos (DGH) del MEM adoptó la definición de reservas del Petroleum Resources Management System, que clasifica las reservas totales en probadas (desarrolladas y no desarrolladas), no probadas (probables + posibles) y recursos. Desde ese año, en Perú las reservas se contabilizan de esta manera.

los últimos años. La producción de gas natural en 2013 fue de 1.179 MMpcd. Esta actividad ha atraído y concentrado grandes flujos de inversión privada nacional y extranjera.

Entre 2004 y 2013, Perú incrementó sus reservas totales de crudo de forma precaria, su producción diaria cayó de 79.900 bpd en 2004 a 62.893 bpd en 2013 y su actividad exploratoria experimentó poco dinamismo al pasar de tres pozos exploratorios perforados en 2004 a apenas siete en 2013. Por el contrario, la evolución del gas natural ha sido sobresaliente y contrastante: la producción promedio de gas natural fue de 1.179 MMpcd en 2013 frente a los 83 MMpcd de 2004, lo cual supone que la producción promedio diaria se ha multiplicado por 14 en la última década. En cuanto a las reservas de este hidrocarburo, el aumento fue sustancial (véase el cuadro 11), hecho que se explica principalmente por el desarrollo del yacimiento de Camisea. Además, Perú terminó 2013 con una producción de 104.622 bpd de líquidos de gas natural (LGN) versus los 14.220 bpd de 2004 (PerúPetro, 2013).

En la actualidad, PerúPetro S.A. cumple con la función asignada de administrar los recursos de

hidrocarburos del país por medio de licitaciones, denominadas Rondas petroleras, que comenzaron a implementarse en 2007.<sup>7</sup> Estas rondas, en las que las empresas nacionales y extranjeras realizan ofertas por áreas de gas y petróleo, han derivado en un incremento constante de las regalías mínimas. Desde 2010, el proceso de selección de las empresas que participan en las licitaciones es más riguroso y se ha privilegiado la intervención de empresas medianas y grandes, con las cuales se han suscrito las siguientes dos modalidades de contratos de hidrocarburos:

- **Contrato de licencia:** es el contrato celebrado por PerúPetro con el contratista por el cual este obtiene la autorización de explorar y explotar o explorar hidrocarburos en el área del contrato. En virtud de este contrato, PerúPetro transfiere el derecho de propiedad de los hidrocarburos al contratista, quien debe pagar una regalía al Estado en efectivo, según precios

<sup>7</sup> La última ronda fue en 2012 para la adjudicación de lotes petroleros en Loreto.

internacionales, de conformidad con mecanismos de valorización y de pago que deben ser establecidos en cada contrato. La regalía es considerada como gasto.

- **Contrato de servicios:** es el contrato celebrado por PerúPetro S.A. con el contratista para que este ejercite el derecho de llevar a cabo actividades de exploración y explotación o explotación de hidrocarburos en el área del contrato. El contratista recibe una retribución en función de la producción fiscalizada de hidrocarburos.

Por la suscripción de estas dos modalidades de contrato, Perú recibió, en 2013, la suma de US\$2.020 millones, sobre todo por los contratos de licencia. Al cierre de ese año se encontraban vigentes 50 contratos de exploración, todos de licencia, y 24 contratos de explotación (tres de servicios y 21 de licencia). El cuadro que aparece a continuación presenta la suscripción de contratos de E&P de hidrocarburos, en las dos modalidades, desde 2004.

En 2013, el segmento upstream absorbió inversiones por US\$1.444 millones. En la

**CUADRO 11:** Contratos de E&P, de 2004 a 2013

Año	Contratos de exploración	Contratos de explotación	Total
2004	14	17	31
2005	28	17	45
2006	42	19	61
2007	65	19	84
2008	61	19	80
2009	68	19	87
2010	66	19	85
2011	62	20	82
2012	60	20	80
2013	50	24	74
<b>Total</b>	516	193	709

Fuente: Elaboración del autor con información de PerúPetro S.A.

actualidad, la empresa estatal de hidrocarburos Petroperú S.A. no participa en este segmento.<sup>8</sup> Ese mismo año Pluspetrol Norte concentró la mayor producción de petróleo crudo, el 39% del total nacional. Detrás se ubicaron Petrobras, con el 18%, y Savia Perú, con el 16%.

En cuanto a los LGN, Pluspetrol Perú Corporation S.A. (Consortio Camisea) lideró la producción en 2013 con el 97% de participación.<sup>9</sup> La siguieron Aguaytía (con el 2%) y Savia Perú (con el 1%). Pluspetrol Perú Corporation S.A. también estuvo al frente en la producción de gas natural de 2013, ya que fue la empresa responsable del 97% del total nacional (PerúPetro, 2013).

En Perú se han realizado algunos avances en lo que a actividades de exploración de hidrocarburos no convencionales se refiere. En 2009, Maple Energy halló shale gas, o gas de esquisto, en el Lote 31E, ubicado en Ucayali, en la Amazonía peruana. En 2013, Maple obtuvo una extensión del contrato de exploración por parte de PerúPetro S.A. Hasta el momento, no se han realizado actividades de explotación.

En cuanto al desarrollo de yacimientos de hidrocarburos offshore en el Pacífico peruano, cabe mencionar las actividades de exploración y producción de las empresas Savia y BPZ, operadoras de los bloques Z1 y Z-2B situados en aguas territoriales del noroeste del país.

### Refinación y transformación

La capacidad total de refinación de Perú en 2013 ha sido estimada en 220 mbd. Los procesos industriales de refinación y producción

<sup>8</sup> En 2015, el Congreso Nacional discutía un proyecto de reforma a la Ley N° 30130 de 2013 (ley que declaró de necesidad pública e interés nacional la modernización de la Refinería de Talara y estableció normas de gobierno corporativo en Petroperú S.A.) con el objetivo de permitir que Petroperú S.A. incursione nuevamente en el segmento *upstream* del subsector de hidrocarburos.

<sup>9</sup> El Consortio Camisea está conformado por las empresas Pluspetrol Perú, Tecpetrol Perú, Hunt Oil Company Perú, Sonatrach Perú, SK Corporation Perú.

de derivados del petróleo se realizan en nueve refinерías: Refinería Talará, Refinería Iquitos, Refinería Conchán y Refinería El Milagro, que son propiedad de Petroperú; Refinería Pucallpa, que pertenece a Petroperú y es operada por Maple Energy; Refinería La Pampilla, de Repsol (la más grande de Perú); y la Refinería Shivyacu y las Topping Corrientes y Huayurí, propiedad de Pluspetrol.

Respecto de la infraestructura de procesamiento de gas natural, debe señalarse la operación del Consorcio Perú LNG (conformado por Hunt Oil Co., Repsol, SK Group y Marubeni), que es el propietario de la única terminal de gas natural licuado de América del Sur, la planta Pampa Melchorita, ubicada en el departamento de Lima, en la costa peruana (Osinermin, 2014). La planta tiene capacidad para procesar 625 MMpcd de gas natural proveniente del Proyecto Camisea, que, una vez licuado, se destina a la exportación. La construcción de esta terminal concluyó en 2010 y supuso una inversión de aproximadamente US\$4.000 millones, la suma más alta de inversión extranjera en la historia del país.

Entre los centros procesadores de gas natural y LGN se destaca Pluspetrol Perú Corporation S.A., que posee la planta de separación de gas natural más grande del país, la Planta Malvinas, situada en la selva peruana, en la zona del Proyecto Camisea, y que actualmente se encuentra en proceso de ampliación para aumentar su capacidad de procesamiento de 1.160 MMpcd a 1.680 MMpcd. Asimismo, Pluspetrol es propietaria de la Planta de Fraccionamiento de LGN de Pisco. La empresa Aguaytía, por su parte, tiene una planta de separación de gas natural (Curimaná) y la planta de fraccionamiento de LGN de Yarinacocha, en la Sierra y la Selva Central de Perú.

A continuación se resumen las características de las refinерías y la infraestructura de procesamiento de gas natural y LGN en Perú.

### Transporte

La participación privada en este segmento es permitida y algunas de las empresas privadas con participación relevante en el transporte de hidrocarburos son el Consorcio Perú LNG, Contugas y Transportadora de Gas del Perú (TGP).

Perú actualmente cuenta 3.080 km de redes de tubería para el transporte de hidrocarburos, compuesta por 1.106 km de oleoductos, 557 km de poliductos y 1.417 km de gasoductos. La red más importante del país es el Oleoducto Nor-Peruano, propiedad de PETROPERU. Este oleoducto transporta petróleo desde la selva norte hasta la costa, y tiene una extensión de 1.106 km y capacidad total de almacenamiento de 3.438.000 de barriles. Cuenta con una sección principal (854 km) y el ramal norte (252 km). Los poliductos de la costa transportan LGN y son propiedad de TGP. Esta red recorre una distancia de 557 km desde Cusco hasta Pisco.

La legislación vigente en Perú sobre combustibles líquidos u otros derivados del petróleo establece diferencias por tipo de transportista: i) transportista de productos blancos (gasolinas para uso automotor, diésel, kerosene, insumos químicos, solventes y lubricantes), ii) transportista de productos negros (combustibles residuales como petróleos industriales, combustibles residuales de uso marino, marine fuels, breas y asfaltos), iii) transporte de combustibles de aviación (Turbo A1, Turbo JP-5 y gasolina de aviación).<sup>10</sup>

Respecto del transporte de gas natural, se realiza a través de tres gasoductos cuya longitud total es de 1.417 km. En Perú, el transporte de gas por red de ductos es una actividad regulada por el Osinermin, que tiene a su cargo la aprobación de las normas técnicas para el transporte de gas y las remuneraciones de las empresas

<sup>10</sup> Decreto Supremo N° 012-2007-EM.

CUADRO 12: Refinerías

<b>1. Refinería Talara – Petroperú S.A.</b> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Ubicación: Talara, departamento de Piura.</li> <li>• Capacidad de refinación (2013): 65 mbd.</li> <li>• Naturaleza: complejo refinador y petroquímico.</li> <li>• Productos: GLP, gasolina para motores, solventes, turbo A-1, diésel 2, petróleos industriales y asfaltos.</li> </ul>	<b>2. Refinería Iquitos – Petroperú S.A.</b> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Ubicación: a 14 km de Iquitos, departamento de Loreto.</li> <li>• Capacidad de refinación (2013): 12 mbd.</li> <li>• Naturaleza: complejo refinador y petroquímico. Cubre la demanda de combustibles de Loreto y San Martín en Perú, Leticia en Colombia y Tabatinga en Brasil.</li> <li>• Productos: gasolina para motores, turbo A-1 para aviones y helicópteros, diésel 2, petróleos industriales.</li> </ul>
<b>3. Refinería Conchán – Petroperú S.A.</b> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Ubicación: Lurín, departamento de Lima.</li> <li>• Capacidad de refinación (2013): 15,5 mbd.</li> <li>• Naturaleza: complejo petroquímico.</li> <li>• Productos: gasolina para motores, solventes, diésel 2, petróleos industriales y asfaltos.</li> </ul>	<b>4. Refinería El Milagro – Petroperú S.A.</b> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Ubicación: El Milagro, departamento de Amazonas.</li> <li>• Capacidad de refinación (2013): 1,7 mbd.</li> <li>• Naturaleza: complejo refinador y petroquímico.</li> <li>• Productos: gasolina para motores, solventes, diésel 2, petróleos industriales y asfaltos.</li> </ul>
<b>5. Refinería Pucallpa – Propiedad de Petroperú S.A. y operada por Maple Energy</b> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Ubicación: Pucallpa, departamento de Ucayali.</li> <li>• Capacidad de refinación (2013): 3,3 mbd.</li> <li>• Naturaleza: complejo refinador y petroquímico.</li> <li>• Productos: gasolina de 84 octanos, kerosene, turbo A-1, diésel 2, solventes.</li> </ul>	<b>6. Refinería La Pampilla – Repsol</b> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Ubicación: Ventanilla, provincia del Callao.</li> <li>• Capacidad de refinación (2013): 110 mbd.</li> <li>• Naturaleza: complejo refinador y petroquímico, principalmente con crudo importado.</li> <li>• Productos: GLP, gasolinas y gasoholes, turbo A-1, diésel B5, petróleos industriales, asfaltos.</li> </ul>
<b>7. Refinería Shiviayacu – Pluspetrol Norte S.A.</b> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Ubicación: Shiviayacu, departamento de Loreto.</li> <li>• Capacidad de refinación (2013): 5,2 mbd.</li> <li>• Naturaleza: complejo refinador y petroquímico, principalmente con crudo importado.</li> <li>• Productos: GLP, gasolinas y gasoholes, turbo A-1, diésel 2, petróleos industriales, asfaltos.</li> </ul>	<b>8. y 9. Refinerías Topping Corrientes y Huayurí – Pluspetrol Norte S.A.</b> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Ubicación: departamento de Loreto.</li> <li>• Capacidad de procesamiento: 4 mbd cada una.</li> <li>• Productos: diésel, nafta/residual, HFO.</li> </ul>

transportadoras propietarias de los gasoductos. Actualmente, TGP es la empresa más importante en el transporte de gas natural en Perú: opera el Gasoducto de Camisea (729 km), que transporta el gas natural desde Las Malvinas, en Cusco, hasta el city gate de Lima. Asimismo, TGP transporta LGN desde Las Malvinas hasta la planta de fraccionamiento de Pisco. Existe también el Gasoducto del Consorcio LNG Perú (408 km), que lleva gas natural a la planta de licuefacción Pampa Melchorita, en la costa peruana, a través de un ramal que se conecta en Ayacucho al gasoducto de TGP Camisea-Lima. En 2014 fue inaugurado el Gasoducto Regional de Ica, el primer gasoducto descentralizado del país, con una red principal de 280 km de

longitud, que recorre las localidades de Pisco, Nazca y Marcona. Fue construido por la concesionaria Contugas, empresa del Grupo Energía de Bogotá (Colombia).

El cuadro 13 muestra los gasoductos más importantes del sistema nacional de transporte de gas natural en Perú.

Además de la red de transporte de gas natural mencionada, en la actualidad se encuentra en construcción el Gasoducto Sur Peruano, cuya obra fue adjudicada en julio de 2014 al consorcio formado por Odebrecht (de Brasil) y Enagas (de España). El consorcio también se encargará de su operación, cuyo inicio está planeado para 2018. El gasoducto tendrá una extensión de 1000 km y su trazado permitirá llevar el gas de Camisea

**CUADRO 13:** Plantas de gas natural y LGN**1. Planta de licuefacción de gas natural Pampa Melchorita – Consorcio Perú LNG**

- Ubicación: Cañete y Chincha, departamento de Lima, Pacífico Peruano.
- Capacidad de procesamiento: 625 MMpcd de gas natural.
- Naturaleza: planta de licuefacción de gas natural.
- Productos: gas natural licuado para exportación.

**2. Planta de separación Malvinas – Pluspetrol Perú Corporation S.A. (Consortio Camisea)**

- Ubicación: Malvinas, departamento del Cusco.
- Capacidad de procesamiento (2013): 1160 MMpcd de gas natural y 90 mbd de LGN.
- Naturaleza: complejo de separación, deshidratación, criogénica, estabilización y reinyección.
- Productos: gas natural seco y LGN.

**3. Planta de fraccionamiento de LGN Pisco – Pluspetrol Perú Corporation S.A. (Consortio Camisea)**

- Ubicación: Pisco, departamento de Ica.
- Capacidad de procesamiento (2013): 85 mbd de LGN.
- Naturaleza: planta de fraccionamiento.
- Productos: gas natural seco y LGN. Butano y propano.

**4. Planta de separación de gas natural Curimaná – Aguaytía Energy**

- Ubicación: Curimaná, departamento de Ucayali.
- Capacidad de procesamiento (2013): 65 MMpcd de gas natural.
- Productos: gas natural seco y LGN.

**5. Planta de fraccionamiento de LGN Yarinacocha – Aguaytía Energy**

- Ubicación: Yarinacocha, departamento de Ucayali.
- Capacidad de procesamiento (2013): 4,4 mbd de LGN.
- Productos: GLP, gasolina natural.

Fuente: Elaboración del autor con información de MEM, Osinergmin, Petroperú y empresas.

**CUADRO 14:** Red de gasoductos de Perú, 2013

Gasoducto	Longitud (en Km)	Empresa propietaria
Camisea	729	TGP
LGN Perú	408	Consortio LGN Perú
Regional Ica	280	Contugas

Fuente: Elaboración del autor con información de MEM y empresas.

hasta la costa sur del país. La obra otorgará el acceso a este combustible a los habitantes y las empresas de las regiones de Cusco, Apurímac, Puno, Arequipa, Moquegua y Tacna, con lo que se seguirá dando cumplimiento al objetivo de masificar el gas natural en Perú.<sup>11</sup>

Actualmente, el transporte de GLP se efectúa por vía marítima; sin embargo, se ha

diseñado un proyecto para poner en funcionamiento el Sistema de Abastecimiento de GLP para Lima y Callao, que contempla la construcción de un ducto de GLP de 360 km que irá de Pisco a Lima.

**Distribución y comercialización**

La distribución mayorista de los productos derivados líquidos del petróleo, es realizada por 13 empresas distribuidoras mayoristas, 12 privadas (nacionales y extranjeras) y la estatal Petroperú S.A, que posee el 51% del mercado. Petroperú, Repsol, Primax, Numay, Consorcio Terminales CT (Graña Montero Petrolera y Oiltanking GmbH), Ferush, ExxonMobil, Pecsca (Peruana de Combustibles) y Petroamérica

<sup>11</sup> Ley N° 29969, de 2012, y Decreto Supremo N° 029, de 2013, de promoción de la masificación del gas natural.

son las principales encargadas de suplir a las estaciones de servicio de todo el país. Por su parte, la distribución minorista la realizan estaciones de servicio automotriz, aéreas, fluviales y marítimas en todo el país. Al cierre de 2013, las empresas líderes en la distribución minorista de derivados líquidos en Perú fueron: PETROPERU (20% del total nacional), Primax (15% del total) y Repsol (13% del total).<sup>12</sup> La venta minorista de combustibles requiere que los comercializadores se inscriban en el Sistema de Control del Órdenes de Pedido (SCOP) de OSINERGMIN. Este sistema supervisa el transporte y destino de los combustibles comercializados en Perú y fue diseñado para estructurar el mercado y reducir la informalidad. El marco regulatorio para la comercialización de combustibles en el país se rige por el Decreto N°030-98-EM, que regula las actividades de comercialización de los hidrocarburos, a excepción del gas licuado de petróleo y del gas natural. Para el caso del gas licuado, su regulación se establece en el Decreto N°001-94-EM, mientras que el petróleo se rige por el Decreto N° 042-99-EM.

### ***Gasolinas y diésel***

La determinación de los precios de referencia de los combustibles derivados del petróleo proviene del OSINERGMIN. Este organismo, por medio de la Gerencia Adjunta de Regulación Tarifaria (GART), se encarga de fijar y publicar los precios de referencia de los combustibles. Los precios de venta al usuario final los determina el libre mercado según lo dispuesto por la Ley N° 26221 que indica que “las actividades y los precios relacionados con petróleo crudo y los productos derivados, se rigen por la oferta y demanda” (Art. 77). Los precios de referencia de estos combustibles líquidos publicados por la GART de OSINERGMIN, se calculan tomando en consideración los aspectos resumidos en el esquema 2. En 2004, se crea el Fondo de Estabilización de los Precios de los Combustibles

Derivados del Petróleo (FEPC) con el fin de evitar que la volatilidad en los precios internacionales del petróleo fuesen trasladados a los consumidores internos. La estabilización se realiza por medio de bandas de precios, con un límite superior y límite inferior dentro del que fluctúa el precio de paridad de importación de cada combustible.

### ***Gas natural***

La comercialización se define como la compra de grandes cantidades de gas natural a los productores para venderla a los usuarios finales (regulados o libres) y su regulación está a cargo de OSINERGMIN. La distribución de gas natural consiste en la conducción de gas natural desde los “City Gates” hasta los usuarios finales. Actualmente en las redes de distribución de gas se componen de la red de Lima y Callao (propiedad de Cálidda), con instalaciones que suman 2.555 km y las redes de distribución de ICA (propiedad de Contugas), con 88,6 km instalados. La formación de precios de venta de gas natural, se realiza dependiendo del tipo de consumidor. Los consumidores pueden ser independientes o regulados. En el caso de los consumidores independientes, los precios son acordados de manera libre por las partes sin intervención del Estado. Por el contrario, en el caso de los consumidores regulados el precio final del servicio de gas natural es calculado por medio de la fórmula tarifaria establecida por OSINERGMIN. A continuación se muestra la clasificación de los consumidores regulados en razón de su rango de consumo, como muestra el cuadro 15.

El precio final del servicio de gas natural, se compone de la sumatoria del precio del gas en boca de pozo (no regulado), la tarifa de transporte (regulada y comprende el transporte

<sup>12</sup> Osinergmin, 2014 y Memoria Anual 2013 de las empresas Petroperú, Primax y Repsol.

**ESQUEMA 2:** Formación de precios de venta al público de gasolinas y diésel

<b>Precio público =</b>	<b>PPI Precios de paridad de importación</b>	<b>Precio ex refinería:</b> precio de venta de la refinería previo a la aplicación de algún impuesto, sin los márgenes del comercializador mayorista y minorista	<b>Impuesto al rodaje</b> Impuesto a los vehículos que usan gasolina o diésel	<b>ISC</b> Impuesto selectivo al consumo	<b>IGV</b> Impuesto General a las Ventas	<b>Margen comercial:</b> costo de transporte y margen la estación de servicio/grifo
-------------------------	--	---	--	---	---	--

Fuente: Elaboración del autor con información de MEM, Osinermin y CEPAL.

**CUADRO 15:** Consumidores regulados y rango de consumo para el gas natural

Categoría de consumidor regulado	Rango de consumo en m <sup>3</sup> /mes
<b>A (tarifas residenciales)</b>	<b>Hasta 300</b>
<b>B (pequeñas industrias y servicios)</b>	<b>De 301 hasta 17.500</b>
<b>C (pequeñas industrias y servicios)</b>	<b>De 17.501 hasta 300.000</b>
<b>D (industrias medianas)</b>	<b>De 300.001 hasta 900.000</b>

Fuente: Osinermin, Resolución Suprema N° 046-2010 y CEPAL.

desde el ducto Camisea a City Gate de Lima) y la tarifa única de distribución (red principal de distribución y otras redes de distribución).

**GLP**

El mercado nacional de GLP es atendido por empresas distribuidoras y comercializadoras nacionales y extranjeras, que operan bajo las regulaciones dispuestas por el OSINERMIN. Dentro de éste organismo, el Sistema de Control del Órdenes de Pedido (SCOP) interviene en la comercialización de GLP con el fin de reducir la informalidad en el comercio minorista.

En el año 2013, la producción promedio de GLP (incluyendo butano y propano) alcanzó 57.2 mbd, mientras que las ventas internas totalizaron un promedio de 48.3 mbd. El principal productor de GLP en el país al cierre del 2013 fue la empresa PETROPERU, con 64% del total; seguida por Repsol que produjo el 36% restante. Por otra parte, la distribución y comercialización de GLP se realiza según lo dispuesto en el reglamento de comercialización de GLP expedido por el MEM.<sup>13</sup> Las empresas

líderes en este segmento son Repsol (30% de participación en el mercado), Zeta Gas (14%), Lima Gas (10%) y Llama Gas (9%); que, a su vez, son importadoras de GLP.

Los precios del GLP son fijados en el marco de una libertad regulada, en el que los precios son establecidos por cada estación de servicio en observancia de límites establecidos por el regulador. En efecto, el OSINERMIN actualiza y publica periódicamente la banda de precios de comercializadores mayoristas y minoristas. El precio del GLP se fija en base a la siguiente fórmula tarifaria:

$$\text{PPS} = \text{PM} + \text{PPE} + \text{IGV}$$

PPS: precio promedio simple de venta por balón de 10 kg

<sup>13</sup> Decreto Supremo N° 01-94-EM, modificado y actualizado por el Decreto Supremo N° 001-2007-EM. Además, el Decreto Supremo N° 004-2007-EM regula las actividades de comercialización de los consumidores directos de GLP, las redes de distribución de GLP y los locales de venta de GLP.

PM: precio del mayorista (transporte, envasado, margen comercial)

PPE: precio de planta envasadora (transporte, almacenamiento, margen comercial)

IGV: impuesto general a las ventas

En la actualidad, el Fondo de Inclusión Social Energético (FISE) opera como un subsidio

exento a la regla de formación de precios del GLP. El FISE fue creado como un mecanismo de inclusión social destinado a segmentos vulnerables de la población y promueve el acceso a cilindros o balones de GLP a precios reducidos por medio de vales de descuento mensual.



# EVOLUCIÓN HISTÓRICA DEL SECTOR ENERGÉTICO

## Evolución de la matriz energética

### Período 1971-74

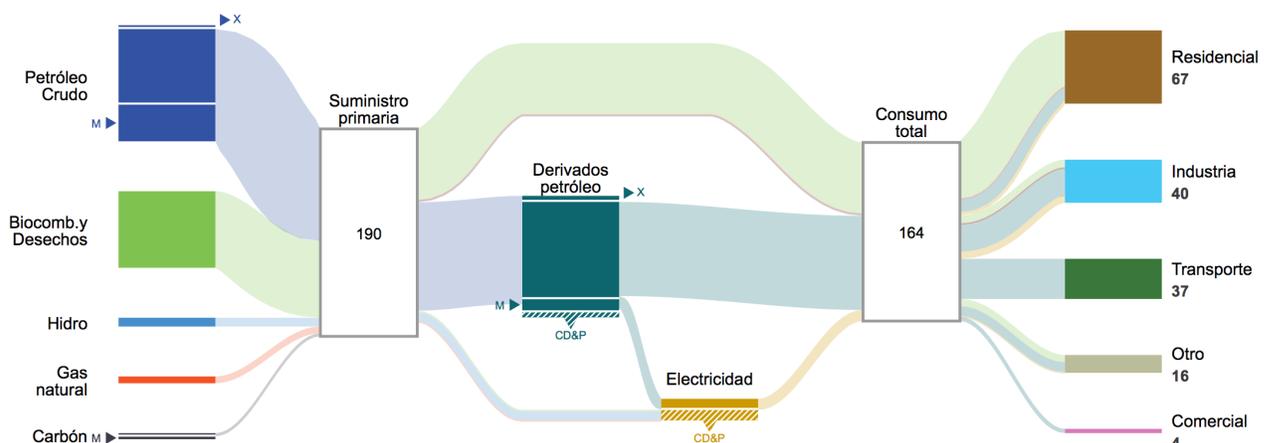
En este período, la matriz energética de Perú estuvo orientada fundamentalmente a suplir la demanda interna del país, lo cual resultó en valores de exportación muy poco significativos. En cuanto a los niveles de producción, tanto el petróleo crudo como los biocombustibles se destacaron como las principales fuentes de energía. Con respecto a las importaciones, solo

se reportaron valores referentes a hidrocarburos, con 10,16 mbepd de productos derivados del petróleo y 33,63 mbepd de crudo (el 50% del total producido).

### Consumo total de energía

El consumo total de energía se ubicó en 199,18 mbepd. El petróleo crudo con el 51% fue la principal fuente de consumo. Detrás se ubicaron los biocombustibles, con 70,2 mbepd, equivalentes al 35% del consumo total de energía. El porcentaje restante se distribuyó entre las importaciones de derivados del petróleo (con

### Todas las cifras en mbep/día



CUADRO 16

Electricidad, 1971-74	Insumos (mbepd)	Porcentaje	Consumo eléctrico (GWh)	Consumo eléctrico (mbepd)	Porcentaje
Combustibles líquidos	9,98	50,43	1.608	2,5	24,57
Gas natural	0,15	0,76	22,75	0,04	0,35
Hidrogenación	8,08	40,83	4.677	7,27	71,45
Biocombustibles	1,58	7,98	238	0,37	3,64
<b>Total</b>	<b>19,79</b>	<b>100</b>	<b>6.545,75</b>	<b>10,18</b>	<b>100</b>

Fuente: Cálculos propios a partir de los balances de la AIE.

el 5%) y el carbón (con el 1%) y otras fuentes de producción nacional como la energía hidráulica (con el 4%) y el gas natural (con el 3%).

### Electricidad

Entre 1971 y 1974 los insumos para la generación de energía eléctrica alcanzaron 19,79 mbepd, de los cuales el 50% fue para las centrales termoelectricas y el 41% para plantas hidroeléctricas. Respecto de esta última tecnología, se destaca la generación de la Central Santiago Antúnez de Mayolo, que inició operaciones en 1973 con tres turbinas Pelton y representó el 16,3% de la energía eléctrica generada para ese año. Esta central forma parte del proyecto Central Hidroeléctrica de Mantaro, que luego se convertiría en el principal complejo hidroeléctrico del país.

Por su parte, el consumo eléctrico total fue de 6.546 GWh, de origen predominantemente

hidroeléctrico ya que esta fuente aportó más del 70% del total. Los combustibles líquidos contribuyeron con el 24,6% del total, mientras que el porcentaje restante correspondió al gas natural y los biocombustibles, tal como se observa en el siguiente cuadro.

### Consumo final por sectores

El consumo sectorial para este período alcanzó 164 mbepd. El mayor consumo de energía en Perú se generó en el sector residencial, con 67,19 mbepd, equivalentes al 41% del total reportado. En segundo lugar se colocó la industria, con el 24% del total, seguida por el transporte, con el 22% del total. El 12% restante fue empleado por “otros” sectores de consumo (el 10%) y el sector comercial (el 2%).

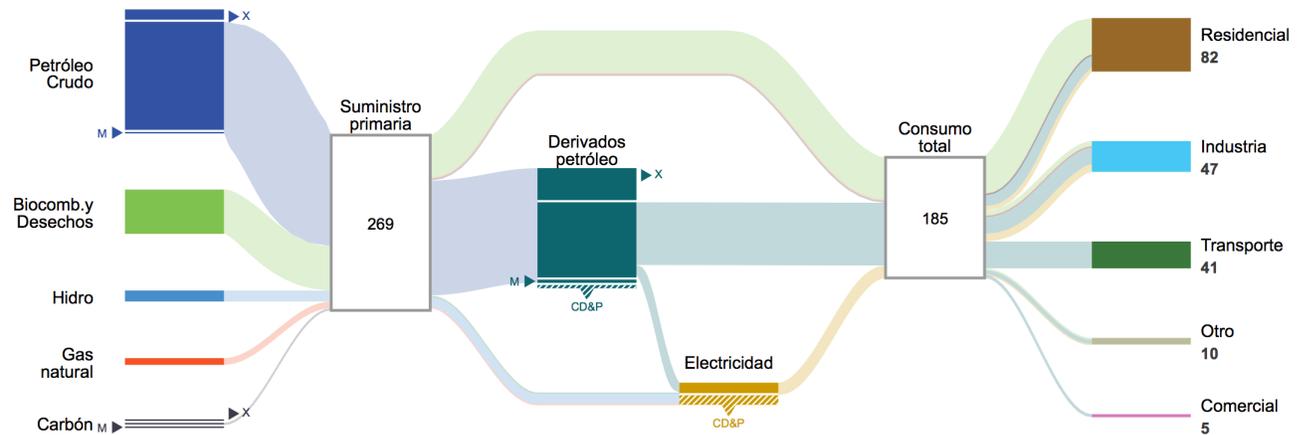
Los combustibles líquidos abastecieron toda la demanda del sector transporte y del comercio, mientras que la fuente de energía

CUADRO 17

Consumo por sectores	Industrial	Transporte	Residencial	Comercial	Otros
Carbón	4,05%	0%	0%	0%	0%
Combustibles líquidos	62%	100%	18%	100%	55%
Gas natural	0%	0%	1%	0%	0%
Biocombustibles	18%	0%	76%	0%	41%
Electricidad	16%	0%	5%	0%	4%
<b>Total</b>	<b>100%</b>	<b>100%</b>	<b>100%</b>	<b>100%</b>	<b>100%</b>

Fuente: Cálculos propios a partir de los balances de la AIE.

Todas las cifras en mbep/día



de mayor consumo en el sector residencial la constituyeron los biocombustibles, con el 76% del total. El sector industrial presentó el mayor consumo de electricidad.

### Período 1984-87

La principal fuente de energía primaria del país en este período fue el petróleo crudo, con el 66% del total. Esta fuente tuvo una reducción del 96% en las importaciones de crudo respecto del período 1971-74, mientras que el gas natural mostró un incremento mayor al 60% en comparación con el mismo período. Por su parte, el 30% de la producción de derivados del petróleo se destinó a la exportación. Este volumen superó en más de 13 veces las exportaciones del período anterior.

### Consumo total de energía

El consumo total de energía del país alcanzó 274,29 mbepd, lo que implica un incremento del 38% con respecto al período anterior. Del total de energía consumida, el 62% provino del petróleo crudo. La segunda fuente en importancia en el consumo correspondió a los biocombustibles, que con 68,02 mbepd aportaron

el 25% del total. La energía hidráulica, por su parte, suministró el 6% del consumo total, con 16,85 mbepd; seguida por el gas natural, con el 4% del total. El 3% restante fue provisto por los combustibles líquidos (el 2%) y el carbón (el 1%).

### Electricidad

Los insumos para la generación de electricidad demandaron 34,02 mbepd. Este consumo fue mayor en un 72% que el consumo de 1971-74. La principal fuente empleada en esta categoría continuó siendo la hidrogenación, con 16,85 mbepd (una cifra superior en el 109% a la del período anterior) equivalentes al 50% del total. A esta fuente le siguieron los combustibles líquidos, con un aporte del 43% del total, mientras que el 7% restante correspondió al gas natural (el 4%) y a las fuentes renovables (el 3%).

Por su parte, el consumo eléctrico total para este período fue de 12.707 GWh, lo que representa un aumento cercano al 95% con relación al período anterior. Del consumo total, el 77% fue despachado desde centrales hidroeléctricas como resultado de su alta eficiencia en el proceso de transformación. En segundo lugar se ubicaron los combustibles líquidos,

CUADRO 18

Electricidad, 1984-87	Insumos (mbepd)	Porcentaje	Consumo eléctrico (GWh)	Consumo eléctrico (mbepd)	Porcentaje
Combustibles líquidos	14,70	43,21	2.520	3,81	19,83
Gas natural	1,47	4,32	281	0,43	2,21
Hidrogenación	16,85	49,53	9.756	14,76	76,78
Biocombustibles	1	2,94	150	0,23	1,18
<b>Total</b>	<b>34,02</b>	<b>100</b>	<b>12.707</b>	<b>19,23</b>	<b>100</b>

Fuente: Cálculos propios a partir de los balances de la AIE.

con una contribución del 20%, mientras que el 3% restante se distribuyó entre el carbón y los biocombustibles.

#### Consumo final por sectores

El consumo sectorial para este período llegó a 185 mbepd. El sector residencial se mantuvo como el de mayor consumo con 82,22 mbepd, equivalentes al 44% del total. Le siguieron el sector industrial y el transporte, con el 25% y el 22% respectivamente. El 9% restante fue consumido por el sector comercial (el 3%) y “otros” sectores (el 6%).

En referencia a las fuentes de energía, los combustibles líquidos conservaron su posición como principal fuente de consumo del sector transporte y del comercial. La demanda de electricidad subió 9 puntos porcentuales en el consumo industrial y 3 para el caso del sector residencial. En este sector la participación

relativa de los biocombustibles pasó del 76% entre 1971 y 1974 al 67% entre 1984 y 1987.

#### Período 1999-2002

Durante este período, el petróleo crudo se mantuvo como la primera fuente de generación de energía. Las importaciones crecieron de forma notable como resultado de un mayor consumo de petróleo crudo y de sus productos derivados. En el caso de las energías primarias, el crudo aportó el 86% de las importaciones con 67,73 mbepd. Asimismo, se destaca la incursión en la producción de otras fuentes de energía como la solar y la eólica.

#### Consumo total de energía

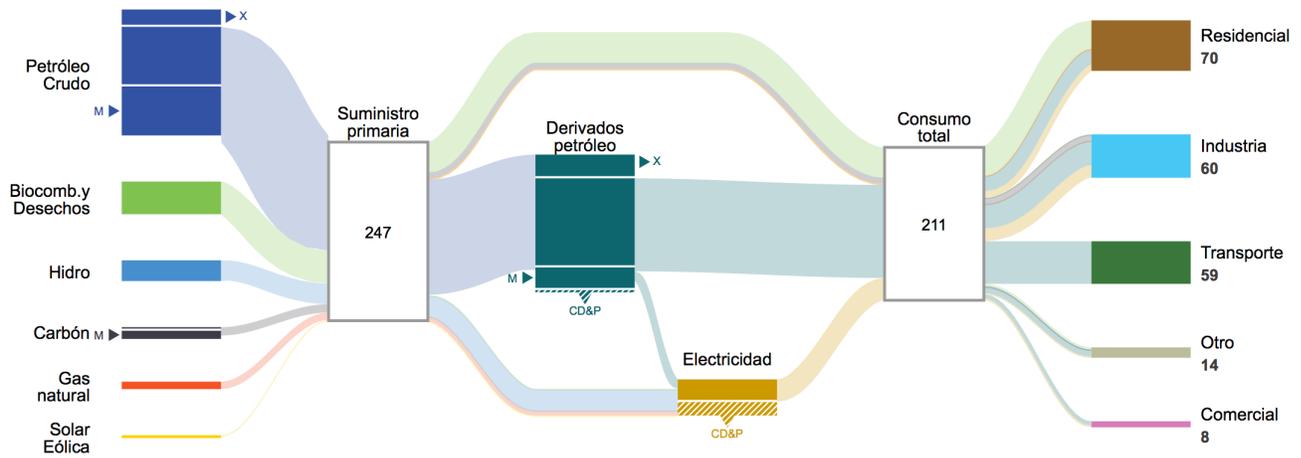
El consumo total de energía fue de 280,88 mbepd, cifra que refleja un incremento del 2% respecto del período anterior. El petróleo crudo constituyó nuevamente la principal fuente

CUADRO 19

Consumo por sectores	Industrial	Transporte	Residencial	Comercial	Otros
Carbón y productos del carbón	5%	0%	0,4%	0%	0%
Combustibles líquidos	53%	100%	23%	100%	64%
Gas natural	2%	0%	1,6%	0%	0%
Biocombustibles	15%	0%	67%	0%	27%
Electricidad	25%	0%	8%	0%	9%
<b>Total</b>	<b>100%</b>	<b>100%</b>	<b>100%</b>	<b>100%</b>	<b>100%</b>

Fuente: Cálculos propios a partir de los balances de la AIE.

Todas las cifras en mbep/día



de consumo, con una contribución de 155,48 mbepd, el 55% del total. No obstante, este consumo implica una reducción del 9% con relación al período anterior. Al petróleo crudo le siguieron los biocombustibles (con el 16% del total), la energía hidráulica (con el 10% del total) y los combustibles líquidos (con el 10% del total). El 5% restante fue provisto por el carbón (con el 4% del total) y la energía solar y eólica (con menos del 1%).

**Electricidad**

El total de insumos para la generación de electricidad alcanzó 49,91 mbepd. Este consumo

muestra una suba del 35% en comparación con el período anterior. De manera similar a lo ocurrido en 1971-74 y 1984-87, la fuente predominante fue la hidroeléctrica, con el 57% del total, seguida por los combustibles líquidos, con el 26% del total. El gas natural, por su parte, superó en más de tres veces el aporte del período anterior, con 5 mbepd.

Con un total de 20.428 GWh la generación de electricidad creció un 60% respecto del período 1984-87. De este total, el 81% provino de centrales hidroeléctricas; en tanto, los combustibles líquidos suministraron un 12%, mientras que el 7% restante fue abastecido

**CUADRO 20**

Electricidad, 1999-02	Insumos (mbepd)	Porcentaje	Consumo eléctrico (GWh)	Consumo eléctrico (mbepd)	Porcentaje
Carbón	2,07	4,15	360	0,54	1,76
Combustibles líquidos	12,97	26	2.414	3,64	11,82
Gas natural	5,10	10,22	902	1,36	4,42
Hidrogenación	28,65	57,41	16.587	25,03	81,20
Biocombustibles	1,11	2,22	165	0,25	0,81
<b>Total</b>	<b>49,90</b>	<b>100</b>	<b>20.428</b>	<b>30,82</b>	<b>100</b>

Fuente: Cálculos propios a partir de los balances de la AIE.

CUADRO 21

Consumo por sectores	Industrial	Transporte	Residencial	Comercial	Otros
Carbón y productos del carbón	14%	0%	0%	0%	0%
Combustibles líquidos	57%	100%	30%	68%	66%
Biocombustibles	0%	0%	56%	0%	21%
Electricidad	29%	0%	13%	32%	12%
Solar y eólica	0%	0%	2%	0%	0%
<b>Total</b>	<b>100%</b>	<b>100%</b>	<b>100%</b>	<b>100%</b>	<b>100%</b>

Fuente: Cálculos propios a partir de los balances de la AIE.

principalmente por centrales termoeléctricas a base de gas y de carbón, tal como se observa en el siguiente cuadro.

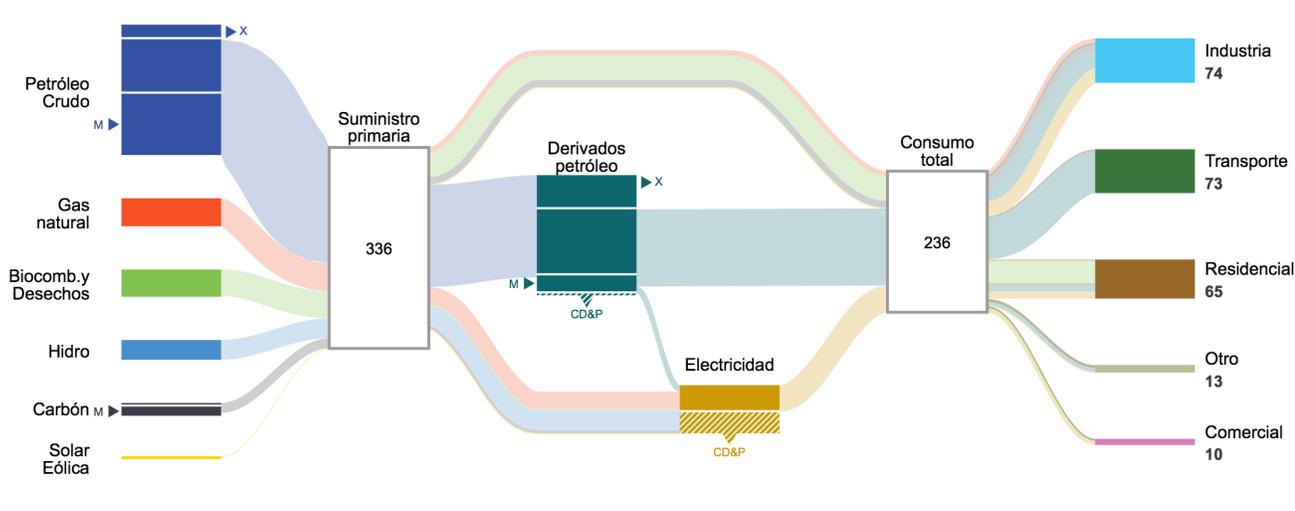
### Consumo final por sectores

El sector residencial mantuvo su posición como el sector de mayor consumo energético, con el 33% del total (211,35 mbepd). Sin embargo, redujo su consumo en un 15% con relación al período anterior. Detrás se ubicaron la industria, con el 29%, y el transporte, con el 28% del total. Ambos sectores aumentaron su consumo de energía en un 27% y un 43% respectivamente. El sector comercial, por su parte, contribuyó con 8,33 mbepd, cifra que representa el 4% del

total y una expansión del 76%. El 7% restante correspondió a los “otros” sectores.

El consumo de energía eléctrica subió un 4% en el sector industrial, en tanto que el sector comercial comenzó a utilizarla con un aporte del 32% del total, que desplazó la contribución del consumo de los combustibles líquidos al 68% del total. Sin embargo, estos insumos abastecieron todo el consumo del sector transporte. Por otra parte, los biocombustibles dejaron de participar en el consumo total del sector industrial, mientras que el consumo de gas natural prácticamente dejó de intervenir en el consumo sectorial, con un aporte menor al 1% del consumo industrial y residencial.

### Todas las cifras en mbep/día



CUADRO 22

Electricidad, 2005-08	Insumos (mbepd)	Porcentaje	Consumo eléctrico (GWh)	Consumo eléctrico (mbepd)	Porcentaje
Carbón	4,81	5,97	836	1,29	2,90
Combustibles líquidos	10,78	13,37	1.500	2,32	5,21
Gas natural	29,30	36,34	6.928	10,72	24,05
Hidrogenación	33,02	40,96	19.120	29,59	66,38
Biocombustibles	2,71	3,36	421	0,65	1,46
<b>Total</b>	<b>80,62</b>	<b>100</b>	<b>28.805</b>	<b>44,57</b>	<b>100</b>

Fuente: Cálculos propios a partir de los balances de la AIE.

### Período 2005-08

El petróleo crudo continuó siendo la fuente de energía primaria de mayor importancia, con un suministro del 47% del total. Por otro lado, el gas natural tuvo un crecimiento notable al superar en más de cuatro veces la producción del período anterior. Este aumento fue consecuencia del inicio de la explotación de los yacimientos de gas de Camisea, en agosto de 2004. Las importaciones de energía primaria subieron un 49%, mientras que las importaciones de combustibles líquidos se mantuvieron constantes. Por último, las exportaciones se incrementaron en 80% impulsadas por el gas natural.

### Consumo total de energía

El consumo total de energía alcanzó 363,45 mbepd, un 29% más que en el período 1999-2002. Nuevamente, la principal fuente de consumo fue el petróleo crudo, con 192,3 mbepd (el 53% del total), aunque el gas natural reflejó una expansión extraordinaria al exceder en más de cuatro veces el consumo del período anterior y representar el 13% del total. La misma participación tuvieron los biocombustibles, que aportaron 45,55 mbepd, mientras que la energía hidráulica contribuyó con el 9% del total. El porcentaje restante se repartió entre los combustibles líquidos (el 7%), el carbón (el 5%) y la energía proveniente de las fuentes solar y eólica (con menos del 1%).

### Electricidad

Los insumos totales para la generación de energía eléctrica llegaron a 80,62 mbepd, lo que implica un aumento del 62% con relación al período 1999-2002. La energía hidráulica fue la principal fuente de insumos, con el 41% del total, seguida por el gas natural y los combustibles líquidos, que representaron el 36% y el 14% respectivamente. El 9% restante provino del carbón (el 6%) y los biocombustibles (el 3%).

Los insumos totales fueron transformados para generar 28.805 GWh, cifra que implica un crecimiento del 45% respecto del período anterior. La energía hidráulica fue la principal fuente de despacho de carga con el 66% del total. El gas natural, por su parte, presentó una participación del 24%; detrás se ubicaron los combustibles líquidos (con el 5%) y el carbón (con el 3%). El siguiente cuadro muestra la participación del resto de las fuentes.

### Consumo final por sectores

Durante este período, el consumo sectorial alcanzó 236,13 mbepd. Al desagregar este número, el sector residencial quedó situado en el tercer lugar entre los sectores de mayor consumo de energía, con una participación del 28% del total (65,32 mbepd), mientras que la industria y el transporte pasaron a liderar el consumo con

CUADRO 23

Consumo por sectores	Industrial	Transporte	Residencial	Comercial	Otros
Carbón	16%	0%	0%	0%	0%
Combustibles líquidos	41%	99%	19,7%	33%	71,5%
Gas natural	10%	1%	0,3%	1,9%	1,6%
Biocombustibles	0%	0%	60%	0,8%	14%
Electricidad	33%	0%	19%	63,5%	12,4%
Solar y eólica	0%	0%	1%	0,7%	0,6%
<b>Total</b>	<b>100%</b>	<b>100%</b>	<b>100%</b>	<b>100%</b>	<b>100%</b>

Fuente: Cálculos propios a partir de los balances de la AIE.

cifras muy similares de participación: 74 mbepd, equivalentes al 31% del total. Estas variaciones muestran que el sector residencial continúa mejorando la eficiencia de las fuentes de consumo, al tiempo que el transporte y la industria siguen creciendo de forma sostenida. El comercio, por su parte, aportó el 4% del consumo total, con 10,33 mbepd, lo que marca una suba de casi el 100% en su consumo de electricidad respecto del período anterior.

## Evolución institucional del sector energético

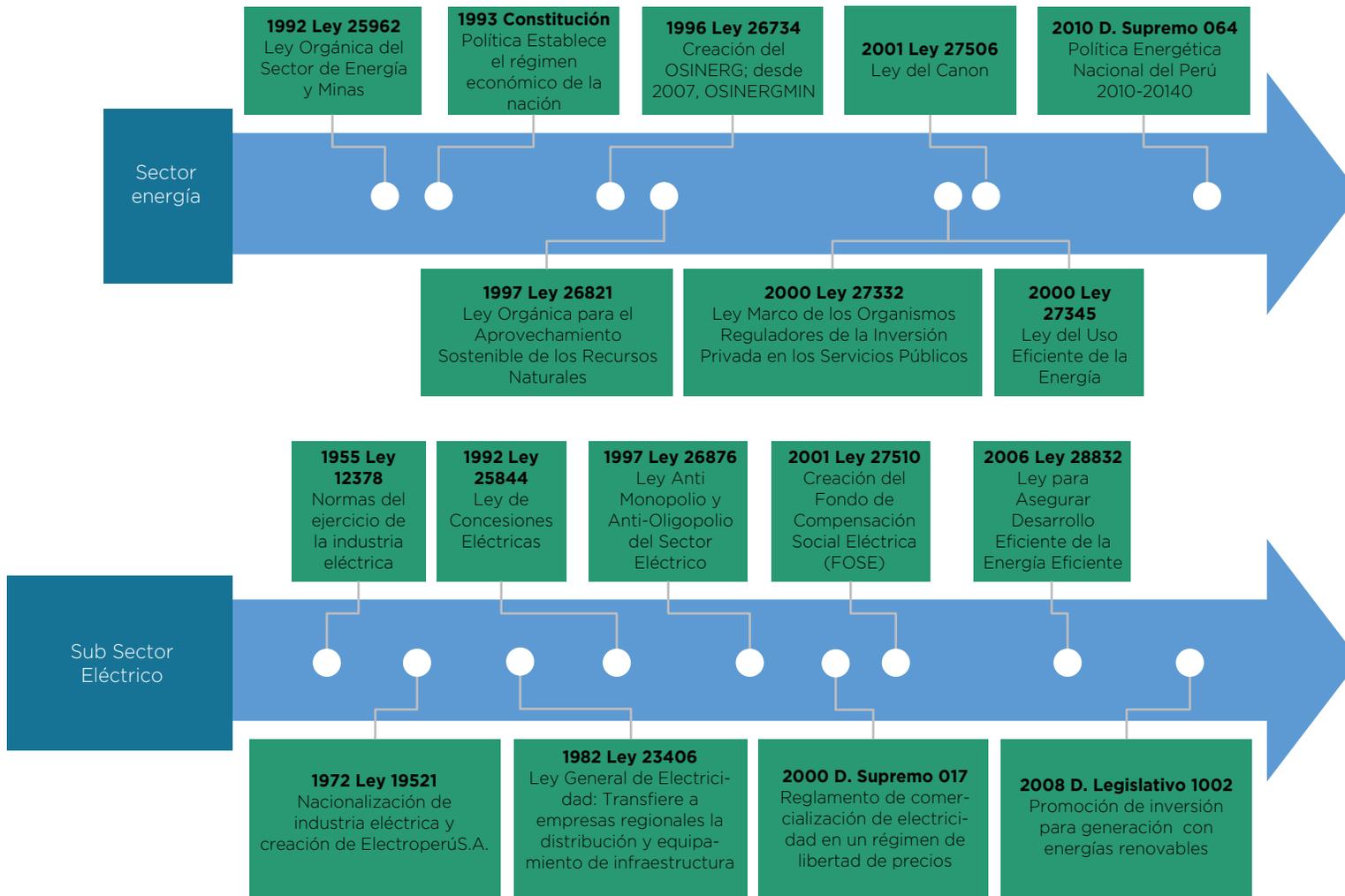
### Principales reformas

Las reformas más recientes en el sector energía se inician con la promulgación de la Constitución de 1993, que se ocupó de establecer principios del régimen económico peruano, que inspirarían las reformas legales e institucionales que tuvieron lugar en los años posteriores. La Constitución para este año incorpora en el “Título III del Régimen Económico”, la regulación y la organización industrial e institucional del sector energético peruano actual.

Previamente a 1993, el subsector eléctrico en Perú fue protagonista de cambios y hechos importantes, entre los que cabe mencionar los siguientes:

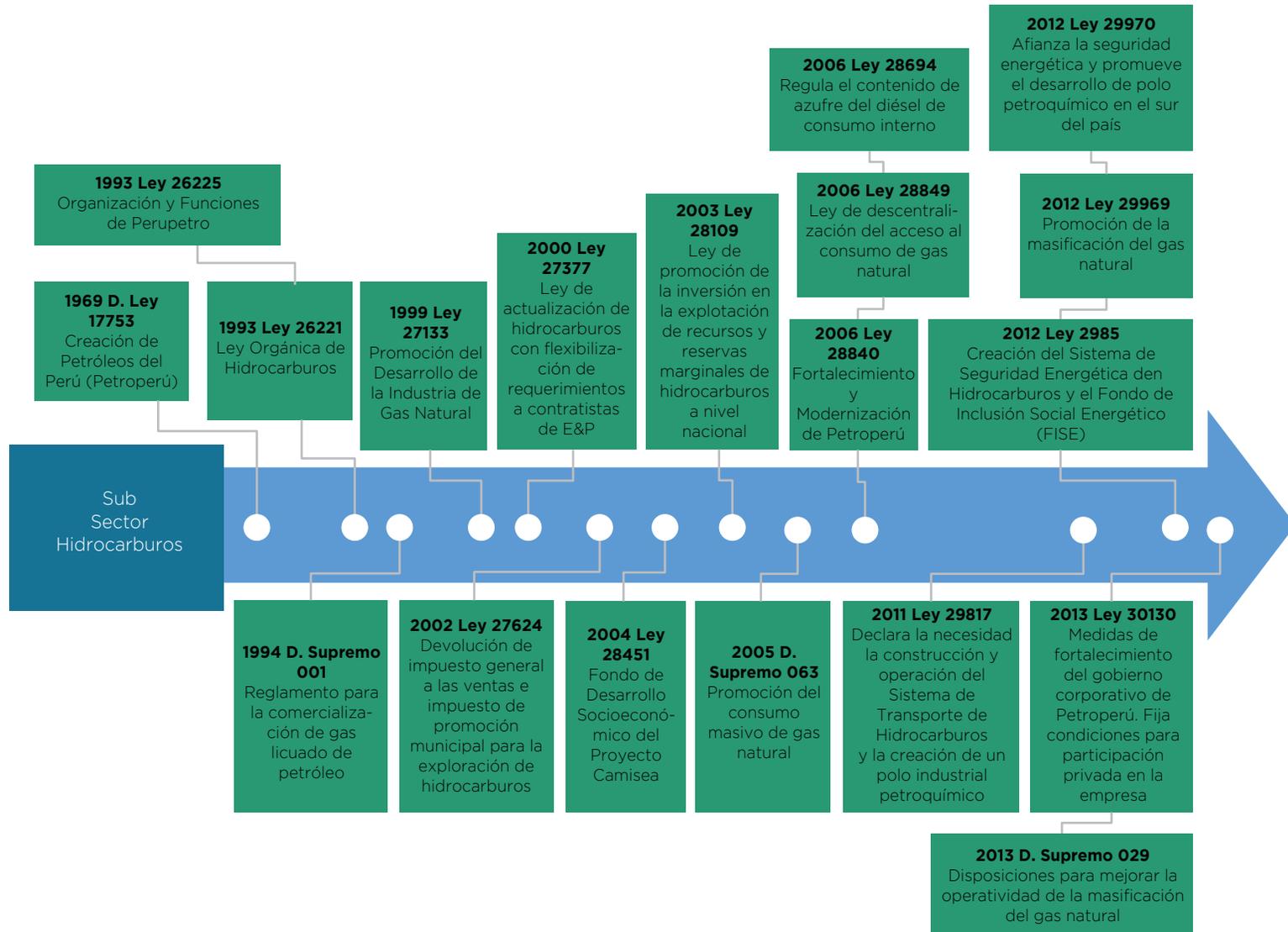
- i. En 1955 fue promulgada la Ley N° 12378, que estableció las normas aplicables a las diversas actividades del subsector eléctrico, como la generación, la transformación, la transmisión, la distribución y la compraventa de electricidad. Asimismo, dispuso que el servicio eléctrico tuviera la naturaleza de servicio público, fijó los lineamientos para la participación extranjera y de capital privado, y creó la Comisión Nacional de Tarifas, que para entonces regulaba las tarifas del servicio público de electricidad.
- ii. En 1972, durante la dictadura militar, se nacionalizó la actividad eléctrica en el país y, por medio de la Ley N° 19521, se instituyó Electroperú S.A., que sería la empresa estatal a cargo de todas las actividades del subsector: la generación, la transmisión y la distribución. En ese marco, las empresas extranjeras que participaban en el sector en ese momento debieron vender sus acciones al Estado peruano.
- iii. En 1982, con la publicación de la Ley N° 23406, se inició un proceso de descentralización del servicio público de electricidad, que le permitió a Electroperú encargar su prestación a empresas regionales y de interés local (autorizadas por el Ministerio de Energía y Minas) pero excluyó la posibilidad de transferir el control de la actividad

Evolución del marco regulador del sector energético, el subsector eléctrico y el subsector de hidrocarburos



(continúa en la página siguiente)

Evolución del marco regulador del sector energético, el subsector eléctrico y el subsector de hidrocarburos (continuación)



a empresas privadas. En esta ley también se definió la estructura del subsector eléctrico, con la creación de la Dirección General de Electricidad (DGE) del MEM y la Comisión de Tarifas Eléctricas (CTE). Además, se le otorgó a Electroperú la responsabilidad de la actividad empresarial, en nombre del Estado, en lo referido al servicio público de electricidad.

Para entonces, existía una escasa inversión en el subsector eléctrico, las tarifas del servicio de electricidad no se diferenciaban según la actividad económica y la electrificación en el país era incipiente (el coeficiente de electrificación no superaba el 45% de la población). En este contexto, el año 1992 se abrió paso una reforma de la industria eléctrica nacional que se materializó con la Ley de Concesiones Eléctricas (LCE). Ésta incluyó disposiciones como la apertura del subsector a las inversiones privadas en actividades de generación, transmisión y distribución de electricidad en el país; la instauración del régimen de libertad de precios en condiciones de competencia y un sistema de precios regulados; la definición de las funciones de la Comisión de Tarifas de Energía, antes denominada, Comisión de Tarifas Eléctricas; el establecimiento de las condiciones de las concesiones temporales y definitivas; la creación del Comité de Operación Económica del Sistema Interconectado Nacional (COES) y el establecimiento del sistema de precios de electricidad para cada actividad (tarifas y compensaciones del sistema de transmisión y distribución) y la desagregación tarifaria según el tipo de usuario. Además, la LCE trajo consigo la creación del mercado mayorista de electricidad que estableció los mecanismos de compensaciones y transferencias entre sus participantes.

Con la entrada en vigencia de la Constitución Nacional del año de 1993, se

reconoció la importancia social y económica de las actividades propias del sub-sector eléctrico y la distribución de gas combustible (gas natural y GLP). En efecto, dispuso que éstos estuvieran sometidos a un régimen legal, institucional y regulatorio especial, cuyo fin sería garantizar su prestación, cobertura, calidad y expansión para beneficio de todos los ciudadanos. En el logro de aquello, crea nuevas instituciones con perfiles diversos como la OSINERG (regulador), al tiempo que le abría espacio a la iniciativa privada. La constitución también consagra principios fundamentales referidos a la propiedad de los hidrocarburos, su desarrollo, aprovechamiento y participación del Estado peruano en la renta derivada de su explotación.

En 1996, por medio de la ley N°26734, se crea el Organismo Supervisor de la Inversión en Energía (OSINERG), otorgando y definiendo las funciones de regulador, supervisor y fiscalizador de las actividades que desarrollen personas jurídicas y naturales en los sub-sectores de electricidad e hidrocarburos.

En el año 1997 se promulga la Ley N° 26821 o Ley Orgánica de Aprovechamiento Sostenible de los Recursos Naturales, que consagra que los particulares pueden utilizar y explotar los recursos naturales, definidos en su Artículo 3 como “todo componente de la naturaleza, susceptible de ser aprovechado por el ser humano para la satisfacción de sus necesidades y que tenga un valor actual o potencial en el mercado (...)”. Este mismo año la promulgación de la Ley N°26876 de 1997, desincentivó la existencia de monopolios y oligopolios en el subsector eléctrico. Esta ley indica que las concentraciones de tipo horizontal o vertical en las actividades de generación y/o de transmisión y/o de distribución de energía eléctrica, estarán sujetos a la autorización previa del regulador según los procedimientos contenidos en esta ley. Si la concentración supone un 15% o mayor del mercado, se debe obtener una autorización de la Comisión

de Libre Competencia del Instituto Nacional de Defensa de la Competencia y de la Protección de la Propiedad Intelectual (INDECOPI).

Años más tarde, el Decreto Supremo N° 017 de 2000 introdujo modificaciones en la Ley de Concesiones Eléctricas en cuanto a la aprobación de un reglamento para la comercialización de electricidad en un régimen de libertad de precios, así como respecto de los requisitos y condiciones de estos contratos. Desde entonces, los contratos deben separar los precios de electricidad para cada uno de los segmentos del subsector (generación, transmisión, distribución, comercialización y otros pertinentes) y especificar las condiciones de calidad de prestación del servicio. El decreto también realizó cambios en la calificación de los clientes no sujetos a regulación de precios. Durante ese año se produjo la interconexión física de los Sistemas Interconectados Centro, Norte y Sur, conformando el Sistema Eléctrico Interconectado Nacional (antes denominado SINAC, actualmente SEIN). Al año siguiente, en 2001, nació el Fondo de Compensación Social Eléctrica (FOSE), dirigido a favorecer el acceso al servicio público eléctrico, y la permanencia en él, de usuarios residenciales con consumos menores a 100 kWh por mes, comprendidos en la opción tarifaria BT5 residencial, a través de la aplicación de reducciones tarifarias.

En 2004 una sequía provocó una crisis en el subsector eléctrico de Perú, lo que llevó a repensar el modelo eléctrico tal y como estaba concebido (en ese entonces, la mayoría de la electricidad del país era generada en hidroeléctricas). Según Osinergmin, durante ese año los costos marginales se elevaron 5 veces en comparación con los registrados en los años anteriores, lo que originó la reticencia de las empresas generadoras a renovar contratos con las empresas distribuidoras que pagaban una tarifa regulada para atender el servicio público de electricidad. Para hacer frente a la

emergencia, el gobierno peruano promulgó el Decreto de Urgencia N° 007, de 2004. En 2006, la Ley N° 28832 efectuó otra reforma del sector, que incluyó nuevas reglas sobre las políticas de precios, y estableció las subastas de energía como un mecanismo diseñado para que los precios de generación de energía se deriven del mercado y no de un proceso administrativo. Las subastas que operan como licitaciones generan contratos a largo plazo y a precios firmes para atender el mercado regulado. Esta ley también definió nuevas condiciones de regulación para la transmisión por medio de los contratos BOOT (build, own, operate and transfer), con el fin de recuperar la inversión a través de una remuneración regulada y estable de dichas inversiones. Estos contratos, que tienen una vigencia de 30 años, suscitaban una mayor confianza de los inversionistas que llegaron al país. En 2008 se introdujo una reforma adicional relacionada con la promoción de la inversión para la generación eléctrica con el uso de recursos energéticos renovables (RER). El Decreto Legislativo N° 1002 determinó que cada año debía generarse un 5% de energía a partir de los RER, incorporó incentivos a la investigación y el desarrollo de proyectos de generación con RER, fijó las condiciones para la comercialización de energía y potencia generada con RER, definió el pago de uso por redes de distribución, dispuso las tarifas reguladas de generación a partir de dichas fuentes, así como el despacho y el acceso a las redes eléctricas de transmisión y distribución.

En cuanto al subsector de hidrocarburos, es importante referirse al régimen de contrato petrolero que ha previsto el ordenamiento jurídico nacional desde sus orígenes hasta el modelo actual de concesión moderna.

Hasta el año 1991, la empresa estatal de PETROPERU S.A. tenía el monopolio de todas las actividades del subsector de hidrocarburos, excepto las actividades upstream (E&P), las que estaban a cargo principalmente de empresas

extranjeras. En 1993 se produce una reforma sustancial del subsector con la promulgación de la Ley Orgánica de Hidrocarburos (Ley N°26221) que introdujo incentivos para la inversión extranjera y estableció una modalidad de fijación de los precios internos de los productos derivados de los hidrocarburos, en función de los precios internacionales. Adicionalmente, definió las características y condiciones de las modalidades de contratos de E&P (contratos de licencia y contratos de servicios). Este mismo año se promulgó la Ley N° 26225, que estableció la organización y funciones de PERUPETRO. Más adelante en el año 2000, la entrada en vigencia de la Ley N° 27377 de Actualización de Hidrocarburos flexibilizó los requisitos a los contratistas, ampliando los plazos de la fase de exploración y modificando las condiciones de pago de las regalías y las retribuciones de los contratos de servicios (definidos inicialmente en el Decreto Supremo N° 049 de 1993). El año 2002 con la expedición de la Ley N°27624, se autorizó la devolución definitiva del Impuesto General a las Ventas (IGV) y del Impuesto de Promoción Municipal a las empresas que realicen actividades de exploración en el país.

Más adelante, en 2000, la entrada en vigencia de la Ley N° 27377 de Actualización de Hidrocarburos flexibilizó los requisitos a los contratistas: amplió los plazos de la fase de exploración y modificó las condiciones de pago de las regalías derivadas de los contratos de licencias y las retribuciones de los contratos de servicios (definidos inicialmente en el Decreto Supremo N° 049 de 1993). En 2002, con la expedición de la Ley N°27624, que reformó la Ley Orgánica de 1993, se autorizó la devolución definitiva del Impuesto General a las Ventas (IGV) y del Impuesto de Promoción Municipal que pagan las empresas que realizan actividades de exploración en el país.

En cuanto al ordenamiento legislativo vinculado con los combustibles líquidos se destaca

la entrada en vigencia de las siguientes normas jurídicas:

- El Decreto N° 051 de 1993 que definió las normas para la refinación y el procesamiento de hidrocarburos.
- El Decreto N° 030 de 1998 que contiene el Reglamento para la comercialización de combustibles líquidos y otros productos derivados de los hidrocarburos, cuyo ámbito de aplicación incluye medios de transporte, grifos y estaciones de servicio. Este decreto fue modificado por el Decreto Supremo N° 045 de 2001, en el que se amplió el alcance del reglamento a plantas de abastecimiento en aeropuertos, terminales, consumidores directos, distribuidores mayoristas, importadores/exportadores y distribuidores minoristas. La última modificación fue realizada en 2004.
- La Ley N° 28054 de 2003 de Promoción de biocombustibles que estableció el marco general para promover el desarrollo del mercado de los biocombustibles sobre la base de la libre competencia y el libre acceso a la actividad económica.
- La Ley N°28694 de 2006 que reguló el contenido de azufre en el combustible diésel.

En el caso del gas natural, se destaca la Ley N° 27133 de 1999 cuyo fin fue la promoción del desarrollo de la industria del gas natural. Esta ley fomentó la competencia y propició la diversificación de las fuentes energéticas. También, definió procedimientos adicionales para la explotación de las reservas probadas de gas natural y al otorgamiento de las concesiones para el transporte de gas y/o condensados y/o distribución de gas por ductos; y estableció las condiciones para calcular el pliego tarifario para el transporte y distribución de gas natural. Más tarde, en 2004, se promulga la Ley N° 28451 que crea

el Fondo de Desarrollo Socioeconómico del Proyecto Camisea (FOCAM), fondo destinado a contribuir al desarrollo sostenible de los departamentos por los que pasan los ductos principales que contienen hidrocarburos de los Lotes 88 y 56, el bienestar de las comunidades de su área de influencia y la preservación del medio ambiente. Al año siguiente, se expide el Decreto Supremo N° 063 de 2005 con el objeto de masificar el uso del gas natural en los mercados industrial, comercial, doméstico y vehicular en todo el territorio nacional. Se estableció entonces, el régimen para la comercialización del GNC y GNL, requerimientos para estaciones de compresión y licuefacción, y normas de seguridad y abastecimiento, entre otros. En 2006 la Ley N° 28849 dispuso los lineamientos para la descentralización del acceso al gas natural para incentivar su consumo en las circunscripciones territoriales del país distintas a las provincias de Lima y Callao. Además, se establecen los precios del gas natural en boca de pozo y las tarifas de transporte y distribución.

El año 2007 la Ley N° 28964 le transfirió las competencias de supervisión y fiscalización de la gran y mediana minería a OSINERGMIN. Desde entonces, esta institución es el ente regulador del subsector eléctrico por medio de la Gerencia de Fiscalización Eléctrica (GFE).

En 2011, se promulga la Ley N° 29817 que declaró de interés nacional la construcción y operación del sistema de transporte de hidrocarburos (gas natural, líquidos de gas natural y derivados) y la creación de un polo industrial petroquímico en el sur del país. La ley también indica que PETROPERU participará conjuntamente en este segmento con inversionistas privados que cuenten con concesiones otorgadas. Dos años más tarde el Decreto N°029 emitió nuevas disposiciones para mejorar la operatividad de la masificación del gas natural

bajo un criterio de inclusión social en el sector residencial.

En cuanto al GLP se destaca el reglamento de comercialización del año 1994. Este reglamento entró en vigencia por medio del Decreto N° 001, que siguiendo los lineamientos de la Ley Orgánica de 1993, indica el procedimiento para su producción, comercio exterior, almacenamiento, envasado, transporte y venta al público. En 1997, se emite el reglamento para los establecimientos de venta de GLP para uso automotor (Decreto Supremo N° 019).

Desde el año 2007 se incluyó al GLP en el Fondo para la Estabilización de Precios de los Combustibles Derivados del Petróleo (FEPC), en virtud del Decreto de Urgencia N° 011 de dicho año. En 2010 (Decreto de Urgencia N° 027), se realizaron ajustes a la operatividad del Fondo con el fin de enfocar sus intervenciones a los sectores de la economía más vulnerables al comportamiento del precio del petróleo, generando una menor variación del precio del GLP y realizando compensaciones tarifarias de electricidad para los hogares más vulnerables del país. En 2012, con la promulgación de la Ley N° 29852 se crea el Fondo de Inclusión Social Energético (FISE). El FISE busca brindar acceso a GLP a precios reducidos en sectores vulnerables urbanos y rurales.

### **Nacionalización y eliminación de integración vertical del subsector electricidad**

incluir bajo ella estos dos párrafos: Durante el gobierno militar del año 1972 se nacionalizó la industria eléctrica. Este año, se promulga la Ley Normativa de Electricidad (Ley N° 19521) con la que se crea ELECTROPERU S.A. como empresa pública del sector eléctrico que tenía a cargo la participación y gestión del Estado en las actividades de generación, transmisión, distribución y comercialización de energía eléctrica en todo el país.

En 1982 la “Ley General de Electricidad” (Ley N° 23406) buscó la descentralización de la cadena de valor del subsector. En este contexto, ELECTROPERU S.A. transfiere la distribución de energía a empresas regionales y, en años posteriores, formó empresas de generación y transmisión, privatizando algunas de éstas. La LCE menciona algunos lineamientos que regulan los actos de concentración de tipo vertical y horizontal en las actividades de generación, transmisión y/o distribución de energía eléctrica. Este punto fue modificado por el artículo 13 de la Ley Antimonopolio y Anti-Oligopolio del Sector Eléctrico (Ley N° 26876 de 1997) que indica que “las actividades de generación y/o de transmisión pertenecientes al Sistema principal y/o de distribución de energía eléctrica, no podrán efectuarse por un mismo titular o por quien ejerza directa o indirectamente el control de éste, salvo lo dispuesto en la presente Ley. Quedan excluidos de dicha prohibición, los actos de concentración de tipo vertical u horizontal que se produzcan en las actividades de generación y/o de transmisión y/ o de distribución, que no impliquen una disminución, daño o restricción a la competencia y la libre concurrencia en los mercados de las actividades mencionadas o en los mercados relacionados”. En relación con estas reformas y transformaciones del sector eléctrico en el país, surge el Mercado Eléctrico Nacional (MEN), cuyos participantes son: i) las empresas que venden la energía, que en el caso peruano, son empresas distribuidoras y generadoras y ii) clientes finales, que pueden pertenecer al mercado de clientes libres o al mercado regulado. Este último está integrado mayoritariamente por los clientes del servicio público de electricidad.

### Proyecto Camisea

El gas de Camisea marca un hito en la historia energética de Perú. Antes de su descubrimiento la industria del gas natural era incipiente con

escasas reservas probadas y un mercado interno reducido. Antes del descubrimiento del gas de Camisea, este hidrocarburo provenía de los yacimientos Aguaytia y Costa Norte Continental y se utilizaba para la generación eléctrica, principalmente.

En el año de 1981, se suscribió un contrato de exploración de los lotes 38 y 42 con la compañía Shell International Petroleum que descubrió, en 1984, los Yacimientos del Gas de Camisea. En 1988 se intenta sin éxito lograr un acuerdo entre Shell y Petroperú para la explotación. Más adelante, en 1994, se firma un convenio para evaluación y desarrollo entre Shell y PERUPETRO; la primera etapa consistía en estudio de factibilidad y la segunda en el inicio de la exploración. Finalmente, en 1996, se firma un contrato de explotación de los yacimientos de Camisea con el consorcio Shell-Mobil y PERUPETRO.

Sin embargo, en 1998, se retira el consorcio Shell-Mobil por considerar que la rentabilidad sería muy baja en proporción a la inversión realizada. En consideración de lo anterior, la Comisión de Promoción de la Inversión Privada (COPRI) decidió realizó una nueva licitación para el desarrollo del proyecto Camisea. En 2000, se adelantan nuevas licitaciones con las siguientes adjudicaciones: i) la etapa de explotación, separación y fraccionamiento de hidrocarburos, por una duración de 40 años, fue adjudicada al consorcio formado por las empresas Pluspetrol (Argentina), Hunt Oil Co. (USA), SK Corp. (Corea) e Hidrocarburos Andinos (Argentina), quien ofreció una regalía de 37.24% sobre sus ingresos; ii) la segunda etapa, de transporte y distribución del gas, por una duración de 33 años, fue adjudicada al consorcio liderado por la empresa Techint (Argentina), Pluspetrol (Argentina), Hunt Oil Co. (USA), SK Corp (Corea), Sonatrach (Argelia) y Graña y Montero (Perú 12%). Este consorcio constituyó posteriormente la empresa Transportadora de Gas del Perú (TGP). Finalmente, la fase de

distribución de gas natural en Lima y Callao fue cedida a Tractebel (Grupo GDF SUEZ) en 2002, tal como se acordó en los términos del contrato. Como resultado de estas licitaciones, el proyecto Camisea inicia sus operaciones comerciales en agosto de 2004.

El proyecto Camisea en su fase inicial incluía la extracción del gas del lote 88, la construcción y operación de un sistema de recolección de gas de los pozos a para llevarlo a la Planta Malvinas. Luego del proceso de separación, procedería el transporte de líquidos de gas natural -poliducto- hasta la planta de fraccionamiento en Pisco, y el de gas natural seco, a través del sistema de gasoductos hasta el City Gate en Lurín (Lima). En cuanto a la distribución del gas natural, el proyecto contempló la construcción de un sistema en Lima y Callao, su operación y mantenimiento, y la prestación del servicio para atender a las industrias y plantas generadoras de electricidad de estas dos ciudades.

El Proyecto Camisea permitió aumentar la participación de fuentes térmicas en la generación eléctrica del país. El gas natural pasó de aportar el 10% de los insumos para la generación del año 2001 al 52% en el 2013. La política nacional energética de aumentar el acceso y la masificación del gas natural se introdujo en 2005 con el inicio de operaciones comerciales en Camisea; y desde entonces, ésta política se apoya en las grandes reservas de gas natural para garantizar la independencia energética, y en la fijación de precios competitivos respecto a otros combustibles.

La política de masificación del uso del gas, impulsa el desarrollo de nuevos proyectos como la construcción de los sistema de distribución de gas natural de Lima y Callao a cargo de la empresa Cálidda (concesión de 33 años) y del Sistema de Distribución de Ica, operado por la empresa Contugas que prestará el servicio en las ciudades de Pisco,

Chincha, Ica, Nazca y Marcona. Además, se proyecta la construcción de tres proyectos adicionales, a saber:

- Sistema de abastecimiento de GNC y GNV en el Centro y Sur del Perú, a cargo de la empresa Graña y Montero Petrolera S.A.: busca beneficiar a 250.000 personas en condiciones de pobreza en las ciudades de Abancay, Andahuaylas, Huamanga, Huanta, Huancavelica, Huancayo, Jauja, Cusco, Juliaca y Puno; instalando estaciones de compresión que recibirán el gas natural del gasoducto TGP.
- Sistema de abastecimiento de LGN para el mercado nacional en el norte y sur oeste: instalará 214.000 conexiones domiciliarias. La concesión norte beneficiará a las ciudades de Chimbote, Trujillo, Huaraz, Cajamarca, Chiclayo, Lambayeque y Pacasmayo; la concesión sur oeste beneficiará a Arequipa, Moquegua, Ilo y Tacna.
- Desarrollo del Gasoducto Sur Peruano: brindará suministro de gas a la ciudades de Apurímac, Puno, Arequipa, Cusco, Moquegua y Tacna. El proyecto se adjudicó en 2014 al consorcio Obredecht-Enagas y se tiene previsto que entre en operación en el 2018.

### **Petroperú S.A.**

En 1968 el Estado peruano expropió el Complejo Industrial de Talara y le encargó su administración a la Empresa Petrolera Fiscal que, un año más tarde, por medio del Decreto Ley N° 17753, cambió su nombre a Petróleos del Perú.

En 1971 la empresa perforó su primer pozo, Pozo Corrientes, en donde un año después reportó su primer hallazgo de petróleo. En 1977 entró en operaciones el Oleoducto Norperuano y se realizó la ampliación de la Refinería La Pampilla, mientras que entre 1981 y 1982 se construyó el ramal norte del oleoducto.

Hasta 1990, Petroperú contaba con el monopolio de todas las actividades del sector (refinación, transporte y comercialización mayorista), excepto la exploración y la producción de hidrocarburos, que estaban a cargo de empresas extranjeras. En 1992 el Estado peruano inició el proceso de transformación de Petroperú, en el cual se distinguen dos fases: i) la primera, entre 1992 y 1993, que consistió en la privatización de actividades como las estaciones de servicio, la empresa distribuidora Compañía Peruana de Gas (Solgas) y la flota de transporte marítimo Petrolera Transoceánica pero excluyó aquellas que supusieran la venta de activos importantes como los lotes y las refinerías; ii) la segunda etapa, entre 1996 y 1997, que radicó en la venta de los activos importantes como el Lote 8 (adquirido por Pluspetrol), los Lotes X/XI (comprados por Perez Companc), la Refinería La Pampilla y la planta de lubricantes Petrolube (CEPAL, 2004). En 1993, el gobierno peruano decidió trasladar las facultades para celebrar contratos de E&P que tenía Petroperú a PerúPetro.

En 2004, por medio de la Ley N° 28244, el Congreso de la República excluyó a Petroperú del proceso de promoción a la inversión privada en sus modalidades de transferencia de acciones y/o activos y de venta de activos en caso de su disolución o liquidación. En 2006, la Ley N° 28840 de fortalecimiento y modernización de Petroperú le otorgó mayor autonomía económica, financiera y administrativa, en consonancia con los objetivos aprobados

por el MEM. Esta ley también diversificó las actividades de Petroperú para incluir industria y comercio de petróleo, sus derivados y la industria petroquímica. En 2008 se promulgó la Ley N° 29163, o Ley de promoción para el desarrollo de la industria petroquímica, en función del nuevo rol de Petroperú y su participación en ella. Entre 2006 y 2010, Petroperú se consolidó como uno de los líderes en el segmento *downstream* en el mercado nacional de combustibles.

En el año 2013, se intenta aprobar el Plan Quinquenal, que tenía previsto la expansión de PETROPERU en las actividades de E&P mediante participación directa o por asociación en siete lotes concesionados del noroeste y la selva del país. El plan fue derogado por motivos de controversias sobre la participación de la empresa en los lotes a licitar. Otro hecho relevante en 2013, fue la promulgación de la Ley N° 30130, que adopta medidas para fortalecer el gobierno corporativo de Petroperú y establece las condiciones para favorecer la participación privada en el capital de la empresa por parte de personas naturales y jurídicas. Con esta ley se autoriza a PETROPERU para emitir o vender acciones que sean colocadas en el mercado de valores y de esta manera, dar paso a una sociedad cuyos accionistas puedan ser el Estado peruano e inversionistas privados. El porcentaje de acciones que pudieran ser adquiridas por inversionistas privados debe ser menor o igual al 49% (5% de éstas, reservadas para ciudadanos peruanos).



# REFERENCIAS

- AIE (Agencia Internacional de Energía). *Balances e indicadores para Perú*. París: AIE. Disponibles en línea en: <http://www.iea.org/countries/non-membercountries/peru/>.
- Banco Mundial. 2013. Datos de libre acceso del Banco Mundial: Perú. Washington, D.C.: Banco Mundial. Disponibles en línea en: <http://datos.bancomundial.org/pais/peru>.
- CEPAL (Comisión Económica para América Latina y el Caribe). 2004. *Reformas e inversión en la industria de hidrocarburos de América Latina*. Santiago de Chile: CEPAL. Disponible en línea en: <http://archivo.cepal.org/pdfs/2004/S0410784.pdf>.
- . 2012. Análisis de formación de precios y tarifas de gas natural en América del Sur (por R. Kozulj. Santiago de Chile: CEPAL. Disponible en línea en: [http://repositorio.cepal.org/bitstream/handle/11362/3997/S2012066\\_es.pdf?sequence=1&isAllowed=y](http://repositorio.cepal.org/bitstream/handle/11362/3997/S2012066_es.pdf?sequence=1&isAllowed=y).
- EY Perú (Ernst & Young). 2015. *Peru's oil & gas investment guide 2014-2015*. Disponible en línea en: <http://www.perupetro.com.pe/wps/wcm/connect/de8224c6-fb04-4f88-ad3f-cb99527e5bc8/EY-Peru-oil-gas-investment-guide-2014-2015.pdf?MOD=AJPERES>.
- Diario Gestión. 2013. “Gobierno retrocede en plan para expansión de Petroperú”. Publicada en agosto de 2013. Disponible en línea en: <http://gestion.pe/economia/gobierno-retrocede-plan-expansion-petroperu-2072771>.
- . 2014a. “Consortio Camisea invertirá más de US\$ 500 millones en próximos dos años”. Publicada en agosto de 2014. Disponible en línea en: <http://gestion.pe/economia/consorcio-camisea-invertira-mas-us-500-millones-proximos-dos-anos-2104648>.
- . 2014b. “Regalías de Camisea superaron los US\$ 89 millones en mayo”. Publicada en junio de 2014. Disponible en línea en: <http://gestion.pe/economia/regalias-camisea-superaron-us-89-millones-mayo-2101236>.
- IPE (Instituto Peruano de Economía). 2004. *Camisea: Historia del Proyecto*. Lima: IPE. Disponible en línea en: <http://ipe.org.pe/wp-content/uploads/2009/07/presentacion-interbank-camisea-27082004.ppt>.
- MEM (Ministerio de Energía y Minas). 2000. *Proyecto Camisea*. Lima: MEM. Disponible en línea en: [http://www.minem.gob.pe/minem/archivos/proyectocamisea\(1\).pdf](http://www.minem.gob.pe/minem/archivos/proyectocamisea(1).pdf).
- . 2013a. *Anuario Estadístico de Electricidad 2013*. Lima: MEM. Disponible en línea en: <http://www.minem.gob.pe/minem/archivos/file/Electricidad/publicaciones/Anuario/Anuario%202013.pdf>.
- . 2013b. *Informe Anual de Reservas de Hidrocarburos 2013*. Lima: MEM. Disponible en línea en: [http://www.minem.gob.pe/\\_publicacionesDownload.php?idPublicacion=488](http://www.minem.gob.pe/_publicacionesDownload.php?idPublicacion=488).
- . 2013c. *Distribución de Energía Eléctrica 2013*. Lima: MEM. Disponible en línea en: <http://www.minem.gob.pe/minem/archivos/Capitulo%205%20Distribucion%20>

- de%20Energía%20Eléctrica%202013%28%29.pdf.
- . 2013d. *Generación de Energía Eléctrica 2013*. Lima: MEM. Disponible en línea en: <http://www.minem.gob.pe/minem/archivos/Capitulo%203%20Generacion%20de%20Energia%20Eléctrica%202013%28%29.pdf>.
- . 2013e. *Anuario ejecutivo de electricidad 2013*. Lima: MEM. Disponible en línea en: [http://www.minem.gob.pe/archivos/Anuario\\_Ejecutivo\\_de\\_Electricidad\\_2013-\\_Ver-final\\_Rev01-pz631zbt.pdf](http://www.minem.gob.pe/archivos/Anuario_Ejecutivo_de_Electricidad_2013-_Ver-final_Rev01-pz631zbt.pdf).
- . 2016a. *Institucional. Misión y objetivos generales*. Lima: MEM. Disponible en línea en: [http://www.minem.gob.pe/\\_detalle.php?idSector=10&idTitular=268&idMenu=sub266&idCateg=222](http://www.minem.gob.pe/_detalle.php?idSector=10&idTitular=268&idMenu=sub266&idCateg=222).
- . 2016b. *Aspectos legales y tributarios relacionados con las actividades de hidrocarburos en Perú*. Lima: MEM. Disponibles en línea en: [http://www.minem.gob.pe/\\_detalle.php?idSector=5&idTitular=706&idMenu=sub550](http://www.minem.gob.pe/_detalle.php?idSector=5&idTitular=706&idMenu=sub550).
- Olade (Organización Latinoamericana de Energía). 2013. *Indicadores. Capacidad Instalada de Generación Eléctrica - 2013 (MW)*. Quito: Olade. Disponible en línea en: <http://www.olade.org/sectores/electricidad/>.
- Osiner (Organismo Supervisor de la Inversión en Energía). 2005. "Reformas Estructurales en el Sector Eléctrico Peruano". Documento de trabajo Núm. 5. Lima: Osiner. Disponible en línea en: [http://www.osinergmin.gob.pe/seccion/centro\\_documental/Institucional/Estudios\\_Economicos/Documentos\\_de\\_Trabajo/Documento\\_de\\_Trabajo\\_05.pdf](http://www.osinergmin.gob.pe/seccion/centro_documental/Institucional/Estudios_Economicos/Documentos_de_Trabajo/Documento_de_Trabajo_05.pdf).
- Osinergmin (Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minería). 2011. *Fundamentos técnicos y económicos del sector eléctrico peruano*. Lima: Osinergmin. Disponible en línea en: [http://www.osinergmin.gob.pe/seccion/centro\\_documental/Institucional/Estudios\\_Economicos/Libros/Libro\\_Fundamentos\\_Tecnicos\\_Economicos\\_Sector\\_Electrico\\_Peruano.pdf](http://www.osinergmin.gob.pe/seccion/centro_documental/Institucional/Estudios_Economicos/Libros/Libro_Fundamentos_Tecnicos_Economicos_Sector_Electrico_Peruano.pdf).
- . 2013. *Resolución de Consejo Directivo Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minería*. Lima: Osinergmin. Disponible en línea en: [http://www.osinergmin.gob.pe/seccion/centro\\_documental/PlantillaMarcoLegalBusqueda/OSINERGMIN-N206-2013-OS-CD.pdf](http://www.osinergmin.gob.pe/seccion/centro_documental/PlantillaMarcoLegalBusqueda/OSINERGMIN-N206-2013-OS-CD.pdf).
- . 2014. *Balance de Energía Nacional 2013, desde la perspectiva de supervisor*. Lima: Osinergmin. Disponible en línea en: [http://www.osinergmin.gob.pe/seccion/centro\\_documental/hidrocarburos/Publicaciones/Balance\\_de\\_Energia\\_en\\_el\\_Peru\\_2013.pdf](http://www.osinergmin.gob.pe/seccion/centro_documental/hidrocarburos/Publicaciones/Balance_de_Energia_en_el_Peru_2013.pdf).
- . 2016a. *Visión, misión y valores*. Lima: Osinergmin. Disponible en línea en: [http://www.osinergmin.gob.pe/seccion/institucional/acerca\\_osinergmin/quienes\\_somos#](http://www.osinergmin.gob.pe/seccion/institucional/acerca_osinergmin/quienes_somos#).
- . 2016b. *Reporte Semestral de Monitoreo del Mercado Eléctrico: Segundo Semestre de 2015*. Lima: Osinergmin. Disponible en línea en: [http://www.osinergmin.gob.pe/seccion/centro\\_documental/Institucional/Estudios\\_Economicos/Reportes\\_de\\_Mercado/RSMME-II-2015.pdf](http://www.osinergmin.gob.pe/seccion/centro_documental/Institucional/Estudios_Economicos/Reportes_de_Mercado/RSMME-II-2015.pdf).
- PerúPetro. 2013a. *Estadística petrolera 2013*. Lima: PerúPetro. Disponible en línea en: <http://www.perupetro.com.pe/wps/wcm/connect/ab01d17a-02fd-4842-bcaf-09c4901d3c12/Estadistica+2013.pdf?MOD=AJPERES&ESTADISTICA%202013>.
- . 2013b. *Embarques de Gas Natural para Fines de Exportación*. Lima: PerúPetro. Disponible en línea en: <http://www.perupetro.com.pe/exporta/>.
- Petroperú. 2013c. *Memoria anual 2013*. Lima: PerúPetro. Disponible en línea en: <http://www.petroperu.com.pe/transparencia/archivos/MemoriaPetroperu2013.pdf>.

PNUD (Programa de las Naciones Unidas para el Desarrollo). 2011. *Informe sobre Desarrollo Humano 2011*. Nueva York: PNUD. Disponible en línea en: <http://www.pe.undp.org/content/peru/es/home/library/poverty/DesarrolloHumano2011.html>.

—. 2014. *Informe sobre Desarrollo Humano 2014*. Nueva York: PNUD. Disponible en línea en: <http://www.undp.org/content/undp/es/home/librarypage/hdr/2014-human-development-report.html>.

Proinversión (Agencia de Promoción de la Inversión Privada en el Perú). s/f. *Contratos de inversión según sector, 2007-2015*. Lima: Proinversión. Disponible

en línea en: [http://www.proinversion.gob.pe/RepositorioAPS/0/0/JER/INCENTIVOS\\_INVERSION/2\\_5%20CI%20x%20sector%202015.xls](http://www.proinversion.gob.pe/RepositorioAPS/0/0/JER/INCENTIVOS_INVERSION/2_5%20CI%20x%20sector%202015.xls).

—. 2013. *Estadísticas de Inversión Extranjera*. Lima: Proinversión. Disponibles en: <http://www.investinperu.pe/modulos/JER/PlantillaStandard.aspx?ARE=0&PFL=0&JER=5652>.

Repsol. 2013. *Memoria Anual 2013*. Disponible en línea en: [https://www.repsol.com/pe\\_es/corporacion/complejos/refineria-la-pampilla/accionistas-e-inversores/info\\_economica/memoria\\_anual/memoria2013/](https://www.repsol.com/pe_es/corporacion/complejos/refineria-la-pampilla/accionistas-e-inversores/info_economica/memoria_anual/memoria2013/).