

Informe del sector gas natural en Perú 2019

Cifras 2018



Contenido

INFORME DEL SECTOR GAS NATURAL EN PERÚ 2019

04	INTRODUCCIÓN
06	RESUMEN EJECUTIVO
14	CONTEXTO ECONÓMICO Y SOCIAL
22	ESTADÍSTICAS INTERNACIONALES DEL GAS NATURAL
24	Canasta energética y las emisiones de dióxido de carbono - CO ₂
26	Reservas
27	Producción
28	Consumo
29	Precios internacionales
31	Comercio internacional de gas natural
31	Comercio de gas natural a través de gasoductos
32	Comercio internacional de GNL
33	Gas natural vehicular
34	Cifras de Sur y Centroamérica
36	Cifras de Norteamérica
38	GAS NATURAL EN PERÚ
40	Cifras del sector
40	Energía primaria y emisiones de CO ₂
41	Exploración y reservas
44	Producción
47	Transporte de gas natural por ductos
49	Distribución y comercialización al mercado local
49	Cálida: Lima y Callao
51	Contugas: departamento de Ica
53	Quavii: concesión Norte
54	Naturgy: concesión Suroeste
55	Masificación del uso de gas natural en otras regiones del país
56	Cifras consolidadas del sector
58	Gas natural vehicular
60	Precios y tarifas

69	La generación eléctrica y el gas natural
69	Caracterización de la generación eléctrica nacional
72	Problemática actual del sector eléctrico
74	Exportaciones de GNL
76	Cifras financieras de las empresas
77	Transportadoras
77	Comercializadora y propietaria de ductos de transporte
78	Distribuidoras
80	TEMÁTICA RELEVANTE: EN BUSCA DE UNA MASIFICACIÓN SOSTENIBLE DEL USO DEL GAS NATURAL
82	Camisea: Inició su explotación hace 15 años
84	Retos de la masificación del gas natural a nivel país
84	i. Consolidación de un plan nacional de masificación
86	ii. Retos de la masificación
87	iii. Casos de sobrerregulación y otros pendientes en la normativa aplicable al sector
92	Masificación en Lima y Callao: un proceso que comienza a mostrar sus frutos
94	Problemática de la masificación en concesiones Norte y Suroeste
98	Dificultad en la gestión de permisos municipales para el tendido de redes
99	<i>Benchmark</i> entre modelo aplicado en Lima e Ica vs. regiones Norte y Suroeste
101	Otras concesiones de distribución
101	Tumbes y Piura
101	Concesión "Siete Regiones"
104	ANEXOS
106	Actualidad regulatoria 2018
108	Glosario de términos, abreviaturas, siglas y factores de conversión
116	Directorio
118	BIBLIOGRAFÍA
123	Páginas Web

INTRODUCCIÓN

Quavii y Promigas se complacen en presentar a los agentes del sector, a los interesados en su desempeño y a la comunidad en general la cuarta versión de su “Informe anual del sector gas natural en Perú”, con el cual espera proporcionar una herramienta de consulta ordenada y actualizada acerca de las cifras relevantes de este energético en Perú y el mundo.

En esta versión del informe, la cuarta de manera consecutiva desde 2016, se presentan las cifras anuales de 2010, 2015, 2017 y 2018,

una periodicidad que nos permite registrar el desarrollo del sector gas natural en Perú a partir del inicio de la segunda década del siglo XXI, con el propósito de identificar las tendencias que viene marcando el sector gas natural en los diferentes eslabones de su cadena, y así constatar que el objetivo primordial de la gran mayoría de los agentes del sector y del Estado, en lo que respecta a este energético y a su masificación a lo largo y ancho del país, se encuentra en el camino y la dirección correctos.

En primera instancia, en este informe se presenta un Resumen ejecutivo,

que permite una rápida contextualización con el panorama actual del sector gas natural de Perú, donde se muestran los indicadores cuantitativos más representativos de este energético en el país, para después continuar con el desarrollo de cuatro capítulos y sus anexos de soporte.

En el primer capítulo, Contexto económico y social, se incluyen indicadores de las principales variables macroeconómicas, demográficas y sociales,

que reflejan la actualidad y los resultados de la economía peruana, variables de las que el sector no puede marginarse, ya que, de forma directa o indirecta, terminan influyendo en su comportamiento y direccionamiento.

Las Estadísticas internacionales del gas natural es la temática del segundo capítulo,

en el que inicialmente se muestran las cifras de las seis grandes regiones del mundo en cada uno de los eslabones de la cadena, para seguidamente profundizar en las cifras de nuestra región, Sur y Centro América, y en las de Norteamérica, el gran referente mundial para el sector. Lo anterior, con el propósito de establecer unos parámetros de comparación, tanto de la magnitud de las cifras como de la evolución y tendencia de estas.

Gas natural en Perú es el tercer capítulo, conformado por dos secciones.

La primera contiene las cifras del sector a lo largo de la cadena del gas natural: canasta energética y emisiones de CO₂, exploración y reservas, producción y suministro, transporte, distribución y comercialización, la generación eléctrica y el gas natural, y, por último, las exportaciones de GNL. En la segunda sección se presentan las cifras financieras de las empresas que en Perú desarrollan actividades de transporte y distribución de gas natural.

Al cuarto y último capítulo de este informe, como ha sido costumbre en las versiones anteriores, le atañe una temática de gran relevancia y actualidad para el sector gas natural de Perú: la masificación.

En este capítulo, en busca de una masificación sostenible del uso del gas natural, se realiza un recorrido por las diferentes concesiones, tanto por las que ya están en marcha como por las que se encuentran por arrancar o asignar, con el propósito de destacar sus aciertos, basados en resultados, e identificar las barreras que afrontan dichas concesiones para cumplir con el gran objetivo de la Política Energética Nacional 2010 - 2040, que es promover la masificación del gas natural a fin de llevar sus beneficios, principalmente, a los hogares peruanos.

Los Anexos contienen un marco de referencia de las principales normativas del Gobierno durante 2018 y comienzos de 2019, incluyendo la del ente fiscalizador y regulatorio, Osinergmin, relacionadas con el gas natural.

Es la intención de Quavii y Promigas, con este informe y su presentación, posicionar y fomentar un espacio para el diálogo de los agentes del sector,

de tal manera que, al contar con las cifras más actualizadas posibles, detalladas y debidamente compiladas, y evitando apreciaciones subjetivas o juicios de valor sobre los agentes involucrados, se pueda tener un conocimiento apropiado del mismo, entregando bases para la toma de decisiones trascendentales y específicas para el sector, que, esperamos sirvan para el desarrollo de la política energética del país.

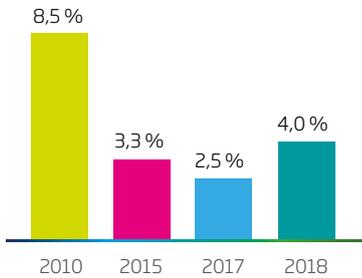




Resumen
ejecutivo

Cifras económicas de Perú

Producto bruto interno Variación anual



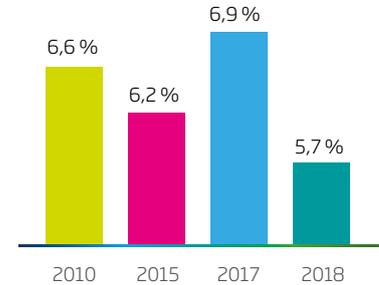
Fuente: BCRP.

Inflación Anual



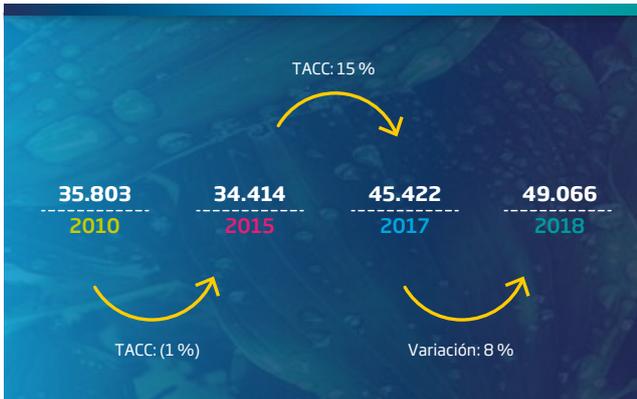
Fuente: BCRP.

Tasa de desempleo



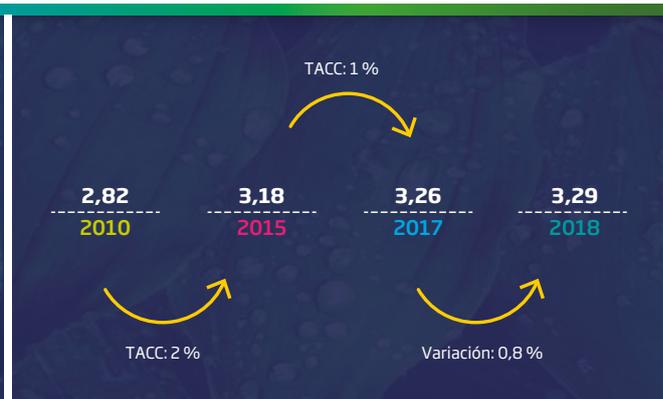
Fuente: BCRP.

Exportaciones (FOB) (US\$MM)



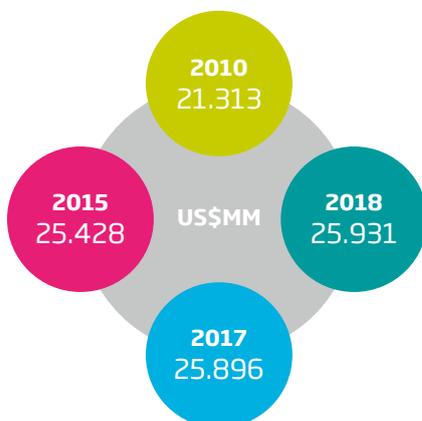
Fuente: BCRP.

Tipo de cambio - Promedio anual (Soles/US\$)



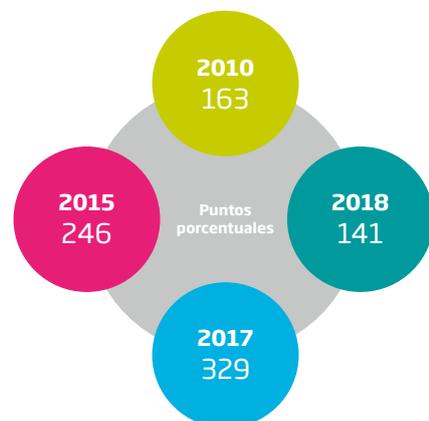
Fuente: BCRP.

Inversión extranjera directa



Fuente: Proinversión Perú.

Riesgo país (EMBI+) - Fin de año



Fuente: <www.ambito.com>.

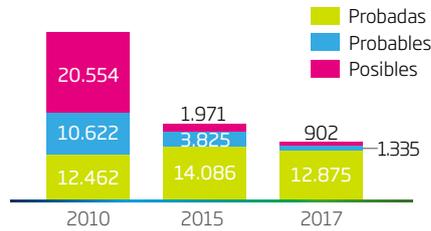
Cifras de gas natural en Perú

Consumo energético MMtep



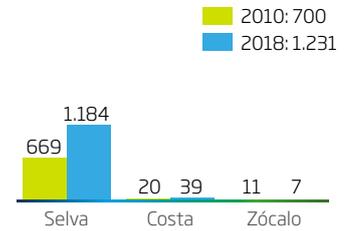
Fuente: BP Statistical Review of World Energy 2019.

Reservas de gas natural Gpc



Fuente: Ministerio de Energía y Minas.

Producción fiscalizada MMpcd



Fuente: Ministerio de Energía y Minas.

Pozos perforados



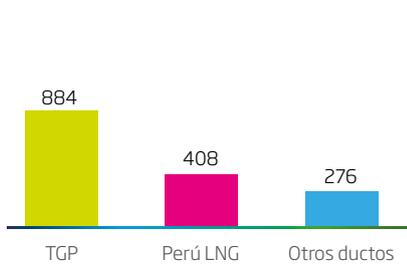
Fuente: Perupetro.

Sísmica 2D y 3D - km

Zona geográfica	2010	2015	2017	2018	TACC 2010-2018	Variación 2017-2018
Selva	2.521	758	0	0	(100 %)	0 %
Costa	563	54	0	313	(7 %)	100 %
Zócalo	8.591	5.614	0	0	(100 %)	0 %
Total	11.675	6.427	0	313	(36 %)	100 %

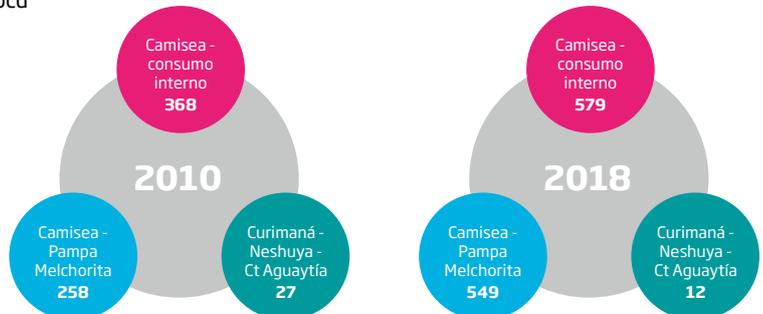
Fuente: Perupetro.

Red de gasoductos 2018 km



Fuente: TGP, Osinergmin y Perú LNG.

Gas transportado MMpcd



Fuente: Osinergmin.

Consumo de gas natural

Consumo interno por sector MMpcd



Fuente: Osinergmin y Ministerio de Energía y Minas.

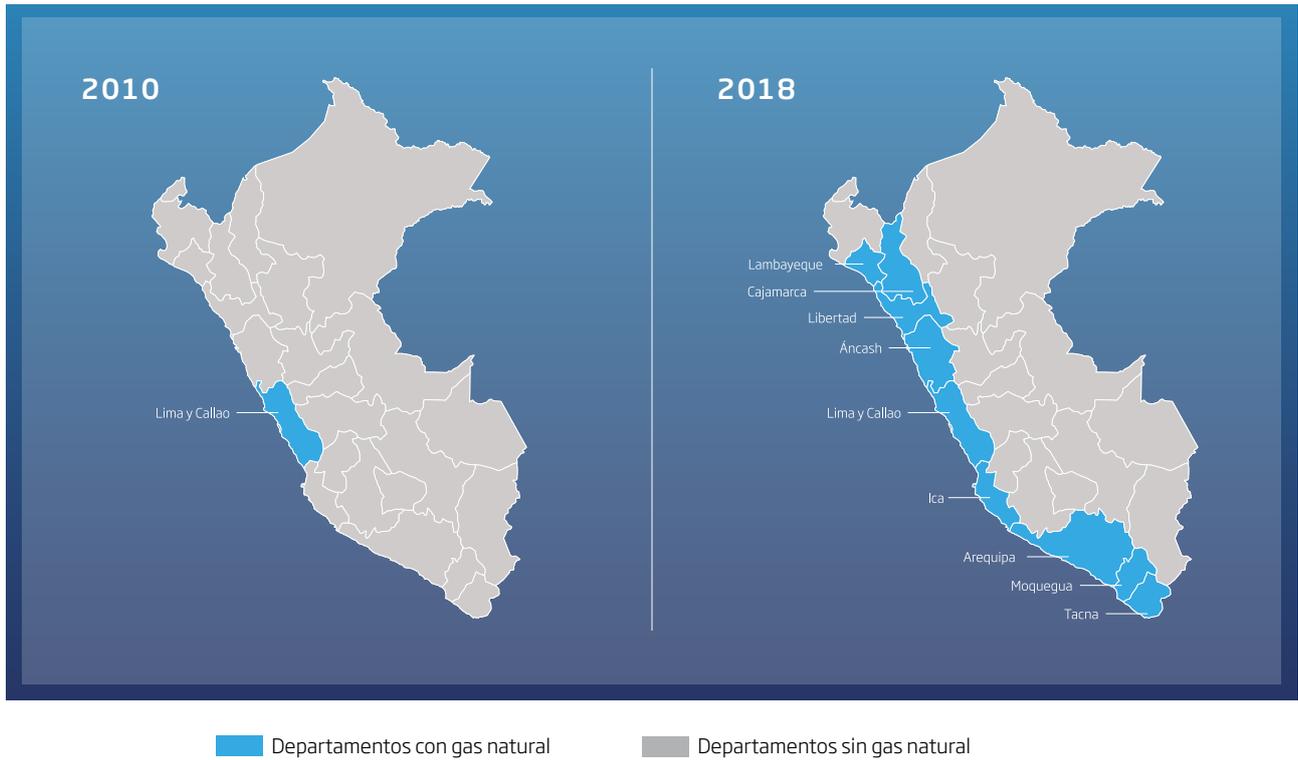
Total anual MMpcd



Tipo de mercado MMpcd

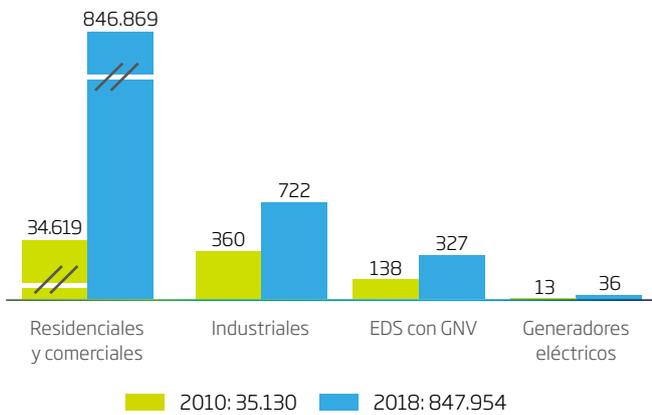


DEPARTAMENTOS CON GAS NATURAL



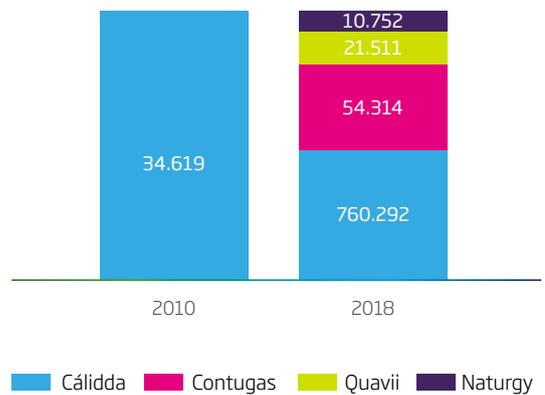
Fuente: Ministerio de Energía y Minas.

Usuarios de gas natural por sector



Fuente: Cálidda, Contugas, Quavii, Naturgy e Infogas.

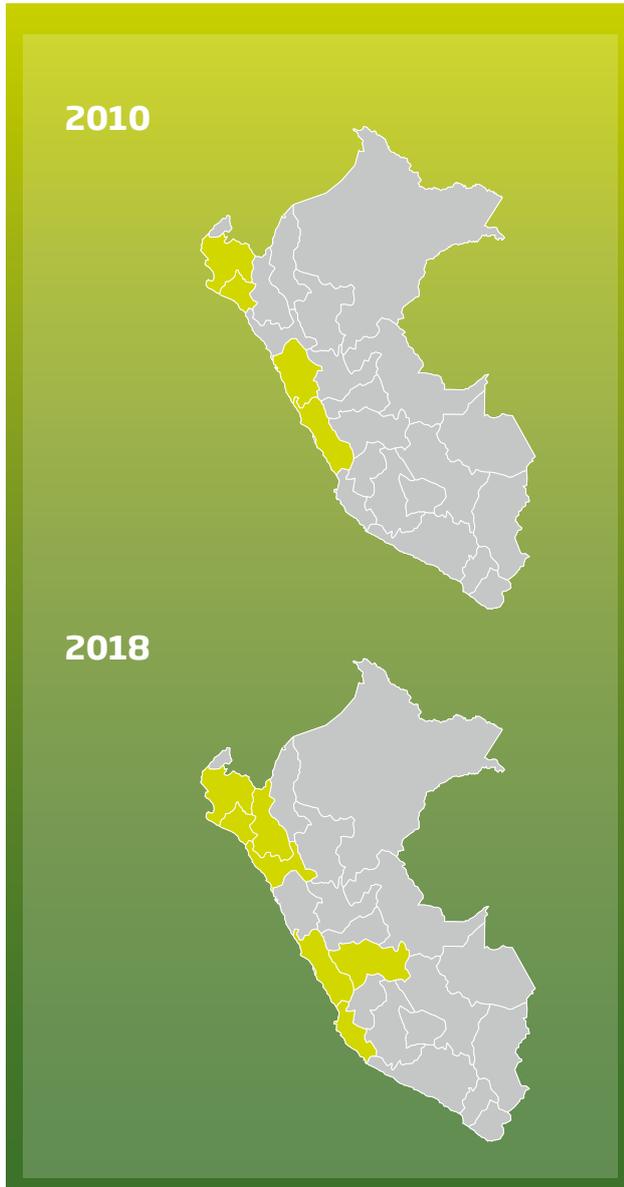
Usuarios residenciales y comerciales de gas natural en Perú



Fuente: Cálidda, Contugas, Quavii, Naturgy e Infogas.



GNV EN PERÚ



■ Departamentos con GNV ■ Departamentos sin GNV

Fuente: Infogas.

2010	Lima y Callao, Lambayeque, Piura y Áncash.
2018	Lima y Callao, Ica, Junín, La Libertad, Lambayeque y Piura.

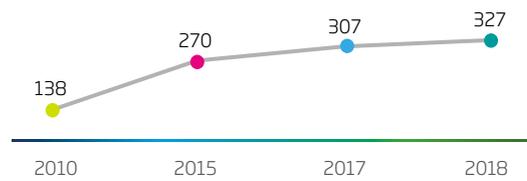
Fuente: Infogas.

Vehículos convertidos a GNV



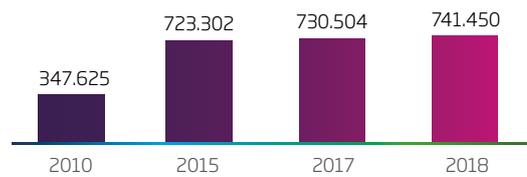
Fuente: Cámara Peruana del GNV, Cálida e Infogas.

Estaciones de servicio de GNV



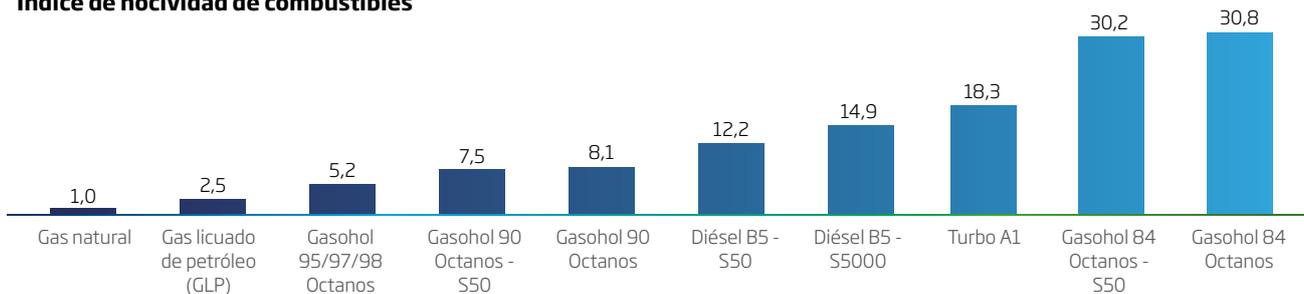
Fuente: Infogas.

Consumo de GNV miles de m³



Fuente: Infogas.

Índice de nocividad de combustibles



Fuente: Cálida.

TARIFA A USUARIO FINAL RESIDENCIAL - US\$/MMbtu

2010

Cálidda: 7,1



2018

Quavii

Con margen de promoción: 18,8
Sin margen de promoción: 10,5

Cálidda: 10,7

Contugas: 1,3

Naturgy

Con margen de promoción: 18,9
Sin margen de promoción: 10,5



Fuente: Osinergmin.

Nota: El margen de promoción es el costo promedio de la conexión, que va incluido en la tarifa mensual.

Cifras financieras

Consolidado sector gas natural - Cifras en billones de dólares



Fuente: Empresas del sector.

Estado de resultados consolidados sector gas natural - Cifras en billones de dólares



Fuente: Empresas del sector.

Fuente: Empresas del sector.

Indicadores consolidados sector gas natural - Cifras porcentuales



Fuente: Empresas del sector.

Fuente: Empresas del sector.





Contexto
económico
y social

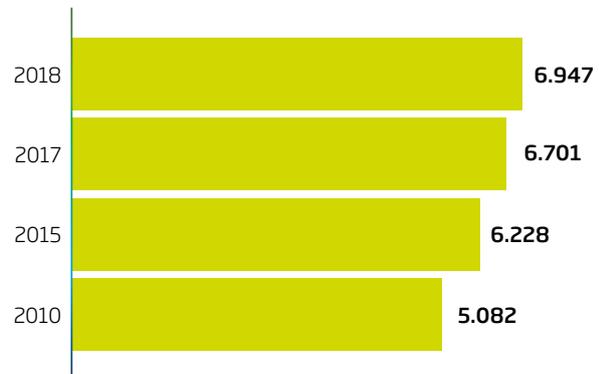


PRODUCTO BRUTO INTERNO (PBI) PERUANO POR SECTORES - VARIACIÓN ANUAL

Sector	2010	2015	2017	2018
Agropecuario	4,3 %	3,5 %	2,8 %	7,8 %
Pesca	(19,6 %)	15,9 %	4,7 %	39,7 %
Minería e hidrocarburos	1,3 %	9,5 %	3,4 %	(1,3 %)
Manufactura	10,8 %	(1,5 %)	(0,2 %)	6,2 %
Electricidad y agua	8,1 %	5,9 %	1,1 %	4,4 %
Construcción	17,8 %	(5,8 %)	2,1 %	5,4 %
Comercio	12,5 %	3,9 %	1,0 %	2,6 %
Otros servicios	7,7 %	4,9 %	3,2 %	4,5 %
Producto bruto interno - PBI	8,5 %	3,3 %	2,5 %	4,0 %

Fuente: BCRP.

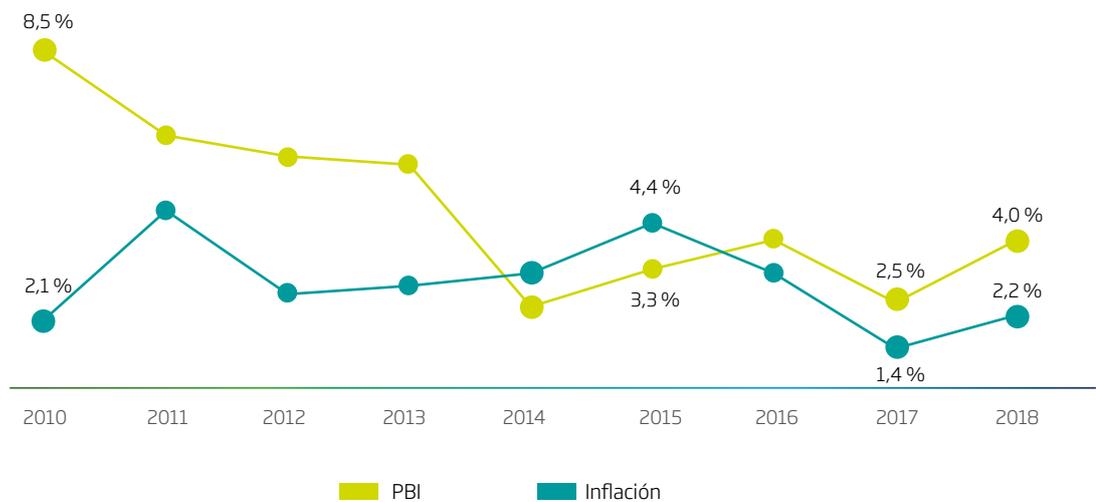
PBI per cápita Cifras en US\$/año



El PBI peruano presentó un crecimiento de 4,0 % en 2018, influenciado por el aumento de la demanda interna y de las exportaciones de bienes y servicios, ambos con un crecimiento de 4,1 %. La manufactura fue la actividad económica que, por su peso en el PBI peruano (13,3 %), lideró el incremento con 6,2 %, lo que revierte la tendencia de decrecimiento de los últimos tres años.

Fuente: <www.datos.bancomundial.org>.

Comportamiento PBI vs. inflación



Fuente: BCRP.



COMERCIO EXTERIOR - CIFRAS EN US\$MM

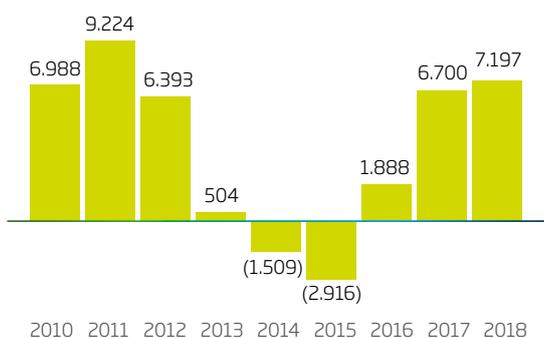
Concepto	2010	2015	2017	2018	TACC 2010 - 2017	Variación 2017 - 2018
Exportaciones (FOB)						
Minería metálica y no metálica	22.155	19.649	28.169	29.528	4 %	5 %
Agro y agroindustria	3.178	5.131	5.973	6.676	10 %	12 %
Pesca	2.528	2.390	2.834	3.267	3 %	15 %
Petróleo crudo y derivados	3.088	2.302	3.369	4.039	3 %	20 %
Textil	1.561	1.331	1.272	1.402	(1 %)	10 %
Químico	1.228	1.406	1.385	1.562	3 %	13 %
Siderometalúrgico	949	1.081	1.273	1.325	4 %	4 %
Metalmecánico	393	533	520	591	5 %	13 %
Maderas y papeles	359	353	344	339	(1 %)	(1 %)
Otros sectores	364	239	282	339	(1 %)	20 %
Total exportaciones	35.803	34.414	45.422	49.066	4 %	8 %
Importaciones (FOB)						
Bienes de consumo	5.489	8.754	9.339	9.591	7 %	3 %
Bienes intermedios y materias primas	14.023	15.911	17.902	20.516	5 %	15 %
Bienes de capital	9.074	12.002	11.316	11.641	3 %	3 %
Otros bienes	229	664	164	123	(8 %)	(25 %)
Total importaciones	28.815	37.331	38.722	41.870	5 %	8 %
Total balanza comercial	6.988	(2.916)	6.700	7.197	0,4 %	7 %

Fuente: BCRP.

La balanza comercial reflejó por tercer año consecutivo un superávit, pues alcanzó en 2018 un valor de 7.197 US\$MM, el más alto desde 2011 (9.224 US\$MM). El valor de las exportaciones FOB en 2018 fue de 49.066 US\$MM, cifra cercana a los 50.000 US\$MM que proyectó el Ministerio de Comercio Exterior y Turismo (Mincetur).

En el período 2010 - 2018, la exportación de productos tradicionales presentó un TACC de 3 %, mientras que la exportación de productos no tradicionales creció 6 %, soportado en mayor volumen de productos agropecuarios, pesqueros y químicos, con lo que ganó cinco puntos porcentuales en la participación total de las exportaciones.

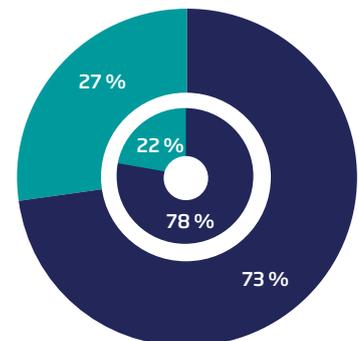
Balanza comercial - Cifras en US\$MM



Fuente: BCRP.

Exportaciones (FOB) - US\$MM

■ Tradicionales
■ No tradicionales



Fuente: BCRP.

SALDO DE INVERSIÓN EXTRANJERA DIRECTA (IED) COMO APORTES AL CAPITAL - CIFRAS EN US\$MM

Sector	2010	2015	2017	2018	TACC 2010 - 2018	Variación 2017 - 2018
Minería	5.028	5.658	5.676	5.711	2 %	1 %
Comunicaciones	3.789	5.119	5.324	5.324	4 %	0.0 %
Finanzas	3.896	4.695	4.695	4.695	2 %	0.0 %
Energía	2.459	3.377	3.446	3.446	4 %	0.0 %
Industria	3.093	3.216	3.216	3.216	0,5 %	0.0 %
Comercio	787	803	851	851	1 %	0.0 %
Petróleo	638	680	680	680	1 %	0.0 %
Servicios	647	675	677	677	1 %	0.0 %
Construcción	329	382	395	395	2 %	0.0 %
Transporte	331	458	523	523	6 %	0.0 %
Otros sectores	316	364	412	412	3 %	0.0 %
Total IED	21.313	25.428	25.896	25.931	2 %	0,1 %

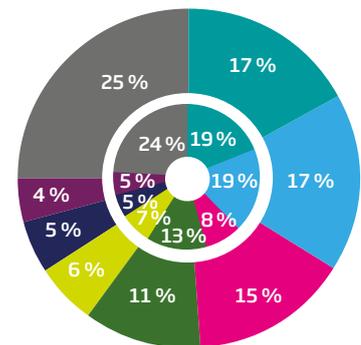
Fuente: Proinversión Perú.

Principales países emisores de IED en Perú

La IED a cargo de Proinversión solo incluye los aportes al capital social de las empresas peruanas, provenientes del exterior y canalizados a través del sistema financiero, mientras que el Banco Central de la Reserva de Perú (BCRP) adiciona los préstamos netos entre el inversionista y su afiliada y la reinversión de utilidades.

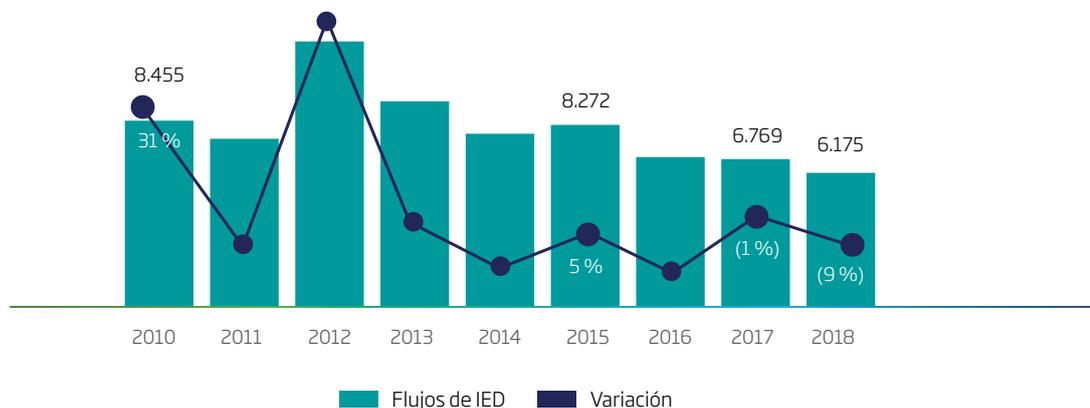
A diciembre de 2018, un 48 % del saldo de los aportes a capital hacia Perú han sido realizados por España, Reino Unido y Chile.

- España
- Reino Unido
- Chile
- Estados Unidos
- Países Bajos
- Brasil
- Colombia
- Resto de países



Fuente: Proinversión Perú.

Flujos de inversión extranjera directa
Cifras en US\$MM



Fuente: BCRP.



PRINCIPALES INDICADORES DE LA ECONOMÍA PERUANA

Concepto	2010	2015	2017	2018
Tipo de cambio - Soles/US\$				
Promedio año	2,82	3,18	3,26	3,29
Fin de año	2,81	3,41	3,24	3,37
Devaluación - (revaluación)	(2,8 %)	14,3 %	(3,4 %)	4,1 %
Inflación (variación IPC anual)	2,1 %	4,4 %	1,4 %	2,2 %
Variación IPM anual (%)	4,6 %	2,6 %	(1 %)	3,2 %
Variación PBI anual (%)	8,5 %	3,3 %	2,5 %	4,0 %
PBI per cápita anual - US\$/año	5.082	6.228	6.701	6.947
Cuenta financiera (total) - US\$MM				
Sector privado	10.939	8.817	884	917
Sector público	2.372	3.110	3.249	2.122
Indicadores sociales				
Remuneración mínima vital - Soles/mes	580	750	850	930
Población económicamente activa ocupada (miles)	4.373	4.817	4.903	4.983
Empleo adecuado	2.458	3.140	3.160	3.162
Subempleo	1.915	1.677	1.743	1.821
Tasa de desempleo (%) - fin de año	6,6 %	6,2 %	6,9 %	5,7 %
Riesgo país: EMBI + (fin de año)	163	246	329	141

Fuente: INEI, BCRP, MEF, <www.datosmacro.com>, <www.ambito.com>, <www.tradingeconomics.com> y <www.datos.bancomundial.org>.

La economía peruana logró crecer en 2018 un 4 %, jalonada, principalmente, por el aumento de la demanda interna. Los indicadores más relevantes de la actividad económica y social fueron positivos: inflación dentro de las

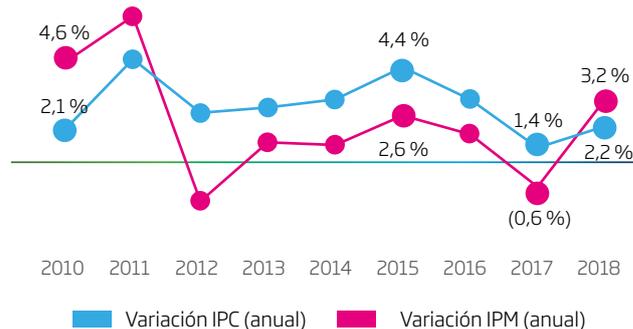
metas estatales (1 % - 3 %), tasa de desempleo en 5,7 % y un EMBI+ en 141 puntos porcentuales, indicadores, que permitieron al Gobierno peruano (MEF) expresar que: "Perú se posiciona como una de las economías con la mayor tasa de expansión en la región".

Evolución del EMBI + Perú Fin de año



Fuente: <www.ambito.com>.

Indicadores económicos



Fuente: BCRP.

INDICADORES DE POBLACIÓN

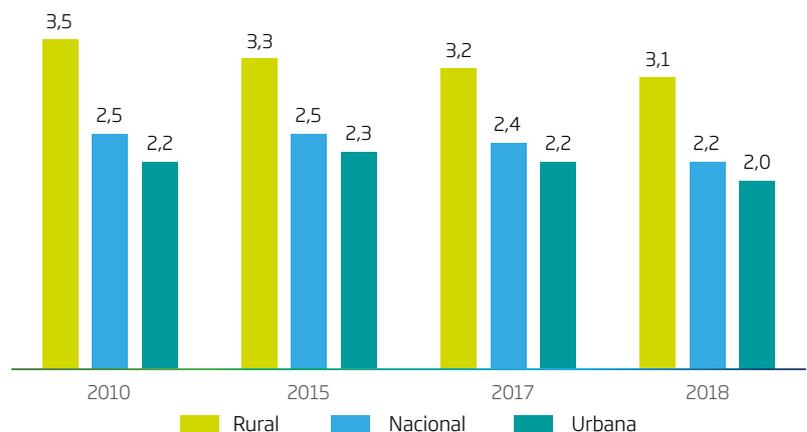
Concepto	2010	2015	2017	2018
Población total (miles de habitantes) (*)	28.693	29.964	30.974	31.562
Hombres	14.266	14.822	15.336	15.643
Mujeres	14.426	15.143	15.637	15.919
Tasa de crecimiento (promedio anual)	0,73 %	1,18 %	1,81 %	1,90 %
Densidad poblacional (habitante/km ²)	23	24	25	25

Fuente: INEI.

(*) Población estimada.

Tasa global de fecundidad (Promedio de hijos por mujer)

En 2018 se encontraban en situación de pobreza (nivel de gasto inferior al costo de la canasta básica de consumo compuesto por alimentos y no alimentos) 6,6 millones de peruanos, que representan 20,5 % de la población total del país. Este nivel es inferior en 1,2 puntos porcentuales al de 2017, 21,7 %, y en 10,3 puntos frente al de 2010, 30,8 %.



Fuente: INEI.

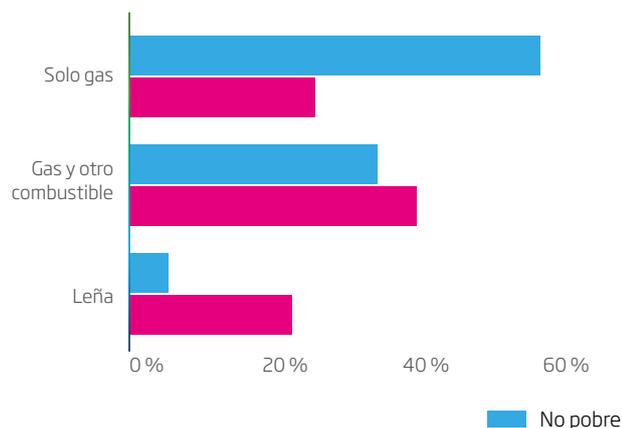
POBLACIÓN EN SITUACIÓN DE POBREZA MONETARIA TOTAL SEGÚN REGIÓN NATURAL CIFRAS PORCENTUALES

Región	2010	2015	2017	2018
Costa	15,7 %	13,8 %	14,4 %	13,5 %
Sierra	34,7 %	32,5 %	31,6 %	30,4 %
Selva	31,2 %	28,9 %	28,6 %	26,5 %
Total país	30,8 %	21,8 %	21,7 %	20,5 %

Fuente: INEI.

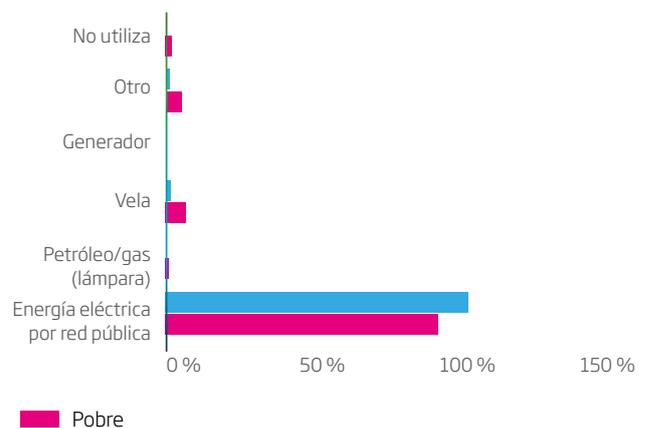
Un 85 % de los hogares no pobres en el Perú utilizan gas natural o GLP como combustible para cocinar los alimentos (solo usa gas un 53,1 % y gas más otro combustible un 31,9 %). Por su parte, en los hogares pobres usan gas natural o GLP un 61,3 % (solo usa gas un 24,2 % y gas más otro combustible un 37,1 %).

Uso de diferentes tipos de combustible en hogares según condición de pobreza - 2018



Fuente: INEI.

Uso de diferentes tipos de alumbrado en hogares según condición de pobreza - 2018



Fuente: INEI.



PROYECCIONES CIFRAS MACROECONÓMICAS

Concepto	PBI %			Inflación %			Tipo de cambio - Soles/US\$ fin de período		
	Años	2019	2020	2021	2019	2020	2021	2019	2020
Analistas económicos	3,2 %	3,7 %	3,8 %	2,5 %	2,5 %	2,5 %	3,33	3,36	3,37
Sistema financiero	3,3 %	3,6 %	3,8 %	2,4 %	2,5 %	2,5 %	3,33	3,35	3,35
Empresas no financieras	3,5 %	3,8 %	4,0 %	2,5 %	2,5 %	2,5 %	3,34	3,37	3,40
Promedio	3,3 %	3,7 %	3,8 %	2,5 %	2,5 %	2,5 %	3,33	3,36	3,37

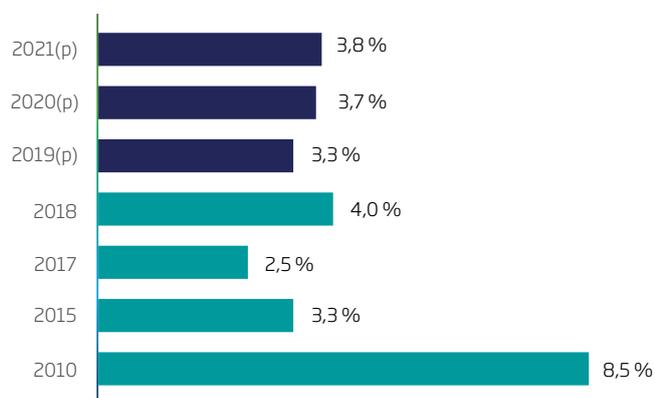
Fuente: BCRP.

Nota: Proyecciones a junio 28 de 2019.

Los indicadores relevantes de la actividad económica reflejaron en 2018 resultados favorables, que permiten al Gobierno y a los analistas externos mantener en niveles

altos una expectativa sobre el desempeño de la actividad económica en los próximos años.

Producto bruto interno - %

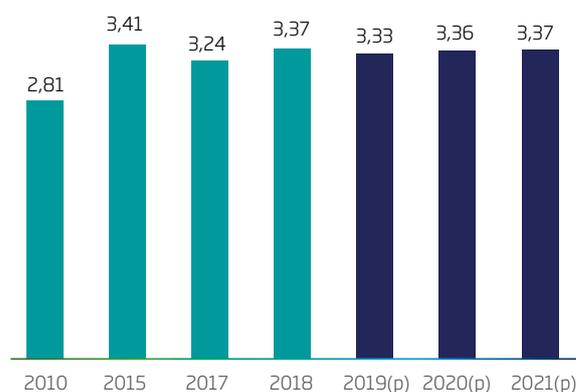


Fuente: BCRP.

Nota: (p) proyectado.

Tipo de cambio - Soles/US\$

Fin de período

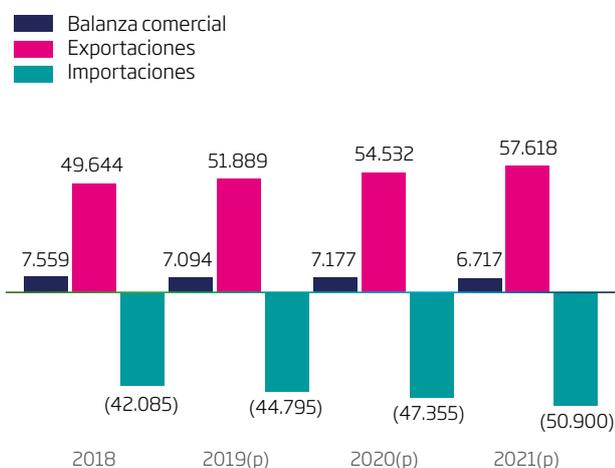


Fuente: BCRP.

Nota: (p) proyectado.

Balanza comercial

Cifras en US\$MM



Fuente: BCRP.

Nota: (p) proyectado.

Flujos de IED

Cifras en US\$MM



Fuente: BCRP.

Nota: (p) proyectado.





Estadísticas
internacionales
del gas natural

Canasta energética y las emisiones de dióxido de carbono - CO₂

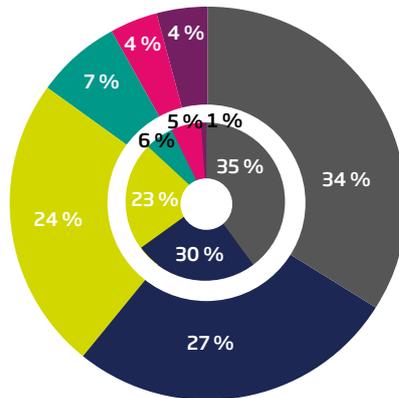
CONSUMO ENERGÉTICO MUNDIAL - MMtep

Fuentes de energía	2010	2015	2017	2018	TACC 2010-2018	Variación 2017-2018
Petróleo	4.202	4.466	4.607	4.662	1 %	1 %
Carbón	3.610	3.769	3.718	3.772	1 %	1 %
Gas natural	2.714	2.981	3.142	3.309	3 %	5 %
Hidroelectricidad	777	879	920	949	3 %	3 %
Energía nuclear	626	583	597	611	(0,3 %)	2 %
Renovables	171	369	490	561	16 %	14 %
Total	12.100	13.046	13.475	13.865	2 %	3 %

Fuente: BP Statistical Review of World Energy 2019.

Canasta energética mundial

- Petróleo
- Carbón
- Gas natural
- Hidroelectricidad
- Energía nuclear
- Renovables



El consumo de energía mundial creció en los últimos ocho años 1.765 MMtep. En este período, el gas natural tuvo un aporte de 34 % en el crecimiento, ya que su consumo mundial se incrementó en 595 MMtep.

Entre los combustibles fósiles, en estos ocho años el carbón perdió tres puntos porcentuales de su participación en la canasta energética, mientras que el petróleo perdió un punto porcentual; el gas natural fue el único que ganó participación: un punto porcentual.

Fuente: BP Statistical Review of World Energy 2019.

Consumo energético mundial - Participación %



Fuente: BP Statistical Review of World Energy 2019.



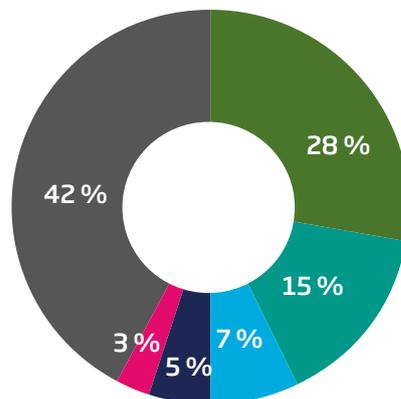
EMISIONES DE DIÓXIDO DE CARBONO - Millones de Toneladas

Región	2010	2015	2017	2018	TACC 2010-2018	Variación 2017-2018
Asia Pacífico	13.987	15.877	16.274	16.724	2 %	3 %
Norteamérica	6.376	6.049	5.920	6.036	(1%)	2 %
Europa y Eurasia	6.645	6.178	6.280	6.310	(0,6 %)	0,5 %
Oriente Medio	1.736	2.020	2.079	2.118	3 %	2 %
Sur y Centroamérica	1.164	1.322	1.279	1.262	1 %	(1%)
África	1.072	1.174	1.207	1.236	2 %	2 %
Total	30.980	32.620	33.040	33.685	1 %	2 %

Fuente: BP Statistical Review of World Energy 2019.

Emisiones de CO₂ - 2018

- China
- Estados Unidos
- India
- Rusia
- Japón
- Otros países



Un 50 % de las emisiones de CO₂ que se producen en el mundo son emanadas en la región Asia Pacífico, donde se ubica China, la nación más contaminante del mundo con un 28 % de estas emanaciones mundiales de CO₂ en 2018.

Greenpeace alertó sobre el aumento del 3 % de las emisiones de CO₂ en China, el mayor desde 2013.

Fuente: BP Statistical Review of World Energy 2019.

Emisiones de dióxido de carbono - Participación %



Fuente: BP Statistical Review of World Energy 2019.



Reservas

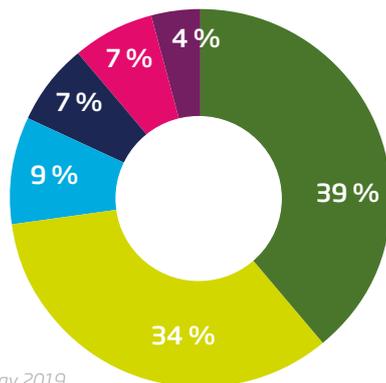
RESERVAS MUNDIALES PROBADAS DE GAS NATURAL - Tpc

País	2010	2015	2017	2018	TACC 2010-2018	Variación 2017-2018
Rusia	1.205	1.235	1.375	1.375	2 %	0 %
Irán	1.104	1.117	1.128	1.128	0,3 %	0 %
Catar	915	888	872	872	(1 %)	0 %
Turkmenistán	400	688	688	688	7 %	0 %
Estados Unidos	292	295	420	420	5 %	0 %
Venezuela	217	223	224	224	0,4 %	0 %
China	97	165	214	214	10 %	0 %
Emiratos Árabes	210	210	210	210	0 %	0 %
Arabia Saudita	265	283	200	208	(3 %)	4 %
Nigeria	174	177	189	189	1 %	0 %
Otros	1.426	1.378	1.407	1.424	(0,02 %)	1 %
Total	6.304	6.659	6.926	6.952	1,2 %	0,4 %

Fuente: BP Statistical Review of World Energy 2019.

Reservas mundiales de gas natural

- Oriente Medio
- Europa y Eurasia
- Asia Pacífico
- África
- Norteamérica
- Sur y Centroamérica



Las reservas probadas mundiales de gas en el período 2010 - 2018 presentaron un incremento de 648 Tpc. Turkmenistán, con su yacimiento Yolotán Sur, el segundo más grande del mundo, fue el país con el mayor aumento de reservas, seguido por Rusia, Estados Unidos y China.

En 2018, la cifra total de reservas se mantuvo estable, con un incremento mínimo de 26 Tpc.

Fuente: BP Statistical Review of World Energy 2019.

Reservas mundiales probadas de gas natural - Tpc



Fuente: BP Statistical Review of World Energy 2019.

Producción

PRODUCCIÓN MUNDIAL DE GAS NATURAL - Gpcd

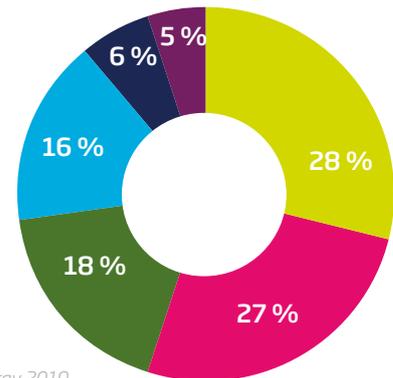
País	2010	2015	2017	2018	TACC 2010-2018	Variación 2017-2018
Estados Unidos	56	72	72	80	5 %	12 %
Rusia	58	57	61	65	1 %	5 %
Irán	14	18	21	23	7 %	9 %
Canadá	14	16	17	18	3 %	4 %
Qatar	12	17	17	17	5 %	2 %
China	9	13	14	16	7 %	8 %
Australia	5	7	11	13	12 %	15 %
Noruega	10	11	12	12	2 %	(2 %)
Arabia Saudita	8	10	11	11	4 %	3 %
Argelia	7	8	9	9	2 %	(1 %)
Otros	111	111	110	111	0,1 %	1 %
Total	305	339	356	374	3 %	5 %

Fuente: BP Statistical Review of World Energy 2019.

Producción mundial de gas natural 2018

En el período en estudio, la producción mundial de gas creció en 69 Gpcd. Estados Unidos, motivado por el "boom del shale gas", es el responsable del 35 % de este crecimiento, 24 Gpcd. Asimismo, se pondera el crecimiento de países como Irán, con 9 Gpcd; Australia, con 8 Gpcd, y Rusia y China, con 7 Gpcd.

- Europa y Eurasia
- Norteamérica
- Oriente Medio
- Asia Pacífico
- África
- Sur y Centroamérica



Fuente: BP Statistical Review of World Energy 2019.

Producción mundial de gas natural - Gpcd



Fuente: BP Statistical Review of World Energy 2019.

Consumo

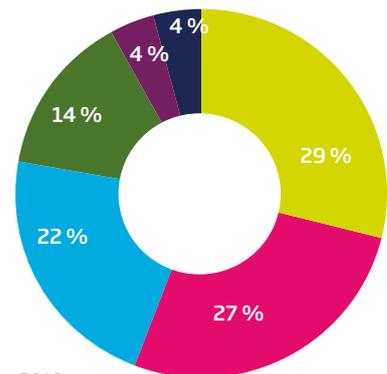
CONSUMO MUNDIAL DE GAS NATURAL - Gpcd

País	2010	2015	2017	2018	TACC 2010-2018	Variación 2017-2018
Estados Unidos	63	72	72	79	3 %	11 %
Rusia	41	40	42	44	1 %	5 %
China	11	19	23	27	13 %	18 %
Irán	14	18	20	22	6 %	7 %
Japón	10	11	11	11	2 %	(1 %)
Arabia Saudita	8	10	11	11	4 %	3 %
Canadá	9	11	11	11	3 %	6 %
Alemania	9	7	9	9	0,03 %	(2 %)
México	6	8	8	9	4 %	4 %
Reino Unido	10	7	8	8	(3 %)	0,1 %
Otros	126	133	140	142	1 %	2 %
Total	305	335	354	372	3 %	5 %

Fuente: BP Statistical Review of World Energy 2019.

Consumo mundial de gas natural 2018

Los países con mayor crecimiento en consumo de gas en el período 2010 - 2018 son China y Estados Unidos, con 16 Gpcd cada uno. El gigante asiático aumentó su consumo debido a sus esfuerzos por combatir la contaminación ambiental. Según la Comisión Nacional de Desarrollo y Reforma de China, se viene promoviendo un uso eficaz y a gran escala del gas en los sectores industrial, térmico y de transporte.



Fuente: BP Statistical Review of World Energy 2019.

Consumo mundial de gas natural - Gpcd



Fuente: BP Statistical Review of World Energy 2019.



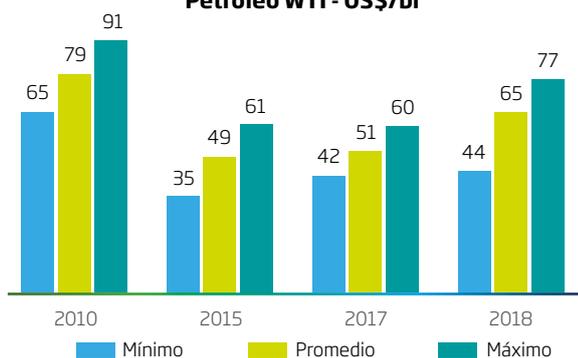
Precios internacionales

PRECIOS PROMEDIO INTERNACIONALES

Combustibles	2010	2015	2017	2018	TACC 2010-2018	Variación 2017-2018
Petróleo WTI - US\$/bl	79	49	51	65	(2 %)	28 %
Carbón API 2 CIF ARA - US\$/t	92	57	84	92	0 %	9 %
Gas natural Henry Hub - US\$/MMbtu	4	3	3	3	(4 %)	6 %

Fuente: US Energy Information Administration - EIA, <www.tradingeconomics.com>, UPME.

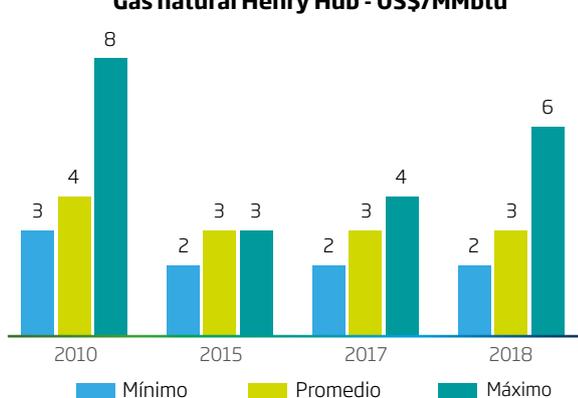
Petróleo WTI - US\$/bl



Fuente: EIA.

En 2018, se observó un fuerte incremento (28 %) en el precio promedio del petróleo de referencia West Texas Intermediate (WTI), 65 US\$/bl. Sin embargo, en el último trimestre del año los precios del WTI se desplomaron: tras llegar a 75 US\$/bl a principios de octubre cayeron a 44 US\$/bl a finales de diciembre.

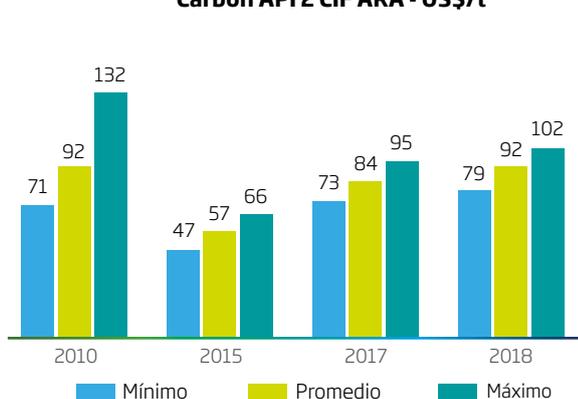
Gas natural Henry Hub - US\$/MMbtu



Fuente: EIA.

Cuando se calculan los precios promedios del gas natural de referencia Henry Hub en los dos últimos años, 3,0 y 3,1 US\$/MMbtu, solo se observa una diferencia mínima de 0,1 US\$. Sin embargo, a mediados de enero de 2018, motivado por la demanda de calefacción por intensos fríos que afectaron a Estados Unidos, se alcanzó un precio máximo de 5,5 US\$/MMbtu.

Carbón API 2 CIF ARA - US\$/t

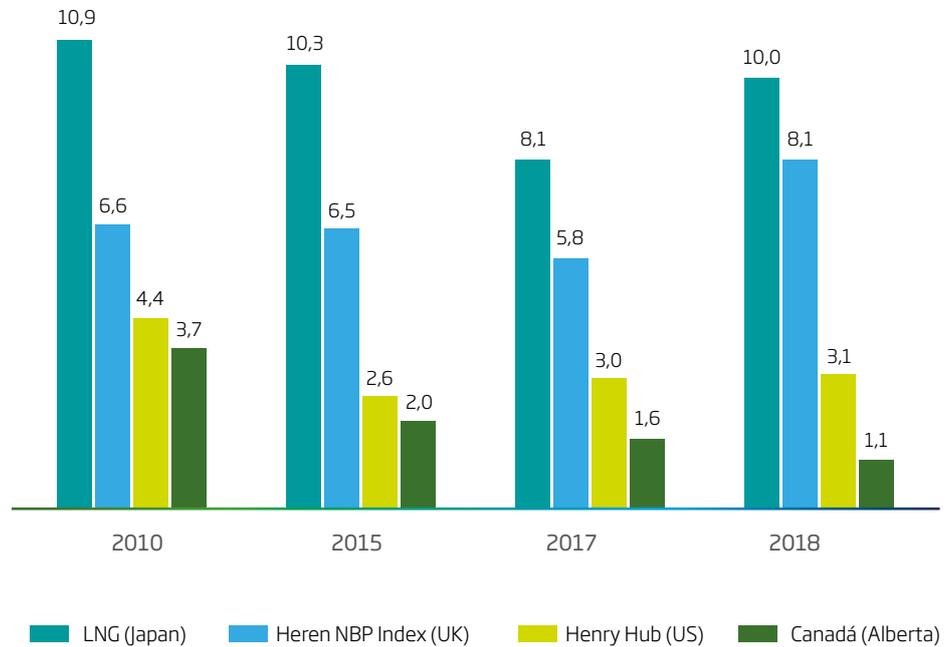


Fuente: <www.quandl.com>.

CIF ARA: Cost Insurance and Freight Amsterdam Rotterdam Antwerp.

El precio de referencia del carbón, API 2, superó en julio de 2018 la barrera de los 100 US\$/t. La escalada de las importaciones chinas de carbón en 2018, cuando alcanzaron su nivel más alto desde 2014, y en Europa unas políticas para reducir su uso por generación con fuentes renovables, en una transición que no resultó tan rápida como se esperaba, impulsaron un alza en el precio durante 2018.

Precio *spot* promedio de gas natural - US\$/MMbtu

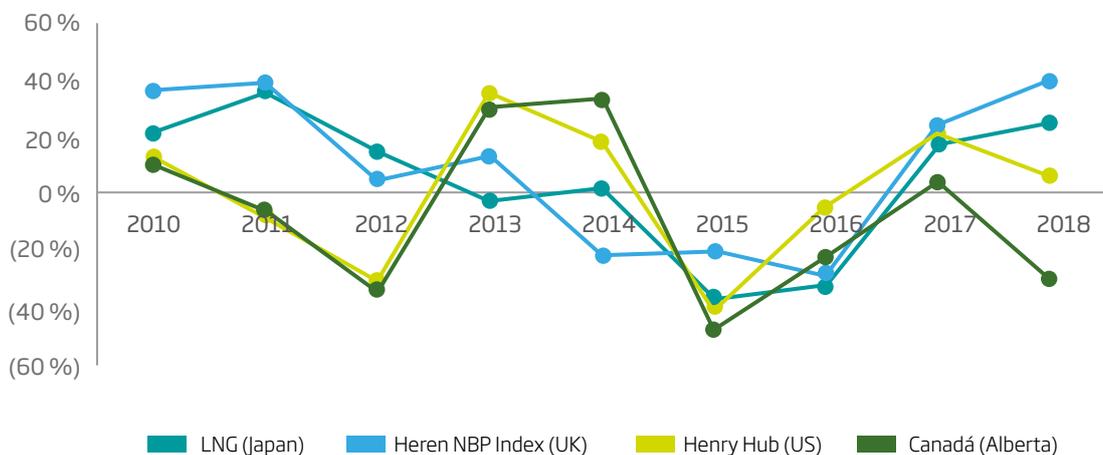


Fuente: BP Statistical Review of World Energy 2019.

Los precios de gas natural son establecidos de acuerdo con sistemas de intercambio comercial electrónico, y se basan en las fuerzas del mercado de la oferta y la demanda. El precio *spot* corresponde a compras y ventas diarias.

Analistas afirman que el importante crecimiento de la demanda de gas natural en Asia ha contribuido al crecimiento de los precios de gas natural, lo que ha impedido la formación de una burbuja global de los precios de GNL. La excepción al crecimiento fueron los precios con referencia Alberta (Canadá), hecho atribuido por los analistas a su lejanía de las zonas de producción y de los mercados asiáticos.

Variación anual de precios

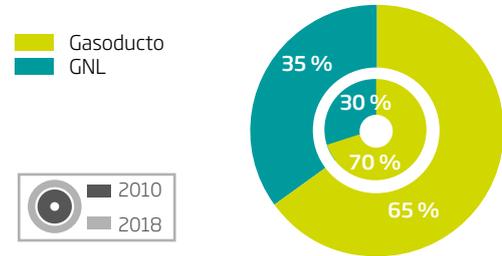


Fuente: BP Statistical Review of World Energy 2019.

Comercio internacional de gas natural

En el período 2010 - 2018, el comercio de GNL ganó cinco puntos porcentuales en la participación total del comercio de gas natural. Lo anterior, como consecuencia de la puesta en marcha de nuevos trenes de GNL en países de tradición exportadora como Catar y Australia, además de Estados Unidos, que incursionó como comercializador de GNL.

Comercio internacional de gas natural



Fuente: BP Statistical Review of World Energy 2001 y 2019.

COMERCIO DE GAS NATURAL A TRAVÉS DE GASODUCTOS

COMERCIO INTERNACIONAL DE GAS NATURAL A TRAVÉS DE GASODUCTOS - 2018 - Bm³

EXPORTADORES

Importadores	Rusia	Noruega	Canadá	Estados Unidos	Argelia	Turkmenistán	Holanda	Otros	Total importaciones	Participación
Alemania	55	25	0	0	0	0	16	5	101	13%
Estados Unidos	0	0	77	0	0	0	0	0	77	10%
Italia	25	2	0	0	16	0	1	11	56	7%
China	0	0	0	0	0	33	0	15	48	6%
México	0	0	0	46	0	0	0	0	46	6%
Reino Unido	4	33	0	0	0	0	3	3	43	5%
Francia	9	20	0	0	0	0	5	3	37	5%
Turquía	23	0	0	0	0	0	0	15	38	5%
Holanda	7	21	0	0	0	0	0	7	36	4%
Rusia	0	0	0	0	0	0	0	25	25	3%
Otros países	99	14	0	22	23	2	7	132	300	37%
Total exportaciones	223	114	77	68	39	35	32	217	805	100%
Participación	28%	14%	10%	8%	5%	4%	4%	27%	100%	

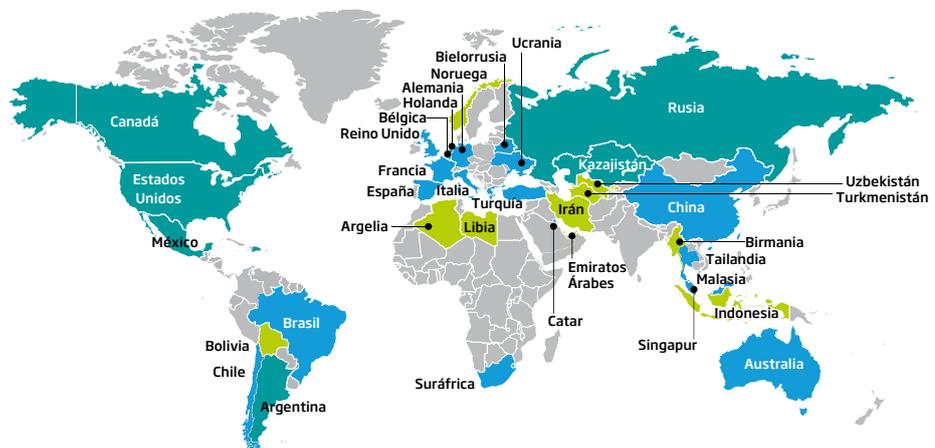
Fuente: BP Statistical Review of World Energy 2019.

Nota: Billones corresponde a 10⁹ por ser una fuente de Estados Unidos.

Comercio de gas natural a través de gasoductos - 2018

La industria de gas rusa alcanzó su mayor nivel en 2018, al producir 65 Gpcd. Lo anterior provocó un crecimiento de 4% en sus exportaciones a Europa a través de gasoductos, lo que confirma su liderazgo mundial en este rubro. Además, se posicionó en el rol de exportador de GNL con crecimientos de 70%.

- Exportadores e importadores
- Exportadores
- Importadores

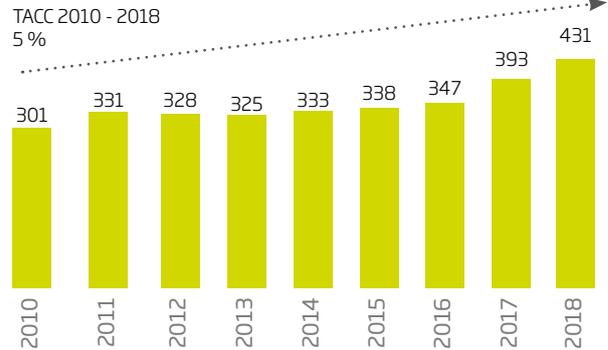


Fuente: BP Statistical Review of World Energy 2019.

COMERCIO INTERNACIONAL DE GNL

Al alcanzar 431 Bm³, un crecimiento de 9,7 % respecto a 2017, el comercio de GNL estableció en 2018, por quinto año consecutivo, un nuevo récord. En el período 2010 - 2018, este comercio presentó un notable crecimiento promedio anual de 5 %, y solo se observaron en el bienio 2012-2013 leves decrecimientos.

Comercio internacional de GNL Bm³



Fuente: BP Statistical Review of World Energy 2001 y 2019.

GAS NATURAL LICUADO (GNL) - 2018 Bm³

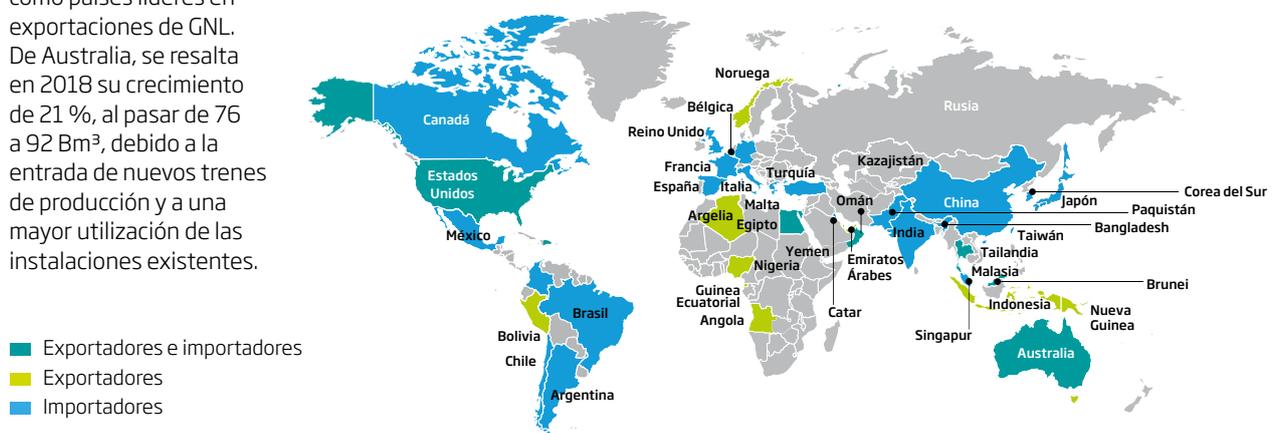
EXPORTADORES

Importadores	Catar	Australia	Malasia	Estados Unidos	Nigeria	Rusia	Indonesia	Otros	Total importaciones	Equivalencia en MMtpa	Participación
Japón	14	39	15	3	2	9	7	23	113	155	26 %
China	13	32	8	3	2	1	7	8	73	101	17 %
Corea del Sur	20	11	5	6	1	3	5	10	60	82	14 %
India	15	2	0	1	4	1	0	8	31	42	7 %
Taiwán	7	4	4	0	0	3	2	4	23	31	5 %
España	3	0	0	0	4	1	0	6	15	21	3 %
Francia	1	0	0	0	4	1	0	6	13	18	3 %
Turquía	3	0	0	0	2	0	0	6	12	16	3 %
Otros	30	4	1	13	9	6	1	28	91	125	21 %
Total exportaciones	105	92	33	28	28	25	21	99	431		100 %
Equivalencia en MMtpa	144	126	45	39	38	34	29	136		590	
Participación	24 %	21 %	8 %	7 %	6 %	6 %	5 %	23 %	100 %		

Fuente: BP Statistical Review of World Energy 2019.

Catar y Australia, con 105 y 92 Bm³, se afianzan como países líderes en exportaciones de GNL. De Australia, se resalta en 2018 su crecimiento de 21 %, al pasar de 76 a 92 Bm³, debido a la entrada de nuevos trenes de producción y a una mayor utilización de las instalaciones existentes.

Comercio de GNL - 2018



Fuente: BP Statistical Review of World Energy 2019.

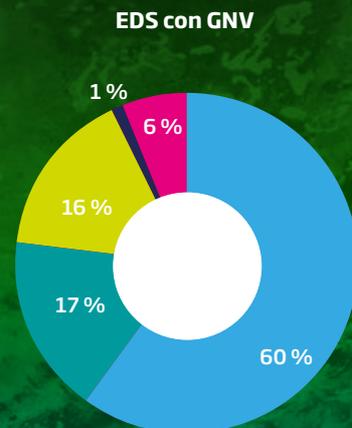
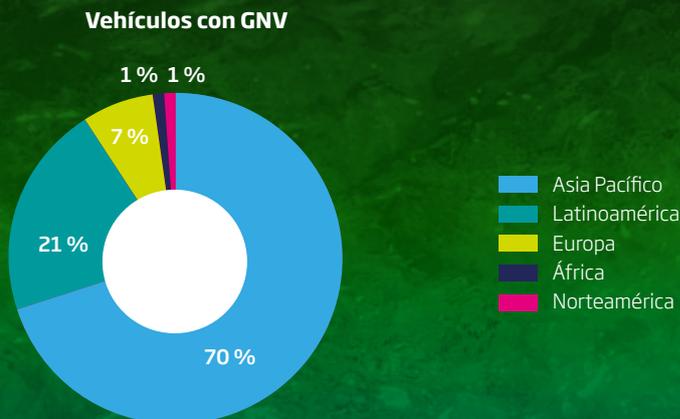
Gas natural vehicular

VEHÍCULOS CON GNV EN EL MUNDO

País	2010	2015	2017	2018	TACC 2010-2018	Variación 2017-2018
China	450.000	4.411.000	5.350.000	6.080.000	38 %	14 %
Irán	1.954.925	4.068.632	4.502.000	4.502.000	11 %	0 %
Pakistán	2.740.000	3.700.000	3.700.000	3.700.000	4 %	0 %
India	1.080.000	1.800.000	3.078.799	3.090.139	14 %	0 %
Argentina	1.901.116	2.487.349	2.487.349	2.487.349	3 %	0 %
Brasil	1.664.847	1.900.000	1.900.000	1.900.000	2 %	0 %
Italia	730.000	904.000	1.004.982	1.004.982	4 %	0 %
Uzbekistán	47.000	450.000	450.000	815.000	43 %	81 %
Colombia	324.515	538.213	568.264	583.688	8 %	3 %
Tailandia	218.459	466.845	474.486	474.486	10 %	0 %
Otros	1.548.055	2.390.951	3.723.537	3.723.537	12 %	0 %
Total	12.658.917	23.116.990	27.239.417	28.361.181	11 %	4 %

Fuente: The Oxford Institute for Energy Studies, International Association for Natural Gas Vehicles, NGV Global Natural Gas Vehicle Statistics, NGVA Europe, Ministerio de Minas y Energía de Colombia.

GNV en el mundo - 2018



Fuente: <www.ngvglobal.org> (NGV Statistics).

EDS con GNV en el mundo



En el negocio del GNV, son cuatro países los que lideran su uso: China, Irán, Pakistán e India. En la actualidad, seis de cada diez vehículos que funcionan con GNV en el mundo pertenecen a uno de estos cuatro países de la región Asia Pacífico.

Fuente: NGVGlobal.org (NGV Statistics), International Association for Natural Gas Vehicles, NGV Journal, Ministerio de Minas y Energía de Colombia.

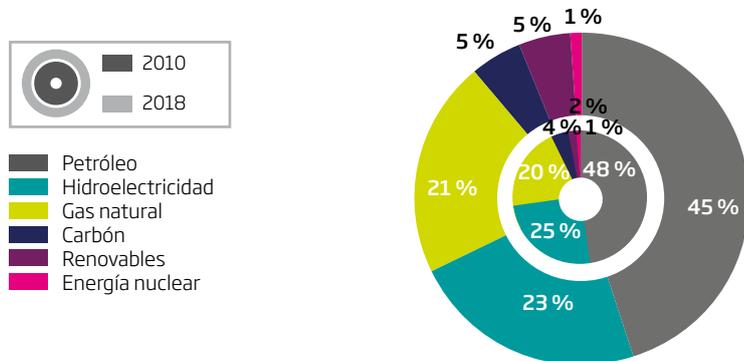
Cifras de Sur y Centroamérica

CONSUMO ENERGÉTICO EN SUR Y CENTROAMÉRICA - MMtep

Fuentes de energía	2010	2015	2017	2018	TACC 2010-2018	Variación 2017-2018
Petróleo	300	328	316	316	1 %	(0,2 %)
Hidroelectricidad	159	152	163	165	1 %	2 %
Gas natural	124	150	148	145	2 %	(2 %)
Carbón	28	36	35	36	3 %	4 %
Renovables	11	24	32	35	15 %	12 %
Energía nuclear	5	5	5	5	0,4 %	3 %
Total	626	695	699	702	1 %	0,5 %

Fuente: BP Statistical Review of World Energy 2019.

Canasta energética de Sur y Centroamérica



El consumo de energía en esta región creció en los últimos nueve años, 76 MMtep, con aportes del gas natural de 28 % de este crecimiento, con 21 MMtep. En términos porcentuales, las fuentes de mayor crecimiento fueron las renovables, con 15 % de promedio anual; sin embargo, a cierre de 2018, la participación de estas en la canasta energética de la región solo alcanza 5 %.

Fuente: BP Statistical Review of World Energy 2019.

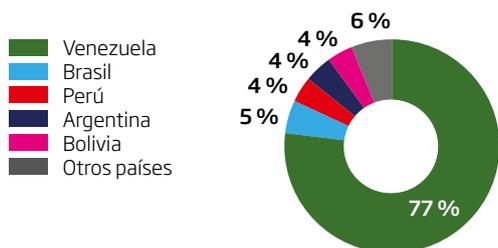
Consumo energético en Sur y Centroamérica - MMtep

Colombia	Venezuela
2018: 47	2018: 65
2017: 46	2017: 74
2015: 41	2015: 79
2010: 34	2010: 80
Perú	Brasil
2018: 27	2018: 298
2017: 25	2017: 294
2015: 24	2015: 296
2010: 19	2010: 263
Chile	Argentina
2018: 40	2018: 85
2017: 38	2017: 86
2015: 36	2015: 86
2010: 32	2010: 77
	Otros países
	2018: 141
	2017: 137
	2015: 132
	2010: 123



Fuente: BP Statistical Review of World Energy 2019.

Reservas probadas de gas natural en Sur y Centroamérica - 2018

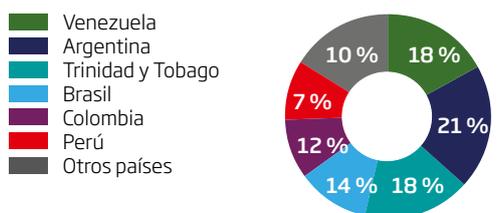


RESERVAS PROBADAS DE GAS NATURAL EN SUR Y CENTROAMÉRICA - Tpc						
País	2010	2015	2017	2018	TACC 2010-2018	Variación 2017-2018
Venezuela	217	223	224	224	0%	0%
Brasil	15	16	13	13	(2%)	(0,1%)
Perú*	12	14	13	13	0,4%	0%
Argentina	12	12	12	12	(0%)	0,0%
Bolivia	10	10	10	10	1%	0,0%
Trinidad y Tobago	13	11	11	11	(2%)	0,0%
Colombia	4	4	4	4	(2%)	(2,9%)
Otros países	2	2	2	2	0%	0,0%
Total	286	293	290	289	0,2%	(0,05%)

(*) Las cifras de 2018 corresponden a diciembre de 2017; información no disponible a diciembre de 2018.



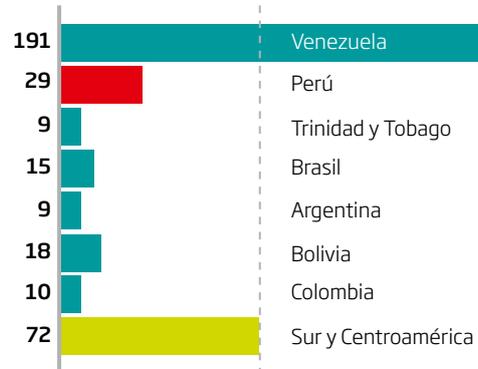
Producción de gas natural en Sur y Centroamérica - 2018



PRODUCCIÓN DE GAS NATURAL EN SUR Y CENTROAMÉRICA - Gpcd						
País	2010	2015	2017	2018	TACC 2010-2018	Variación 2017-2018
Argentina	3,8	3,4	3,6	3,8	0,1%	6%
Trinidad y Tobago	3,9	3,5	3,1	3,3	(2%)	7%
Venezuela	2,9	3,5	3,7	3,2	1%	(14%)
Brasil	1,5	2,3	2,6	2,4	7%	(7%)
Colombia	3,1	2,4	2,3	2,3	(4%)	(3%)
Bolivia	1,3	1,9	1,7	1,5	2%	(7%)
Perú	0,7	1,2	1,3	1,2	7%	(2%)
Otros países	0,4	0,3	0,3	0,3	(2%)	7%
Total	17,6	18,5	18,6	18,1	0,4%	(3%)

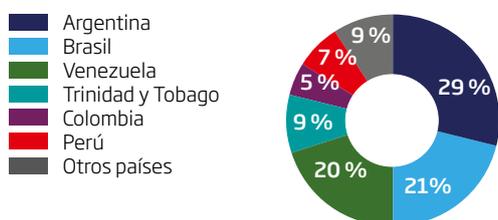
Factor R/P 2018

Número de años



Nota: Cálculo realizado con reservas probadas.

Consumo de gas natural en Sur y Centroamérica - 2018



CONSUMO DE GAS NATURAL EN SUR Y CENTROAMÉRICA - Gpcd						
País	2010	2015	2017	2018	TACC 2010-2018	Variación 2017-2018
Argentina	4,1	4,5	4,7	4,7	2%	1%
Brasil	2,7	4,2	3,6	3,5	3%	(5%)
Venezuela	3,0	3,6	3,8	3,2	1%	(14%)
Trinidad y Tobago	1,7	1,6	1,5	1,5	(2%)	0%
Colombia	1,0	1,0	0,9	0,9	(1%)	5%
Perú	0,6	1,1	1,2	1,1	9%	(3%)
Otros países	3,3	1,2	1,3	1,5	(10%)	9%
Total	16,3	17,3	16,9	16,4	0,0%	(3%)

Fuente: BP Statistical Review of World Energy 2019, Osinergrmin, Perupetro y Ministerio de Energía y Minas de Perú.

Entre 2010 y 2018, las reservas probadas de gas de la región crecieron 4 Tpc. Venezuela, que ocupa el séptimo lugar en el mundo entre los países con mayores reservas, participa, a cierre de 2018, con 77% del total de reservas de la región.

Trinidad y Tobago y Brasil, en estos últimos nueve años no lograron reponer de sus reservas de gas los volúmenes producidos en este período. Por lo anterior, en cada uno de los dos sus reservas se redujeron en 2 Tpc.

Argentina, país con mayor historial gasífero de Suramérica, lideró tanto la producción como el consumo de gas natural en la región durante la mayor parte de estos nueve años.

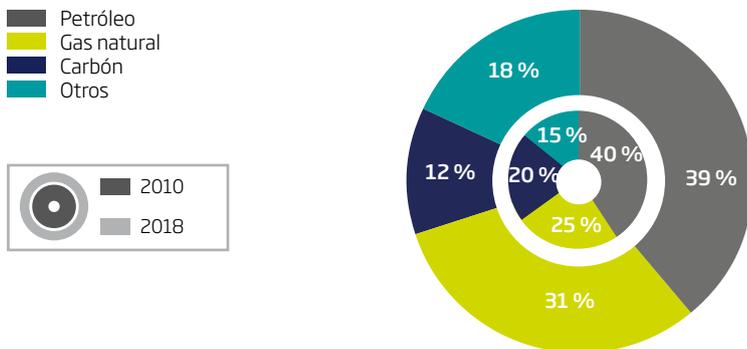
Cifras de Norteamérica

CONSUMO ENERGÉTICO EN NORTEAMÉRICA - MMtep

Fuentes de energía	2010	2015	2017	2018	TACC 2010-2018	Variación 2017-2018
Petróleo	1.078	1.080	1.097	1.113	0,4 %	1 %
Gas natural	690	803	804	879	3 %	9 %
Carbón	536	405	365	343	(5 %)	(6 %)
Energía nuclear	214	215	217	218	0,2 %	0,5 %
Hidroelectricidad	146	149	164	160	1 %	(2 %)
Renovables	46	84	108	119	13 %	10 %
Total	2.710	2.736	2.755	2.832	1 %	3 %

Fuente: BP Statistical Review of World Energy 2019.

Canasta energética de Norteamérica

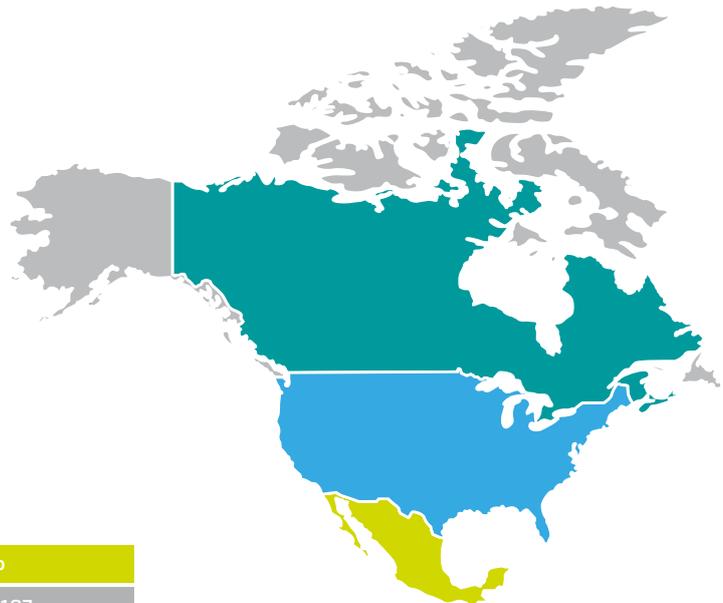
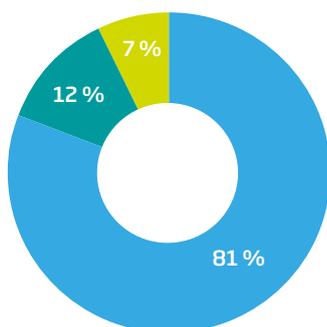


En los últimos nueve años, el gas natural ganó seis puntos porcentuales en su participación en la canasta energética norteamericana, gracias a la implementación del *fracking* en las formaciones de *shale gas*, lo que sirvió para aumentar la producción, y a las medidas proteccionistas al medioambiente de la administración Obama, que redujeron el uso del carbón en la generación eléctrica.

Fuente: BP Statistical Review of World Energy 2019.

Consumo energético en Norteamérica - MMtep

Estados Unidos
Canadá
México



País	2018	2017	2015	2010
Estados Unidos	2.301	2.222	2.213	2.223
Canadá	344	344	339	312
México	187	189	184	175

Fuente: BP Statistical Review of World Energy 2019.



CIFRAS DE GAS NATURAL EN NORTEAMÉRICA

Concepto / País	2010	2015	2017	2018	TACC 2010-2018	Variación 2017-2018
Reservas - Tpc						
Estados Unidos	292	295	420	420	5 %	0 %
Canadá	67	73	70	65	(0,2 %)	(7 %)
México	12	9	7	7	(8 %)	0 %
Total	371	376	496	492	4 %	(1 %)
Producción - Gpcd						
Estados Unidos	56	72	72	80	5 %	12 %
Canadá	14	16	17	18	3 %	4 %
México	5	5	4	4	(4 %)	(2 %)
Total	75	92	93	102	4 %	10 %
Consumo - Gpcd						
Estados Unidos	63	72	72	79	3 %	11 %
Canadá	9	11	11	11	3 %	6 %
México	6	8	8	9	4 %	4 %
Total	78	90	91	99	3 %	9 %

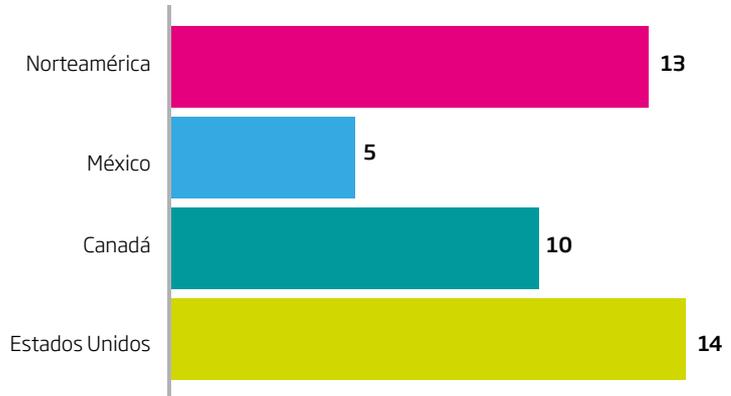
Fuente: BP Statistical Review of World Energy 2019.

Con el boom del fracking en Norteamérica, iniciado a comienzos del siglo XXI, se convirtieron en reservas de gas unos recursos cuya explotación en el pasado se consideraba inviable desde un punto de vista comercial, principal razón para que en estos nueve años las reservas crecieran en 121 Tpc.

Las cifras de la cadena de gas natural de Norteamérica se sustentan, principalmente, en los volúmenes que presenta Estados Unidos. En el último año, este país alcanzó récord histórico en producción y consumo de gas, rubros en los cuales creció 12 % y 11 %, respectivamente.

Ratio R/P 2018

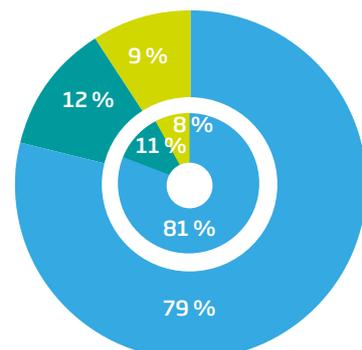
Número de años



Fuente: BP Statistical Review of World Energy 2019.

Consumo de gas natural en Norteamérica

Estados Unidos
Canadá
México



Fuente: BP Statistical Review of World Energy 2019.





Gas natural **en Perú**

Cifras del sector

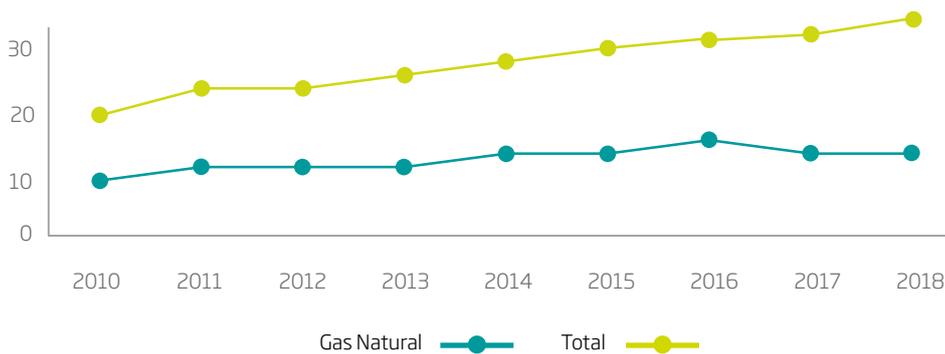
ENERGÍA PRIMARIA Y EMISIONES DE CO₂

CONSUMO FINAL DE ENERGÉTICOS - MMtep

Fuente	2010	2015	2017	2018	TACC 2010-2018	Variación 2017-2018
Petróleo	9	12	12	12	4 %	3 %
Hidroelectricidad	5	5	7	7	5 %	6 %
Gas natural	3	6	6	6	7 %	2 %
Renovables	0,2	0,4	0,4	1	20 %	50 %
Carbón	1	1	1	1	2 %	62 %
Total	18	24	26	27	5 %	6 %

Fuente: BP Statistical Review of World Energy 2019, Osinergmin y Ministerio de Energía y Minas.

Consumo final de energéticos - MMtep

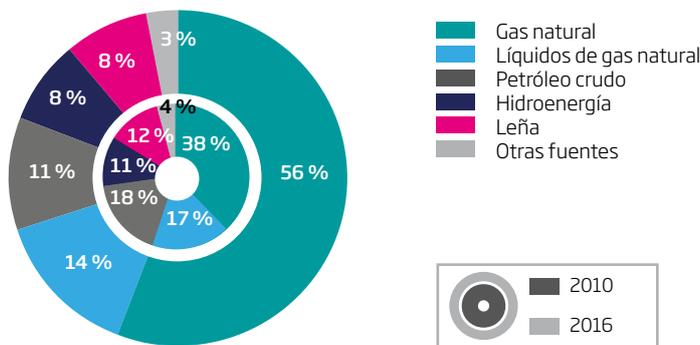


El crecimiento del consumo de gas natural en Perú en el período 2010 - 2018 (TACC 4,75 %) estuvo por encima del crecimiento del consumo total de energéticos (TACC 4,66 %), lo cual se refleja en su participación de 19,3 % en 2010 y de 22,3 % en 2018.

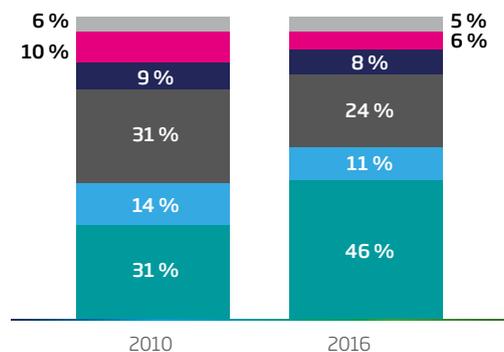
Fuente: BP Statistical Review of World Energy 2019.

Energía primaria

Producción



Oferta interna bruta



Fuente: Ministerio de Energía y Minas.

EXPLORACIÓN Y RESERVAS

SÍSMICA 2D Y 3D - km

Zona geográfica	2010	2015	2017	2018	TACC 2010-2018	Variación 2017-2018
Selva	2.521	758	0	0	(100 %)	0 %
Norte	2.027	0	0	0	(100 %)	0 %
Central	304	74	0	0	(100 %)	0 %
Sur	190	684	0	0	(100 %)	0 %
Costa	563	54	0	313	(7 %)	100 %
Zócalo	8.591	5.614	0	0	(100 %)	0 %
Total	11.675	6.427	0	313	(36 %)	100 %

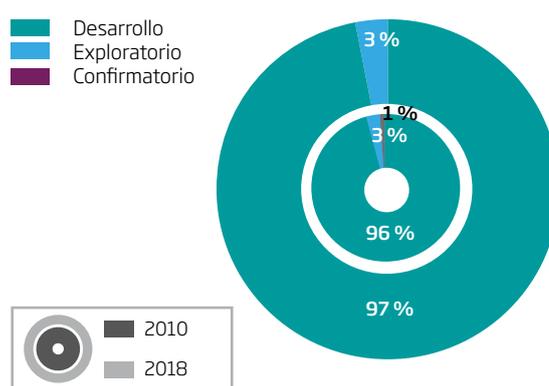
Fuente: Perupetro.

Sísmica - km



Fuente: Perupetro.

Pozos perforados



Fuente: Estadística petrolera 2018, Perupetro.

De acuerdo con el Plan de desarrollo de los recursos de hidrocarburos, elaborado por la Dirección General de Hidrocarburos (DGH), del Minem, para el quinquenio 2017 - 2021, se deben perforar 36 pozos exploratorios

y 1.057 de desarrollo, de los cuales, a diciembre 31 de 2018, se han realizado nueve exploratorios (25 %) y 305 de desarrollo (16 %), para un total de 314 pozos perforados entre 2017 (139) y 2018 (175).

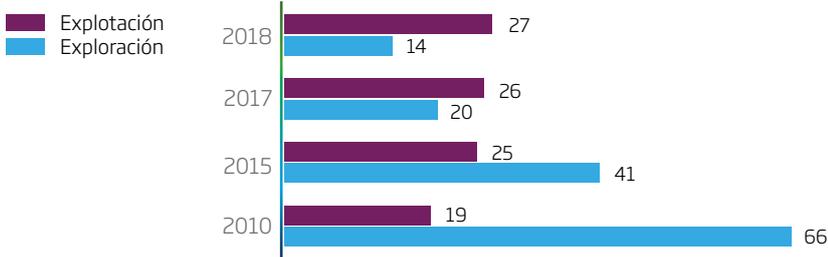
POZOS PERFORADOS

Zona geográfica	2010	2015	2017	2018	TACC 2010-2018	Variación 2017-2018
Selva	13	6	2	1	(27 %)	(50 %)
Costa	187	76	137	173	(1 %)	26 %
Zócalo	23	5	0	1	(32 %)	100 %
Total	223	87	139	175	(3 %)	26 %

Fuente: Perupetro.

Contratos

Vigentes



Fuente: Perupetro.

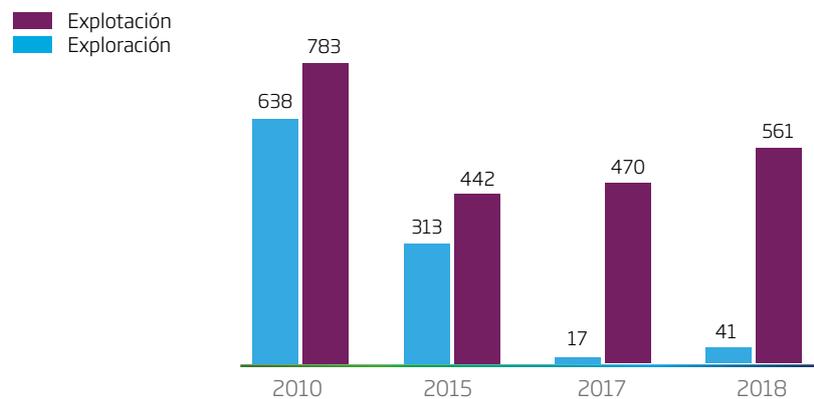
Contratos

Terminados



Inversión - US\$MM

El plan de inversiones de la DGH para el quinquenio 2017 - 2021 es de 4.967 US\$MM (1.572 en exploración y 3.395 en explotación). De dicho plan, se ha ejecutado, a diciembre de 2018, 58 US\$MM (4 % en exploración y 1.031 US\$MM (30 %) en explotación.



Fuente: Perupetro.

RESERVAS DE HIDROCARBUROS

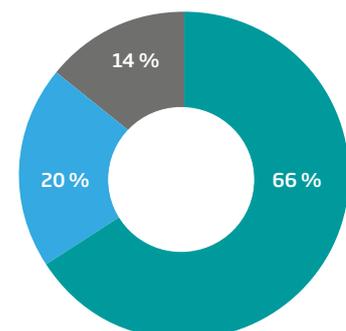
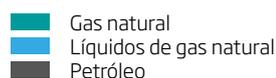
Tipo de hidrocarburo	Unidad	2010	2015	2016	2017	TACC 2010-2017	Variación 2016-2017
Gas natural	MMstb	7.273	3.314	3.267	2.519	(14 %)	(23 %)
	Gpc	43.638	19.881	19.602	15.112		
Líquidos de gas natural	MMstb	2.378	987	979	762	(15 %)	(22 %)
Petróleo	MMstb	3.353	875	926	538	(23 %)	(42 %)
Total petróleo equivalente	MMstb	13.004	5.176	5.171	3.819	(16 %)	(26 %)

Fuente: Ministerio de Energía y Minas.

La DGH expidió en mayo de 2019 el libro anual de recursos de hidrocarburos a diciembre 31 de 2017, con el que se analizan las cifras oficiales de reservas.

En la consolidación de las reservas estimadas de hidrocarburos del Perú (probadas, probables y posibles), en términos de petróleo equivalente, el gas natural representa, a diciembre 31 de 2017, un 66 % del total.

Reservas - 2017



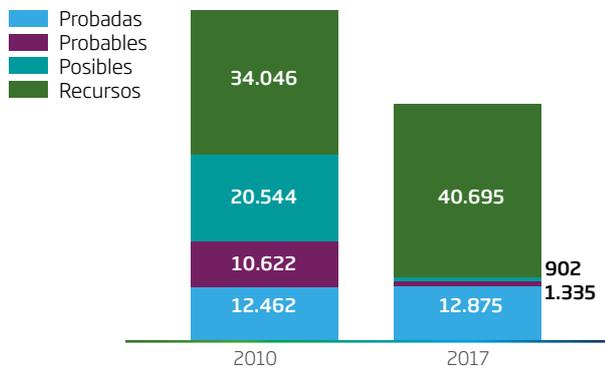
Fuente: Ministerio de Energía y Minas.

RESERVAS DE GAS NATURAL - Gpc

Tipo	2010	2015	2016	2017	TACC 2010-2017	Variación 2016-2017
Probadas	12.462	14.086	16.091	12.875	0,5 %	(20 %)
Probables	10.622	3.825	1.857	1.335	(26 %)	(28 %)
Posibles	20.554	1.971	1.654	902	(36 %)	(45 %)
Total	43.638	19.881	19.602	15.112	(14 %)	(23 %)

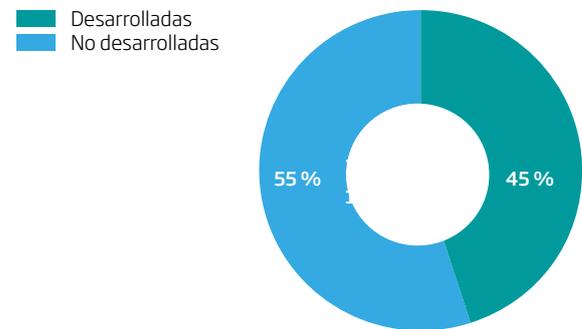
Fuente: Ministerio de Energía y Minas.

Reservas y recursos de gas natural Gpc



Fuente: Ministerio de Energía y Minas.

Reservas probadas de gas natural 2017

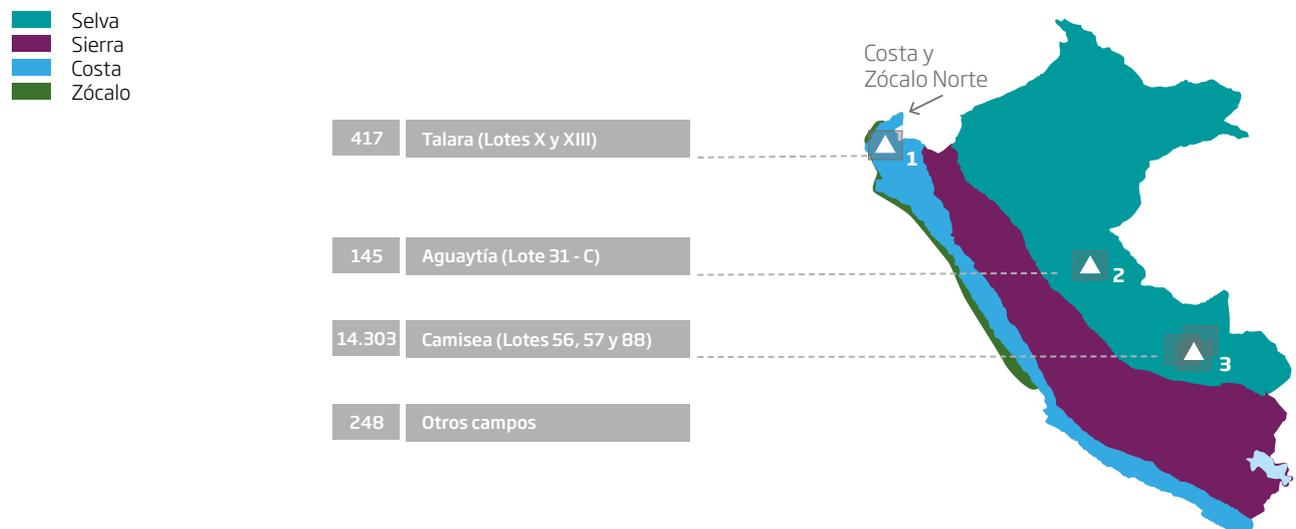


Fuente: Ministerio de Energía y Minas.

Las reservas probadas de gas natural a diciembre 31 de 2017 presentan una disminución de 3,216 Gpc frente a las de 2016, explicada por la producción de 2017, recategorización de reservas a recursos y reestimación de volúmenes.

En Perú, las reservas probadas desarrolladas, es decir, que ya poseen la infraestructura de pozos e instalaciones, representan el 45 % del total de reservas, mientras que el 55 % de las reservas probadas depende de futuras inversiones.

Reservas de gas natural en Perú 2017: 15.112 Gpc



Fuente: Elaborado por Promigas, con información del Ministerio de Energía y Minas.

PRODUCCIÓN

PRODUCCIÓN TOTAL DE GAS NATURAL - MMpcd

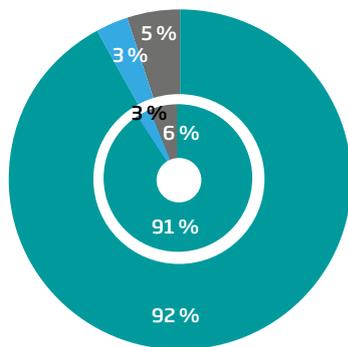
Zona	2010	2015	2017	2018	TACC 2010-2018	Variación 2017-2018
Selva	1.236	1.567	1.678	1.637	4 %	(2 %)
Costa	46	62	54	59	3 %	8 %
Zócalo	74	103	97	95	3 %	(2 %)
Total	1.356	1.732	1.829	1.791	4 %	(2 %)

Fuente: Perupetro.

Producción total de gas natural

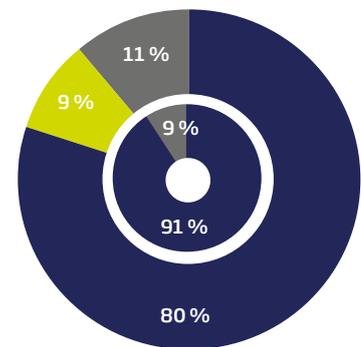
Región

- Selva
- Costa
- Zócalo



Empresa

- Pluspetrol
- Repsol
- Otros operadores



Fuente: Perupetro.

En 2018, la diferencia entre la producción total o "de campo" (1.791 MMpcd) y la fiscalizada (1.231 MMpcd) es de 560 MMpcd, debido a la reinyección (71 %) y al consumo propio en campo (28 %).

Al compararla con 2017, la producción fiscalizada disminuyó en 2018 en (2 %), debido al menor volumen de gas natural producido con destino a las exportaciones, procedente del Lote 56.

PRODUCCIÓN FISCALIZADA DE GAS NATURAL - MMpcd

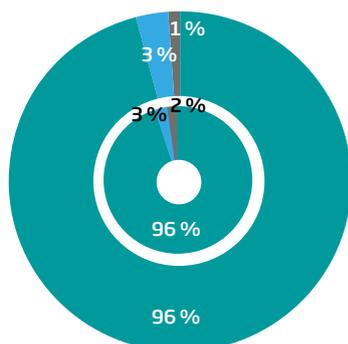
Zona	2010	2015	2017	2018	TACC 2010-2018	Variación 2017-2018
Selva	669	1.164	1.209	1.184	7 %	(2 %)
Costa	20	39	37	39	9 %	7 %
Zócalo	11	6	7	7	(5 %)	4 %
Total	700	1.209	1.252	1.231	7 %	(2 %)

Fuente: Perupetro y Ministerio de Energía y Minas.

Producción fiscalizada de gas natural

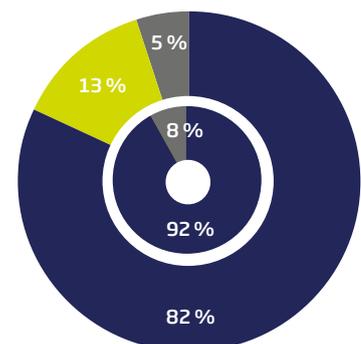
Región

- Selva
- Costa
- Zócalo



Empresa

- Pluspetrol
- Repsol
- Otros operadores



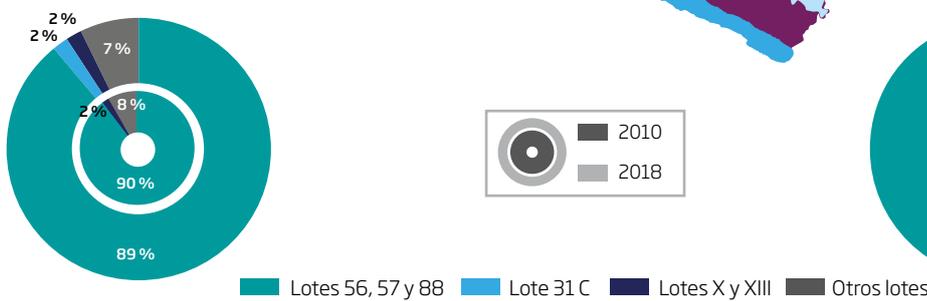
Fuente: Perupetro y Ministerio de Energía y Minas.

Producción total y fiscalizada de gas natural en Perú - MMpcd

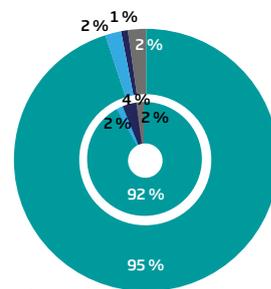
PRODUCCIÓN TOTAL			PRODUCCIÓN FISCALIZADA		
Campos/Lotes	2010	2018	Campos/Lotes	2010	2018
Camisea (Lotes 56, 57 y 88)	1.222	1.588	Camisea (Lotes 56, 57 y 88)	642	1.172
Aguaytía (Lote 31 C)	4	44	Aguaytía (Lote 31 C)	13	28
Talara (Lotes X y XIII)	30	38	Talara (Lotes X y XIII)	27	12
Otros lotes	100	120	Otros lotes	18	19
Total	1.356	1.791	Total	700	1.231



Producción total de gas natural



Producción fiscalizada de gas natural



Fuente: Perupetro.

El crecimiento de la producción fiscalizada de gas natural en Perú en el período 2010 - 2018 (TACC 7 %) fue liderado por el campo Camisea con sus lotes 56, 57 y 88, cuya producción

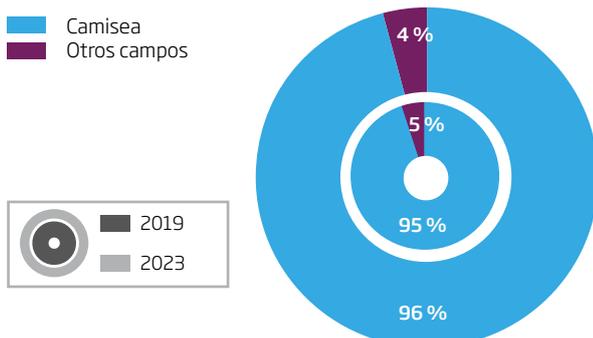
tuvo un crecimiento en dicho período de 8 %, mientras que la producción del campo Aguaytía decreció (9 %).

PRONÓSTICOS DE PRODUCCIÓN DE GAS NATURAL - MMpcd

Zona	2019	2020	2021	2022	2023	TACC 2019-2023
Selva	1.217	1.324	1.374	1.416	1.554	6 %
Costa	44	51	50	45	45	1 %
Zócalo	7	7	7	7	7	0 %
Total	1.268	1.382	1.432	1.469	1.606	6 %

Fuente: Perupetro.

Pronóstico de producción de gas natural



Con base en la producción obtenida de los planes y programas anuales presentados por los contratistas, Perupetro consolida dicha información en un pronóstico de producción fiscalizada de gas natural en el Perú que refleja un crecimiento anual esperado en el período 2019 - 2023, de 6 %. Se destaca el estimado de inicio de la producción del Lote 58 de Camisea, para 2023 con 100 MMpcd.

Fuente: Perupetro.

ÍNDICE DE AUTONOMÍA DE RESERVAS (IAR)

Concepto		2010	2015	2016	2017	TACC 2010-2017	Variación 2016-2017
Reservas probadas	Tpc	12	14	16	13	0,5 %	(20 %)
	Gpc	12.462	14.086	16.091	12.875		
Reservas totales	Tpc	44	20	20	15	(14 %)	(23 %)
	Gpc	43.638	19.881	19.602	15.112		
Producción fiscalizada (Año siguiente)	MMpcc	1.159	1.355	1.252	1.231	1 %	(2 %)
	Gpc	423	494	457	449		
IAR - Años	Probadas	29	28	35	29	(0,4 %)	(19 %)
	Totales	103	40	43	34		

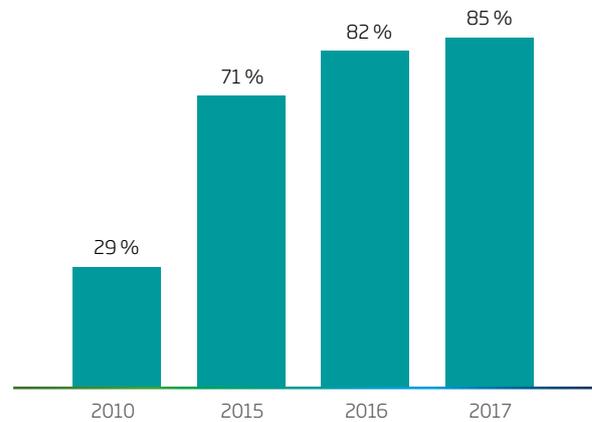
Fuente: Elaborado por Promigas con información del Ministerio de Energía y Minas.

Nota: El cálculo del IAR se realizó con las reservas probadas y la producción fiscalizada conocida del año siguiente.

El indicador de gestión de reservorios, definido por la DGH como Índice de autonomía de reserva (IAR), refleja el número de años que durarían las reservas probadas a la tasa de producción de gas natural del año inmediatamente siguiente. La disminución del índice refleja el menor nivel de reservas y la mayor producción.

El 'Índice de comprobación de reservas (ICR)' representa la participación de las reservas probadas, también llamadas "1P", en las reservas "3P" o reservas totales (probadas, probales y posibles). A diciembre 31 de 2017, el ICR de gas en el Perú es de 85 %.

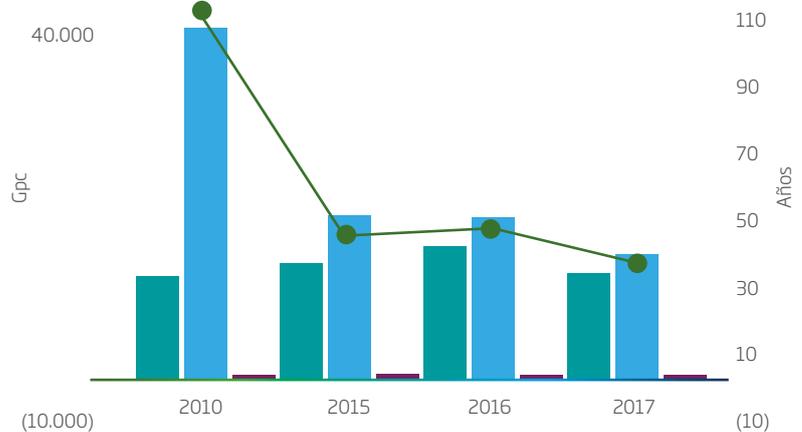
Índice de comprobación de reservas probadas de gas natural (ICR)



Fuente: Ministerio de Energía y Minas.

Índice de autonomía de reservas (IAR)

- Reservas probadas
- Reservas totales
- Producción fiscalizada (año siguiente)
- IAR - Años



Fuente: Ministerio de Energía y Minas y Perupetro.

TRANSPORTE DE GAS NATURAL POR DUCTOS

INFRAESTRUCTURA DE TRANSPORTE DE GAS NATURAL - 2018

Empresa propietaria infraestructura	Origen	Destino	Longitud km	Capacidad acumulada MMpcd
TGP				
Ducto principal	Camisea	Lurín	729	
Loop Costa I	Pampa Melchorita	Chilca	105	
Loop Costa II	Chilca	City Gate Lurín	31	920
Compresora Kámani	Sector Selva km 127		-	
Ducto de derivación	Camisea - Lima km 277	Ayacucho	18	
Perú LNG	Chiquintirca	Pampa Melchorita	408	620
Otros ductos				
Olimpic Perú Inc.	Estación La Casita	Estación Olímpic	33	11
Petrochina	Cuenca de Talara	Termoeléctrica Malacas	ND	ND
Perú LNG	Pampa Melchorita	Pampa Melchorita	1	ND
Aguaytía Energy	Curimaná	Padre Abad y Pucallpa	174	55
Pluspetrol	Humay	Pisco	40	35
BPZ	Pariñas	Peña Negra (Talara)	27	ND
TOTAL			1.567	

Fuente: TGP, Osinergmin y Perú LNG.

La última ampliación de capacidad del sistema de transporte de gas natural se dio en 2016, lo que permitió aumentar la oferta al mercado local de 655 a 920 MMpcd con la concreción

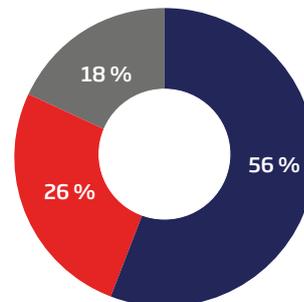
de tres proyectos: 1. Loop Costa II, 2. Estación Compresora Kámani y el ducto de derivación a la ciudad de Ayacucho.

Red de transporte de gas natural en Perú 2018: 1.567 km

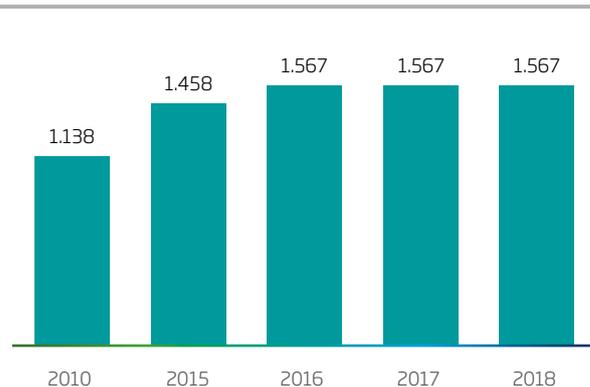
— TGP
— Perú LNG
— Loop Costa I y II



■ TGP
■ Perú LNG
■ Otros ductos



Evolución de la infraestructura de transporte



Fuente: TGP, Osinergmin y Perú LNG.

Fuente: TGP, Osinergmin y Perú LNG.

VOLUMEN DE GAS TRANSPORTADO TOTAL PAÍS - MMpcc

Mercado	2010	2015	2017	2018	TACC 2010-2018	Variación 2017-2018
Camisea - consumo interno	368	572	568	579	6 %	2 %
Camisea - Pampa Melchorita	258	524	593	549	10 %	(7 %)
Curimaná - Neshuya - CT Aguaytía	27	17	4	12	(9 %)	186 %
Total	654	1.113	1.165	1.140	7 %	(2 %)

Fuente: Osinergmin.

En concordancia con la evolución de la producción fiscalizada de gas natural en Perú en el período 2010 - 2018, el volumen transportado tuvo un TACC de 7 %, lo que muestra la evolución del gas proveniente del campo Camisea con

destino al consumo interno (6 %) y el gas con destino a las exportaciones (10 %). El menor volumen transportado en 2018 refleja la disminución del volumen exportado comparado con el exportado en 2017.

Volumen de gas transportado

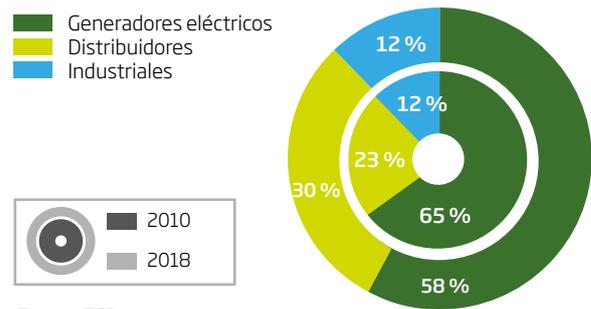
- Camisea - consumo interno
- Camisea - Pampa Melchorita
- Curimaná - Neshuya - CT Aguaytía



Fuente: Osinergmin.

Volumen entregado de gas natural por sectores (Camisea - Consumo interno)

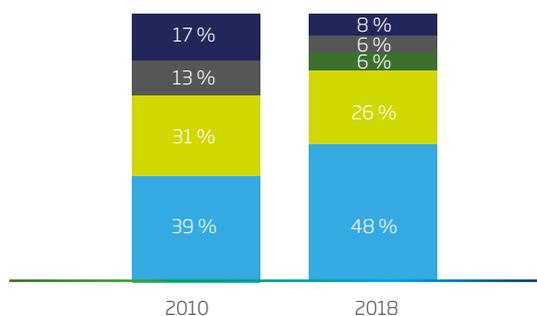
- Generadores eléctricos
- Distribuidores
- Industriales



Fuente: TGP.

Volumen entregado de gas natural por puntos de entrega

- Pampa Melchorita
- Lurín
- Engie Energía Perú
- Kallpa
- Otras entregas



Fuente: Osinergmin.

La empresa transportadora TGP atiende directamente a los sectores de generación eléctrica, grandes industrias, distribuidores y clientes independientes con un consumo de gas mayor a 30.000 m³/día. La generación eléctrica, conformada por ocho empresas que abastecen a diez centrales térmicas, es el sector de mayor consumo.

DISTRIBUCIÓN Y COMERCIALIZACIÓN AL MERCADO LOCAL

CÁLIDDA: LIMA Y CALLAO

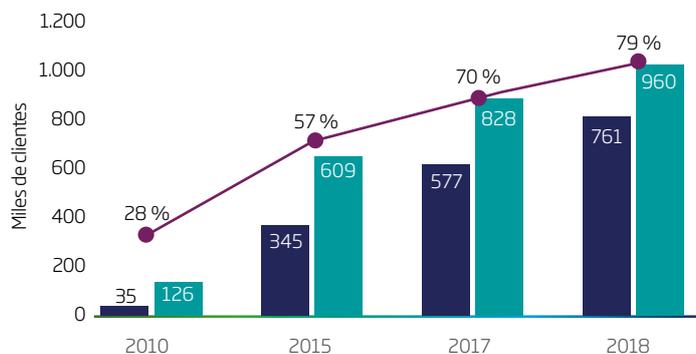
CLIENTES DE GAS NATURAL

Sector	2010	2015	2017	2018	TACC 2010-2018	Variación 2017-2018
Residencial y comercial	34.619	344.380	575.957	760.292	47 %	32 %
Industrial	360	507	577	626	7 %	8 %
EDS con GNV	143	232	257	275	9 %	7 %
Generadores eléctricos	11	17	22	23	10 %	5 %
Total	35.133	345.136	576.813	761.216	47 %	32 %

Fuente: Cálidda.

Ratio de penetración

- Clientes totales
- Clientes potenciales
- Ratio de penetración



Fuente: Cálidda.

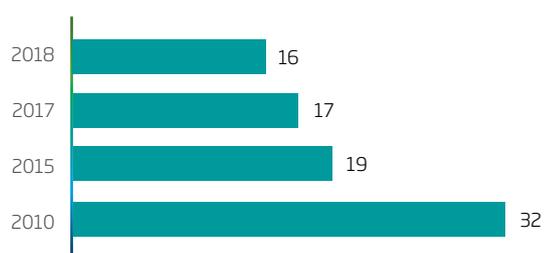
A diciembre 31 de 2018, más de 750.000 hogares de Lima y Callao contaban con el servicio de gas natural, y, al beneficiarse con una energía más económica, obtienen un ahorro de 67 % frente a la energía eléctrica y de 42 % frente al GLP.

VENTAS DE GAS NATURAL - MMpcc

Sector	2010	2015	2017	2018	TACC 2010-2018	Variación 2017-2018
Generadores eléctricos	193	521	568	569	14 %	0,2 %
Industrial	76	108	121	128	7 %	6 %
GNV	32	62	62	68	10 %	10 %
Residencial y comercial	1	8	12	14	35 %	21 %
Total	302	699	763	779	13 %	2 %

Fuente: Cálidda.

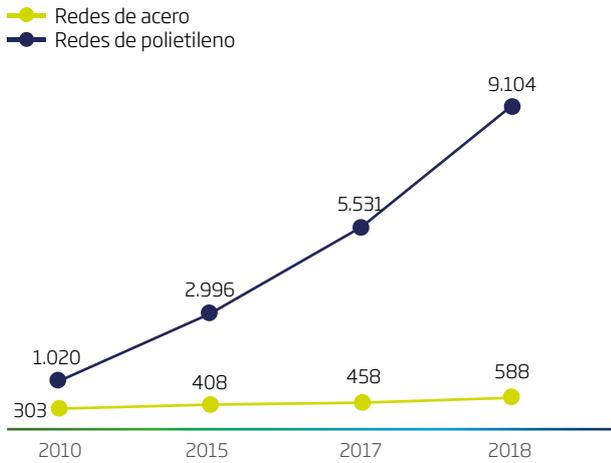
Consumo promedio residencial m³/mes



Fuente: Elaborado por Promigas.

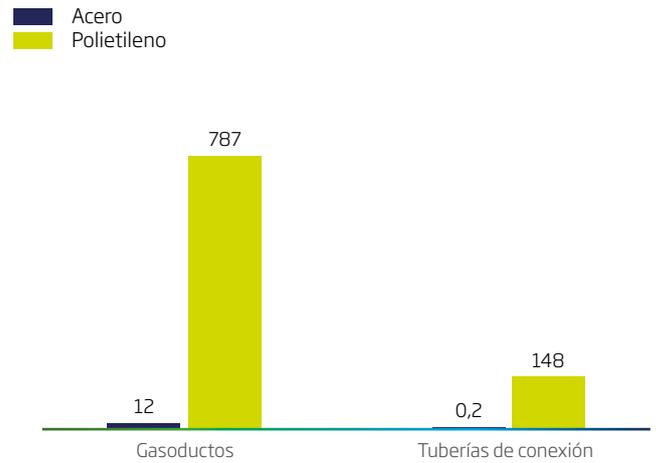
De 2010 a 2018, es evidente la importancia del consumo residencial (TACC 35 %) y de la generación térmica a base de gas (TACC 14 %); aun así, Cálidda reconoce un gran progreso en el gas natural que consume el GNV para la movilidad (TACC 10 %) y para la industria (TACC 7 %).

Red de distribución - km



Fuente: Cálidda.

Redes a ser instaladas en 2019 - km



Fuente: Resolución Osinergmin 081 - 2019 OS/CD.

A diciembre 31 de 2018, Cálidda contaba con 9.691 km de redes, ejecutadas gracias a una inversión de 960 US\$MM, a la expansión del sistema y a la masificación del gas natural con base en planes quinquenales aprobados por Osinergmin y el Minem.

Sistema de distribución de gas natural de Cálidda



Fuente: Cálidda.

CONTUGAS: DEPARTAMENTO DE ICA

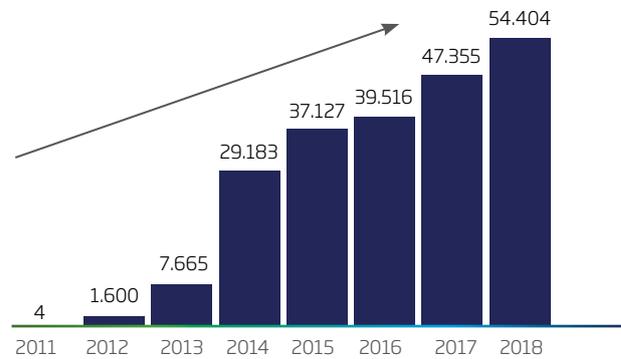
CLIENTES DE GAS NATURAL

Tipo de clientes	2011	2015	2017	2018	TACC 2011-2018	Variación 2017-2018
Residenciales	4	36.887	47.018	53.854	289 %	15 %
Comerciales	0	181	268	460	160 %	72 %
Industriales	0	41	52	70	63 %	35 %
GNV	0	16	13	15	97 %	15 %
Generadores eléctricos	0	2	4	5	36 %	25 %
Total	4	37.127	47.355	54.404	290 %	15 %

Fuente: Contugas.

En 2018, la empresa Contugas (inicialmente Congas) conmemoró diez años de actividad como distribuidor y comercializador de gas natural en el departamento de Ica.

Usuarios de gas natural Contugas



Fuente: Contugas.

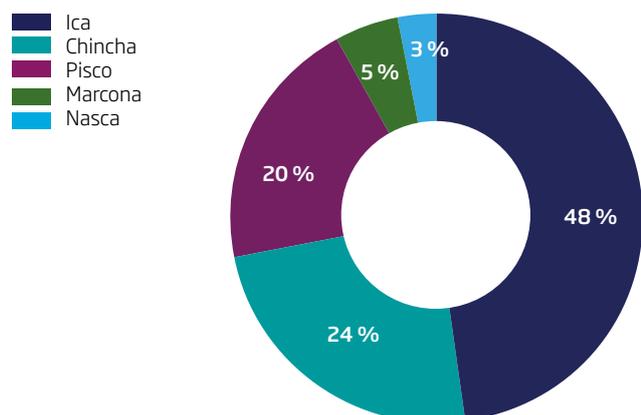
USUARIOS RESIDENCIALES EN EL DEPARTAMENTO DE ICA

Localidad	2011	2015	2017	2018	TACC 2011-2018	Variación 2017-2018
Ica	0	18.194	21.872	25.798	13 %	18 %
Chincha	0	8.214	11.853	13.037	27 %	10 %
Pisco	4	7.245	9.509	10.971	210 %	15 %
Marcona	0	1.816	2.112	2.365	9 %	12 %
Nasca	0	1.418	1.672	1.683	10 %	1 %
Total	4	36.887	47.018	53.854	289 %	15 %

Fuente: Contugas.

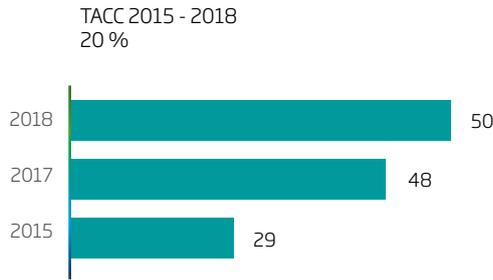
Contugas logró durante 2018 superar el plan mínimo de cobertura de su contrato de concesión, que estipula llegar a por lo menos 50.000 usuarios al final de 2020 en el departamento de Ica, cifra consolidada en las cinco localidades.

Usuarios residenciales en el departamento de Ica - 2018



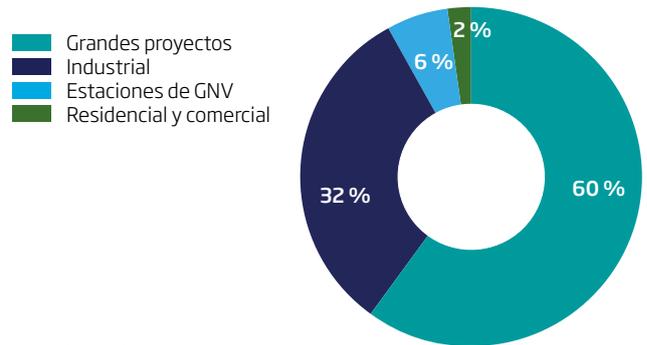
Fuente: Contugas.

Volumen facturado Contugas MMpcd



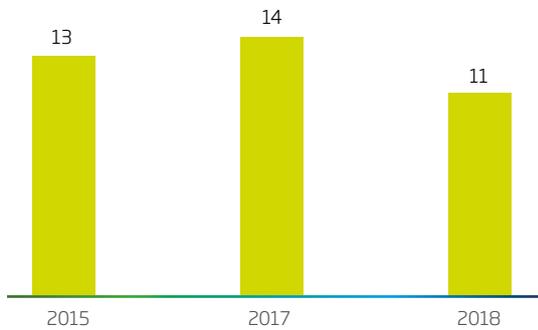
Fuente: Contugas.

Volumen de gas en el departamento de Ica - 2018



Fuente: Contugas.

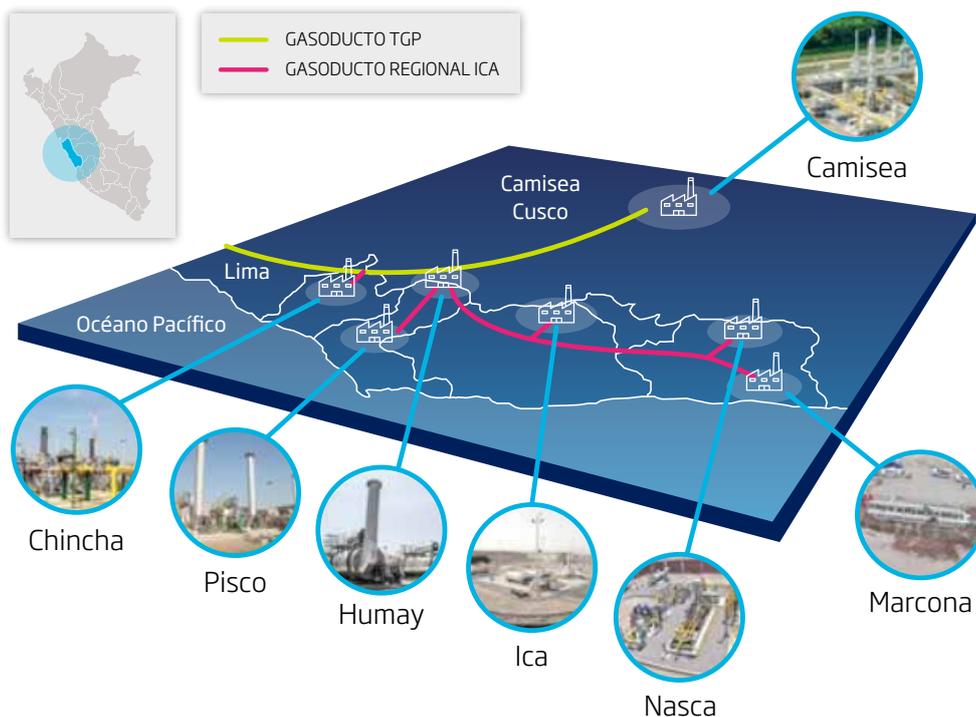
Consumo promedio residencial m³/mes



Fuente: Elaborado por Promigas, con información de Osinergmin.

En su informe anual de 2018, Contugas comparte su "estrategia comercial para la promoción del gas", en la que se proyecta que el GNV alcance los 3 MMm³/mes, se consiga conectar 135.000 usuarios en el 2023, gestión eficiente en el uso de la energía en las industrias y desarrollo de dos plantas térmicas, dentro de los grandes proyectos.

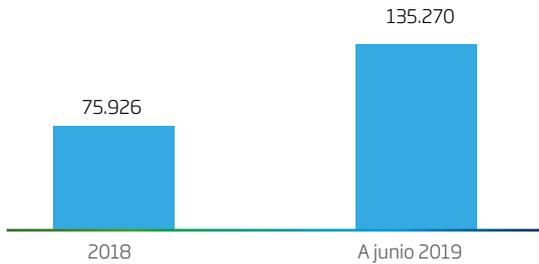
Sistema de distribución de gas natural de Contugas



Fuente: Contugas.

QUAVII: CONCESIÓN NORTE

Usuarios anillados



Fuente: Quavii.

En diciembre de 2017, Quavii, la sociedad concesionaria del sistema de distribución de gas natural por red de ductos de la concesión Norte, realizó la puesta en operación comercial. Durante 2018 se destaca el inicio del suministro y la importancia de avanzar en la instalación de más de 1.292 km de redes.

CLIENTES DE GAS NATURAL

Tipo de cliente	2018	A Junio 2019
Residenciales	21.501	46.926
Comerciales	10	42
EDS	1	1
Industriales	16	16
Total	21.528	46.985

Fuente: Quavii.

A diciembre 31 de 2018, Quavii contaba con 21.501 usuarios residenciales, esto es, 14 % de la meta contractual (150.137). Se destaca el avance que se tiene a junio 30 de 2019, con 32 % de la meta contractual, 46.926 usuarios residenciales.

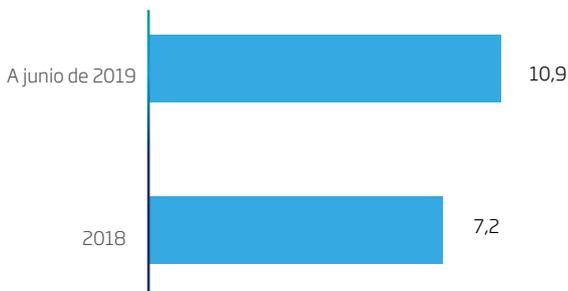
AVANCE EN LA MASIFICACIÓN A MAYO DE 2019

Ciudad	Total redes instaladas km	Total redes gasificadas km
Cajamarca	136	105
Lambayeque	21	18
Chiclayo	255	189
Pacasmayo	24	21
Trujillo	542	521
Chimbote	272	278
Huaraz	43	35
Total	1.292	1.166

Fuente: Osinergmin.

Se destacan los casos exitosos de Quavii en el sector pesquero, en el que son importantes los beneficios que trae el gas natural y la ventaja competitiva que arroja este combustible a dicho sector. La pesca es el tercer producto de exportación más importante del Perú, y el gas natural mejora la competitividad país de este sector, si lo comparamos con los de otros países exportadores de pesca que no pueden acceder a este combustible.

Volumen comercializado - MMm³



Fuente: Quavii.

Área de influencia Quavii Concesión Zona Norte



Fuente: Elaborado por Promigas, con información de Quavii.

NATURGY: CONCESIÓN SUROESTE

AVANCE EN LA MASIFICACIÓN A MAYO DE 2019

Ciudad	Total redes instaladas km	Total redes gasificadas km
Arequipa	266	263
Tacna	89	87
Moquegua	24	24
Ilo	7	7
Total	386	381

Fuente: Osinergmin.

CLIENTES HABILITADOS DE GAS NATURAL

Ciudad	2018	A Junio 2019
Arequipa	8.647	9.060
Ilo	164	164
Moquegua	482	482
Tacna	2.433	2.446
Total	11.726	12.152

Fuente: Naturgy.

Naturgy (antes Gas Natural Fenosa) es la sociedad concesionaria del sistema de distribución de gas natural por red de ductos de la concesión Suroeste, que tiene el reto de alcanzar 64.000 conexiones en 2023. A mayo de 2019, Naturgy logró la instalación de más de 386 km de redes.

Al finalizar 2018, Naturgy contaba con 11.714 usuarios residenciales (18 % de la meta contractual). Durante el primer semestre de 2019, la concesionaria confirmó que ya contaba con 16 empresas conectadas, principalmente en Arequipa.

Volumen comercializado - MMm³



Fuente: Naturgy.

Área de influencia Naturgy Concesión Suroeste



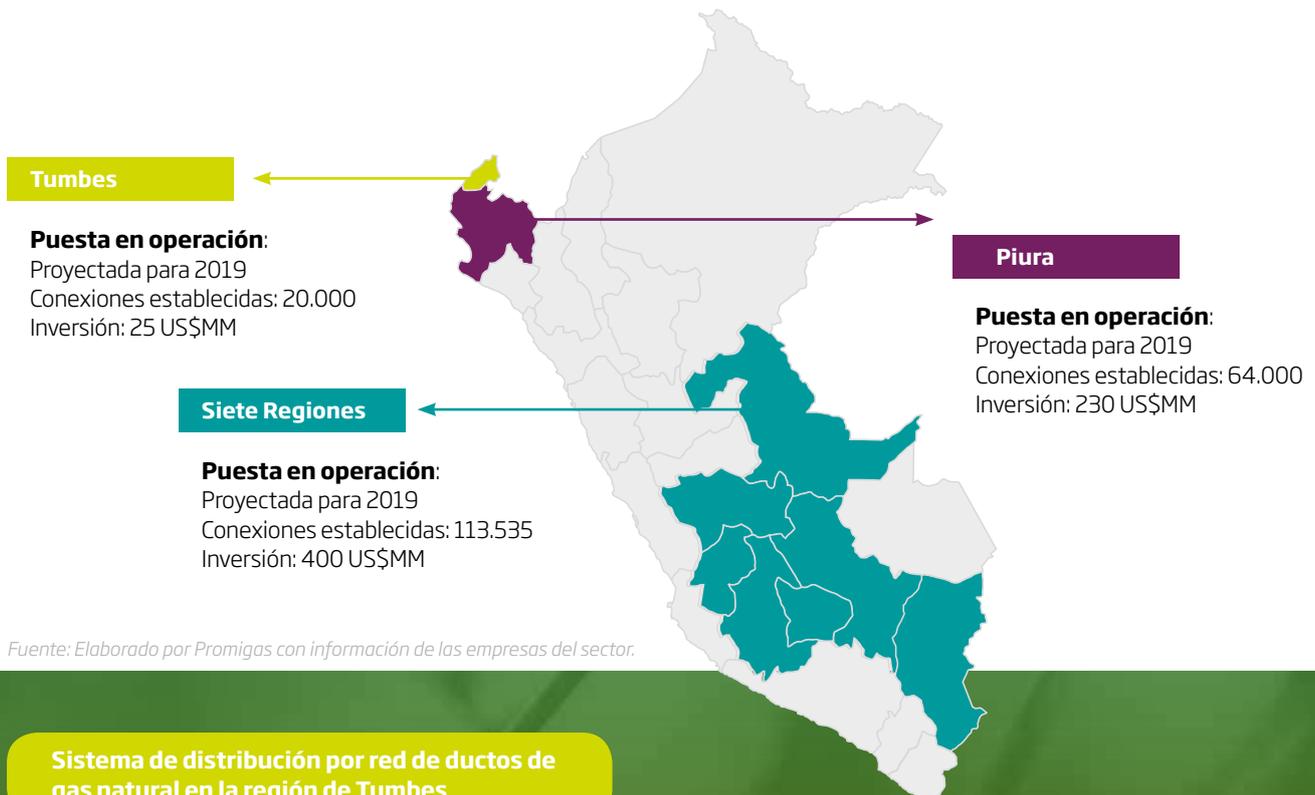
Fuente: Naturgy.

MASIFICACIÓN DEL USO DE GAS NATURAL EN OTRAS REGIONES DEL PAÍS

Es una muy buena noticia para el sector, confirmar que a cierre de este informe, 30 de agosto de 2019, es una realidad la firma del contrato de Tumbes, mientras que el de Piura se encuentra próximo a ello. Sobre el proyecto "Siete Regiones" (desarrollado con mayor alcance en el capítulo de "Temáticas Relevantes")

se lleva a cabo un proceso licitatorio para escoger el proponente que haga realidad el derecho de acceder a los beneficios que les brinda un gas natural económico, seguro y amigable con el medioambiente.

AVANCES EN LA MASIFICACIÓN DEL GAS NATURAL Solicitud para distribución de gas natural



Fuente: Elaborado por Promigas con información de las empresas del sector.

Sistema de distribución por red de ductos de gas natural en la región de Tumbes

Ubicación: Región Tumbes
Empresa: Clean Energy del Perú S. R. L.
Admisión de solicitud: 22/05/2015
Modalidad: Concesión a solicitud de parte
Inversión estimada: 25 US\$MM
Beneficiarios: 27.541 conexiones residenciales (ocho primeros años)
Contrato: Firmado

Sistema de distribución por red de ductos de gas natural en la región de Piura

Ubicación: Región Piura
Empresa: Gases del Norte del Perú S. A. C.
Admisión de solicitud: 03/03/2014
Modalidad: Concesión a solicitud de parte
Inversión estimada: 230 US\$MM
Beneficiarios: 64.000 conexiones residenciales (ocho primeros años)
Contrato: Próximo a la firma

Distribución de gas natural por red de ductos (Siete Regiones)

Objetivo: Diseñar, financiar, construir, operar y mantener sistemas de distribución de gas natural
Modalidad: Autofinanciado
Inversión estimada: 400 US\$MM sin IGV
Plazo: 32 años a partir de la suscripción del contrato de concesión en la fecha de cierre
Zona de influencia: Junín, Apurímac, Ayacucho, Cusco, Puno, Huancavelica y Ucayali
Situación actual: Ya se tienen definidos los tres postores del concurso público internacional para la entrega en concesión del proyecto
Contrato: Proceso de licitación

Fuente: Osinergmin.

CIFRAS CONSOLIDADAS DEL SECTOR

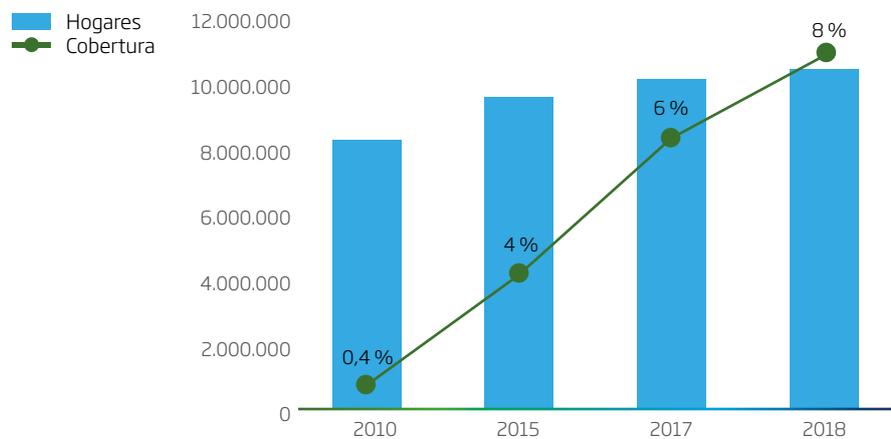
USUARIOS DE GAS NATURAL

Tipo de clientes	2010	2015	2017	2018	TACC 2010-2018	Variación 2017-2018
Residenciales y comerciales	34.619	381.267	627.508	846.869	49 %	35 %
Industriales	360	548	629	722	9 %	15 %
EDS con GNV	138	270	307	327	11 %	7 %
Generadores eléctricos	13	24	34	36	14 %	6 %
Total	35.130	382.109	628.478	847.954	49 %	35 %

Fuente: Cálidda, Contugas, Quavii, Naturgy e Infogas.

Cobertura residencial total país

La velocidad del avance en términos de la cobertura residencial en el Perú es el indicador que genera las inquietudes y reflexiones que motivaron la inclusión en el capítulo de "Temáticas relevantes" de los retos de la masificación, ya que a diciembre 31 de 2018 la cobertura residencial era de solo 8 %, cifra muy inferior si se compara con las de otros países de la región, como Colombia (64,4 %) y Bolivia (37 %).



Fuente: Elaboración propia de Promigas con información de INEI, Contugas, Cálidda, Naturgy y Quavii.

USUARIOS DE GAS NATURAL 2018: 847.954 Usuarios



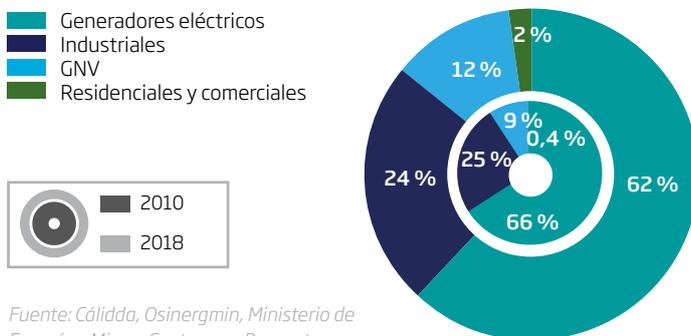
Fuente: Empresas del sector.

CONSUMO DE GAS NATURAL - MMpcd

Tipo de clientes	2010	2015	2017	2018	TACC 2010-2018	Variación 2017-2018
Generadores eléctricos	241	437	396	393	6 %	(1 %)
Industriales	93	135	153	155	7 %	2 %
GNV	34	65	66	75	11 %	14 %
Residenciales y comerciales	1	8	11	14	35 %	26 %
Mercado interno	368	644	626	637	7 %	2 %
Gas natural para exportación	213	481	549	504	11 %	(8 %)
Total	581	1.124	1.175	1.141	9 %	(3 %)

Fuente: Osinergmin y Ministerio de Energía y Minas.

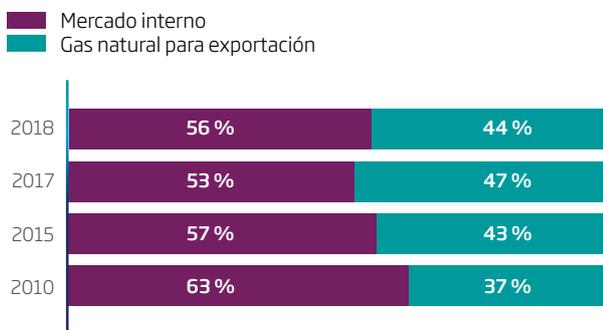
Consumo mercado interno de gas natural



Fuente: Cálidda, Osinergmin, Ministerio de Energía y Minas, Contugas y Perupetro.

Después de que entre 2011 y 2013 los volúmenes exportados fueran mayores que el consumo interno, en 2014 se revirtió esa tendencia, y hasta la fecha este consumo es mayor que la exportación. El mercado interno cuenta con el respaldo de una capacidad del sistema de transporte de hasta 920 MMpcd, la cual, a diciembre de 2018, se utilizaba en un 69 %.

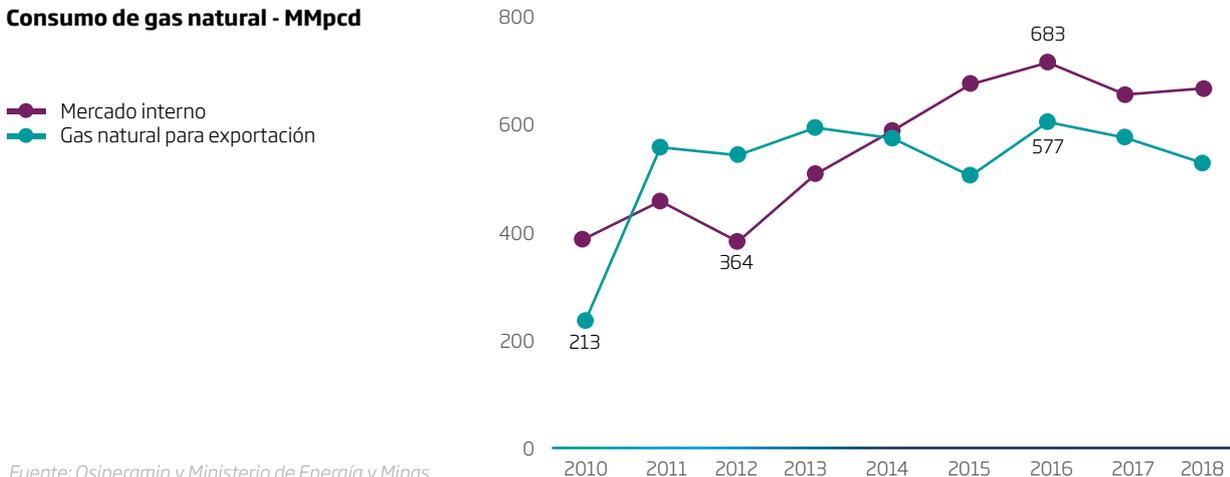
Consumo de gas natural



Fuente: Elaborado por Promigas con información de Cálidda, Osinergmin, Ministerio de Energía y Minas, Infogas y Perupetro.

El consumo nacional de gas natural en el Perú en el período 2010 - 2018 (TACC 7 %) presentó un mínimo de 364 MMpcd en 2012 y un máximo de 683 MMpcd en 2016, año en el que la generación térmica a base de gas consumió 478 MMpcd.

Consumo de gas natural - MMpcd



Fuente: Osinergmin y Ministerio de Energía y Minas.

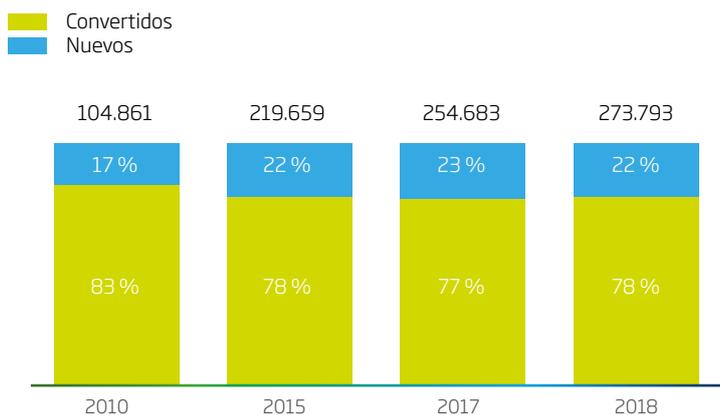
GAS NATURAL VEHICULAR

VEHÍCULOS CONVERTIDOS A GNV POR AÑO

Vehículos		2010	2015	2017	2018	TACC 2010-2018	Variación 2017-2018
Nuevos		8.956	4.989	4.463	3.165	(12 %)	(29 %)
Convertidos	Año	14.074	15.272	13.528	15.945	2 %	18 %
Vehículos activados		23.030	20.261	17.991	19.110	(2 %)	6 %
Dados de baja		183	387	387	391	10 %	1 %
Vehículos convertidos		104.861	219.659	254.683	273.793	13 %	8 %
Vehículos activos		104.263	217.146	251.375	270.094	13 %	7 %
Vehículos que cargan	Acumulados	98.374	185.953	203.508	192.418	9 %	(5 %)
Vehículos que dejaron de cargar		5.889	31.193	47.867	77.676	38 %	62 %
% que cargan / activos		94 %	86 %	81 %	71 %		

Fuente: Cámara Peruana del GNV, Cálida e Infogas.

Vehículos convertidos acumulados



El descenso en el número de vehículos que cargan gas natural vehicular como combustible automotor, que se observa en 2018 frente al acumulado de 2017, genera preocupación, aún más cuando son evidentes las cifras sobre los beneficios ambientales y económicos de su uso.

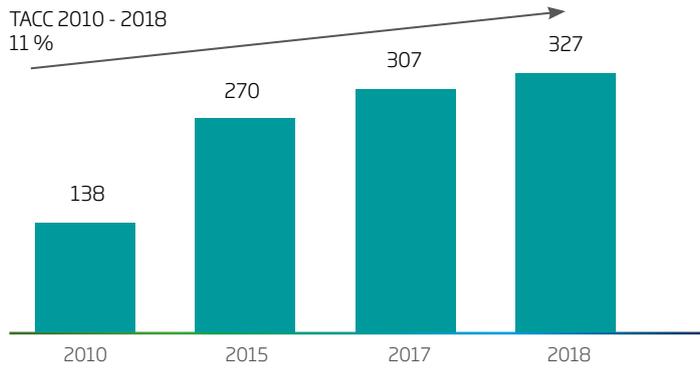
Fuente: Infogas.

VEHÍCULOS CONVERTIDOS A GNV POR AÑO

Departamento	2010	2015	2017	2018	TACC 2010-2018	Variación 2017-2018
Lima	21.566	17.822	15.503	16.941	(3 %)	9 %
Callao	825	1.631	1.780	1.416	7 %	(20 %)
Ica	0	569	534	604	15 %	13 %
Junín	0	0	96	58	154 %	(40 %)
La Libertad	0	110	50	59	133 %	18 %
Lambayeque	146	95	18	19	(40 %)	6 %
Piura	320	33	10	13	(55 %)	30 %
Áncash	173	1	0	0	(100 %)	0 %
Total	23.030	20.261	17.991	19.110	(5 %)	6 %

Fuente: Infogas.

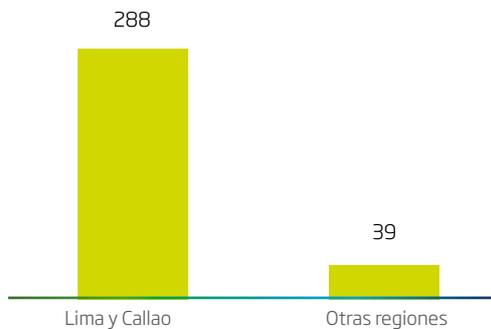
EDS con GNV (gasocentros)



Fuente: Infogas.

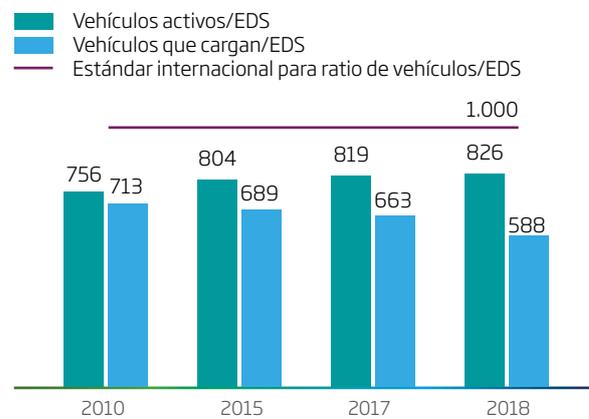
La infraestructura de estaciones de servicio continúa incrementándose. De las 327 existentes, 288 están ubicadas en el distrito de Lima metropolitana y la provincia constitucional del Callao, mientras que en las otras regiones hay 39.

EDS con GNV (gasocentros) 2018: 327



Fuente: Infogas.

Ratios de vehículos/EDS



Fuente: Cálculos realizados por Promigas con información de Infogas.

Consumo GNV - Mm³

Regiones	2010	2015	2017	2018	TACC 2010-2018	Variación 2017-2018
Lima y Callao	347.409	685.426	690.994	697.070	9 %	1 %
Otras regiones	216	37.876	39.510	44.380	95 %	12 %
Total	347.625	723.302	730.504	741.450	10 %	1 %
	Mm³	MMpcd	34	70	71	72

Fuente: Infogas.

Nota: Las regiones son: Ica, Piura, Lima Región, Lambayeque, Áncash y La Libertad. Lima comprende la provincia de Lima y la región del Callao.

Consumo promedio mensual/vehículo m³



Fuente: Cálculos realizados por Promigas con información de Cálidda e Infogas.

PRECIOS Y TARIFAS

Las tarifas a usuario final en el Perú presentan los dos extremos, el de Cálidda, que asegura que “el gas natural es más económico que el resto de los sustitutos”, y el de Quavii (concesión Norte) y Naturgy (concesión Suroeste), que afirma

sobre la tarifa en las regiones que “no es competitiva frente a combustibles sustitutos en ningún segmento de mercado”.

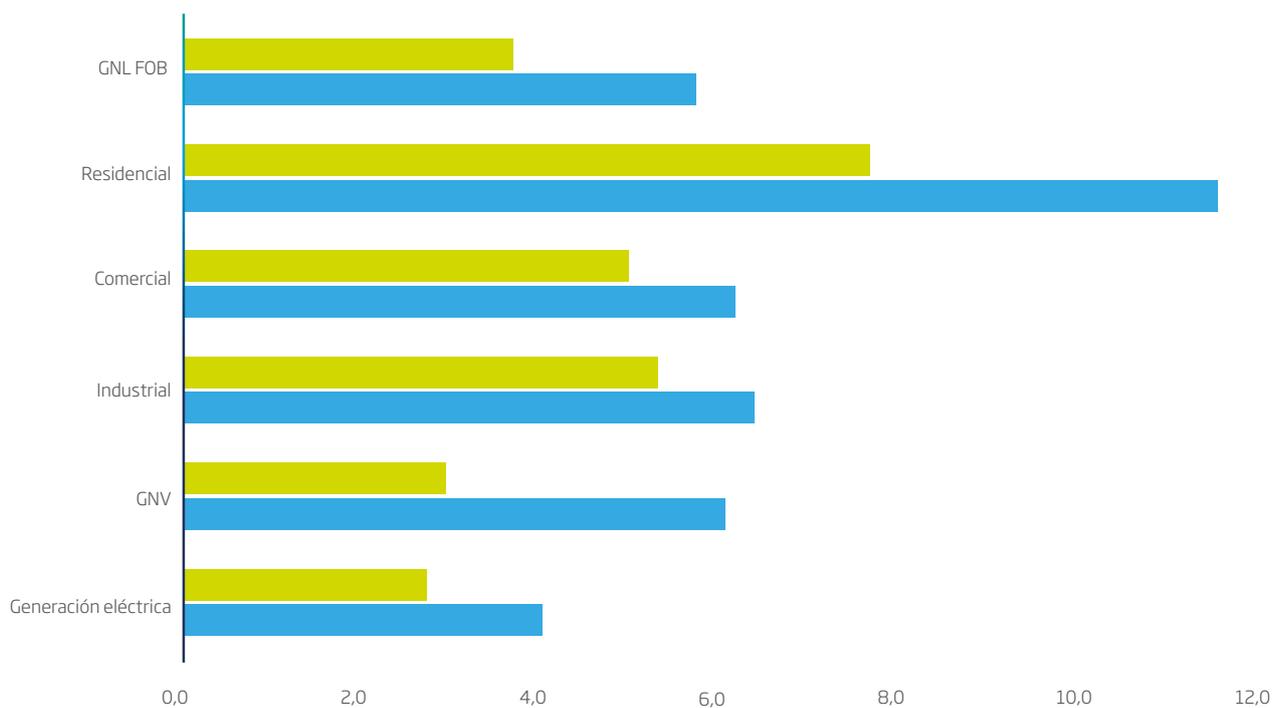
TARIFAS A USUARIO FINAL - US\$/MMbtu

Consumidor	2010	2015	2017	2018	TACC 2010-2018	Variación 2017-2018
Consumo nacional (*)						
Generación eléctrica	2,5	3,5	3,9	3,7	5 %	(4 %)
GNV	2,7	5,1	5,3	5,6	9 %	4 %
Industrial	4,9	5,3	5,5	5,9	2 %	6 %
Comercial	4,6	5,1	5,2	5,7	3 %	9 %
Residencial	7,1	9,6	10,5	10,7	5 %	2 %
Exportación						
GNL FOB	3,4	2,4	3,6	5,3	6 %	47 %

Fuente: Cálculos realizados por Promigas con información de Osinergrin - Pliegos tarifarios Cálidda; GNL (SUNAT y Perú LNG).
(*) Por su representatividad en consumo se presenta la información de Lima y Callao.

Tarifa a usuario final

■ 2010
■ 2018



Fuente: Cálculos realizados por Promigas con información de Osinergrin - Pliegos tarifarios Cálidda; GNL (SUNAT y Perú LNG).

Tarifas en Lima y Callao (Cálida)

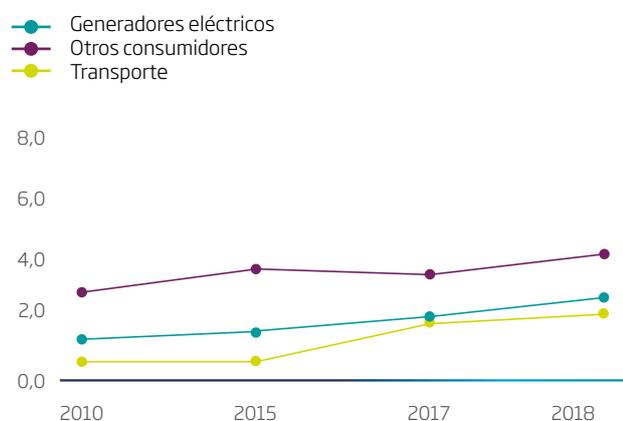
CÁLIDA - TARIFA DE TRANSPORTE Y DISTRIBUCIÓN Y COMERCIALIZACIÓN - US\$/MMbtu

Componente/tipo de cliente	2010	2015	2017	2018	TACC 2010-2018	Variación 2017-2018
Suministro						
Generadores eléctricos	1,6	1,9	1,6	1,8	1 %	11 %
Otros consumidores	2,7	3,3	2,8	3,3	2 %	15 %
Transporte	1,0	1,0	1,4	1,5	5 %	2 %
Distribución y comercialización						
Categoría A1	5,1	5,2	6,2	6,0	2 %	(4 %)
Categoría B	2,9	2,0	2,5	2,5	(2 %)	(1 %)
Categoría C	1,2	1,0	1,2	1,1	(1 %)	(10 %)
Categoría D	0,9	0,7	0,9	0,9	1 %	3 %
Categoría D-GNV	0,9	0,7	1,1	0,8	(2 %)	(21 %)
Categoría E	0,4	0,8	0,7	0,7	9 %	(4 %)
Categoría GG-EE	0	0,7	0,9	0,5	N.A.	(42 %)

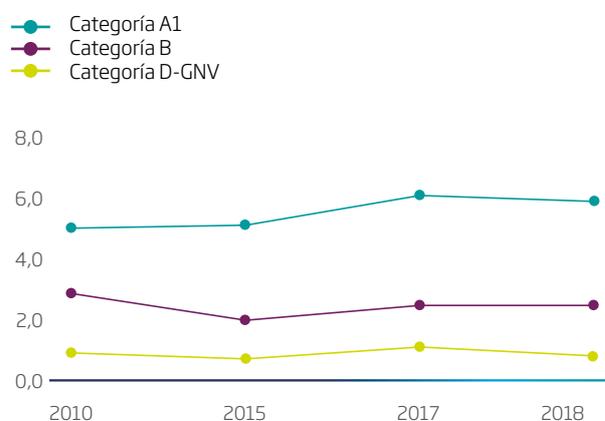
Fuente: Cálculos realizados por Promigas con información de Osinergmin - Pliegos tarifarios Cálida.

Tarifas - US\$/MMbtu

Suministro y transporte de gas natural



Distribución y comercialización



Fuente: Osinergmin.

CÁLIDA - PRECIO USUARIO FINAL (antes de IGV) US\$/MMbtu

Tipo de cliente	2010	2015	2017	2018	TACC 2010-2018	Variación 2017-2018
Categoría A1	7,1	9,6	10,5	10,7	5 %	2 %
Categoría B	6,6	6,4	6,8	7,2	1 %	6 %
Categoría C	4,9	5,3	5,5	5,9	2 %	6 %
Categoría D	4,6	5,1	5,2	5,7	3 %	9 %
Categoría D-GNV	2,7	5,1	5,3	5,6	9 %	4 %
Categoría E	4,0	5,2	5,0	5,4	4 %	8 %
Categoría GG-EE	2,5	3,5	3,9	3,7	5 %	(4 %)

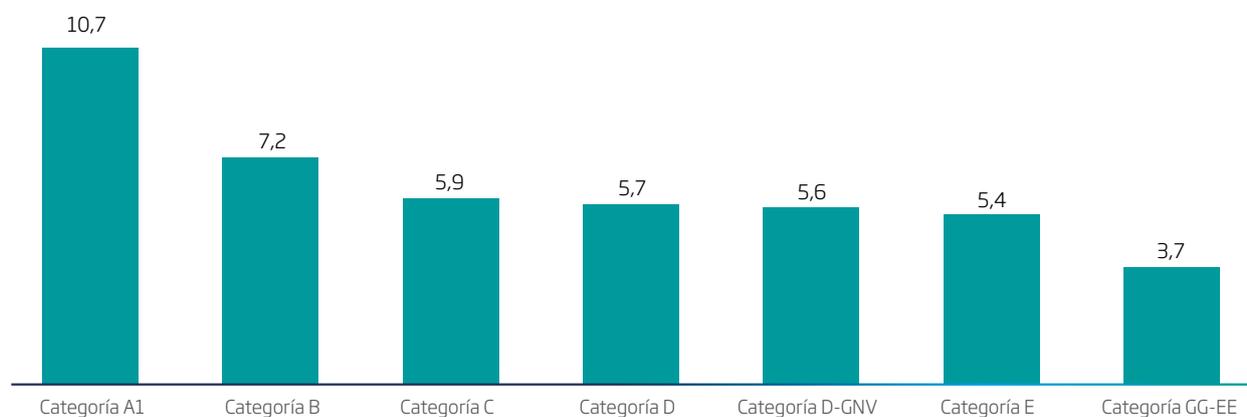
Fuente: Cálculos realizados por Promigas con información de Osinergmin - Pliegos tarifarios Cálida.

CÁLIDDA - PRECIO USUARIO FINAL (antes de IGv) US\$/MMbtu

Tipo de cliente/componente	2010	2015	2017	2018	TACC 2010-2018	Variación 2017-2018
Categoría A1	7,1	9,6	10,5	10,7	5 %	2 %
Gas	1,0	3,3	2,8	3,3	16 %	15 %
Transporte	1,0	1,0	1,4	1,5	5 %	2 %
Distribución y comercialización	5,1	5,2	6,2	6,0	2 %	(4 %)
Categoría B	6,6	6,4	6,8	7,2	1 %	6 %
Gas	2,7	3,3	2,8	3,3	2 %	15 %
Transporte	1,0	1,0	1,4	1,5	5 %	2 %
Distribución y comercialización	2,9	2,0	2,5	2,5	(2 %)	(1 %)
Categoría C	4,9	5,3	5,5	5,9	2 %	6 %
Gas	2,7	3,3	2,8	3,3	2 %	15 %
Transporte	1,0	1,0	1,4	1,5	5 %	2 %
Distribución y comercialización	1,2	1,0	1,2	1,1	(1 %)	(10 %)
Categoría D	4,6	5,1	5,2	5,7	3 %	9 %
Gas	2,7	3,3	2,8	3,3	2 %	15 %
Transporte	1,0	1,0	1,4	1,5	5 %	2 %
Distribución y comercialización	0,9	0,7	0,9	0,9	1 %	3 %
Categoría D-GNV	2,7	5,1	5,3	5,6	9 %	4 %
Gas	0,8	3,3	2,8	3,3	19 %	15 %
Transporte	1,0	1,0	1,4	1,5	5 %	2 %
Distribución y comercialización	0,9	0,7	1,1	0,8	(2 %)	(21 %)
Categoría E	4,0	5,2	5,0	5,4	4 %	8 %
Gas	2,7	3,3	2,8	3,3	2 %	15 %
Transporte	1,0	1,0	1,4	1,5	5 %	2 %
Distribución y comercialización	0,4	0,8	0,7	0,7	9 %	(4 %)
Categoría GG-EE	2,5	3,5	3,9	3,7	5 %	(4 %)
Gas	1,6	1,9	1,6	1,8	1 %	11 %
Transporte	1,0	1,0	1,4	1,5	5 %	2 %
Distribución y comercialización	0	0,7	0,9	0,5	(6 %)	(42 %)

Fuente: Cálculos realizados por Promigas con información de Osinergmin - Pliegos tarifarios Cálidda.

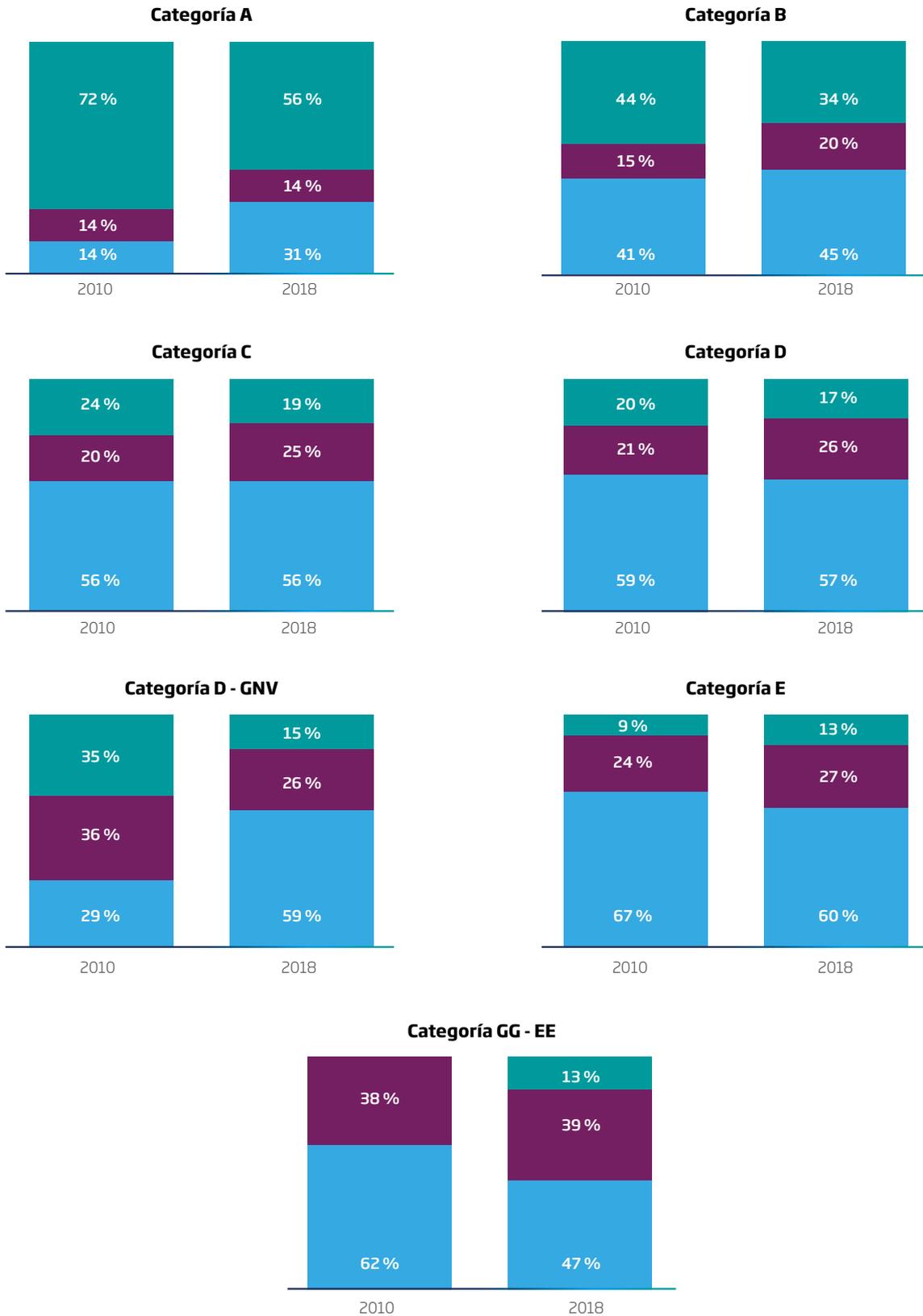
**Cálidda - Precio usuario final
US\$/MMbtu**



Fuente: Cálculos realizados por Promigas con información de Osinergmin - Pliegos tarifarios Cálidda.

Cálida - Participación por componente tarifario

- Gas
- Transporte
- Distribución y comercialización



Fuente: Osinergmin - Pliegos tarifarios Cálida.

Tarifas en Ica (Contugas)

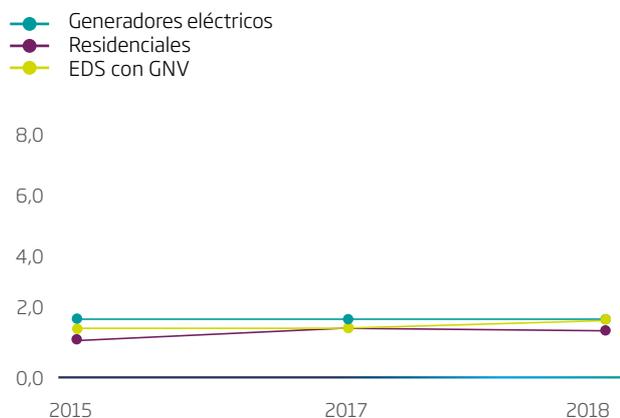
CONTUGAS - TARIFA DE TRANSPORTE Y DISTRIBUCIÓN Y COMERCIALIZACIÓN - US\$/MMbtu

Componente/tipo de cliente	2015	2017	2018	TACC 2015-2018	Variación 2017-2018
Suministro					
Generadores eléctricos	1,7	1,7	1,7	0 %	-1 %
Residenciales	1,0	1,3	1,3	9 %	4 %
EDS con GNV	1,3	1,3	1,7	9 %	29 %
Otros consumidores	1,3	1,3	1,7	9 %	29 %
Transporte	1,0	2,8	3,6	52 %	32 %
Distribución y comercialización					
Categoría A - Residencial	7,0	7,7	7,8	4 %	1 %
Categoría B - Comercio y pequeña industria	5,2	5,3	5,3	1 %	1 %
Categoría C - GNV	2,7	2,8	2,8	1 %	1 %
Categoría D - Gran industria	1,9	2,0	2,0	1 %	1 %
Categoría E - Generadores eléctricos	1,4	1,5	1,5	1 %	1 %

Fuente: Cálculos realizados por Promigas con información de Osinermin - Pliegos tarifarios Contugas.

Tarifas - US\$/MMbtu

Suministro y transporte de gas natural



Distribución y comercialización



Fuente: Osinermin.

CONTUGAS - PRECIO USUARIO FINAL - US\$/MMbtu

Tipo de cliente	2015	2017	2018	TACC 2015-2018	Variación 2017-2018
Categoría A - Residencial	9,1	11,7	12,8	12 %	9 %
Categoría B - Comercio y pequeña industria	7,5	11,9	10,6	12 %	(11 %)
Categoría C - GNV	5,0	9,4	8,1	17 %	(14 %)
Categoría D - Gran industria	4,2	8,6	7,3	20 %	(15 %)
Categoría E - Generadores eléctricos	4,1	8,5	6,8	18 %	(20 %)

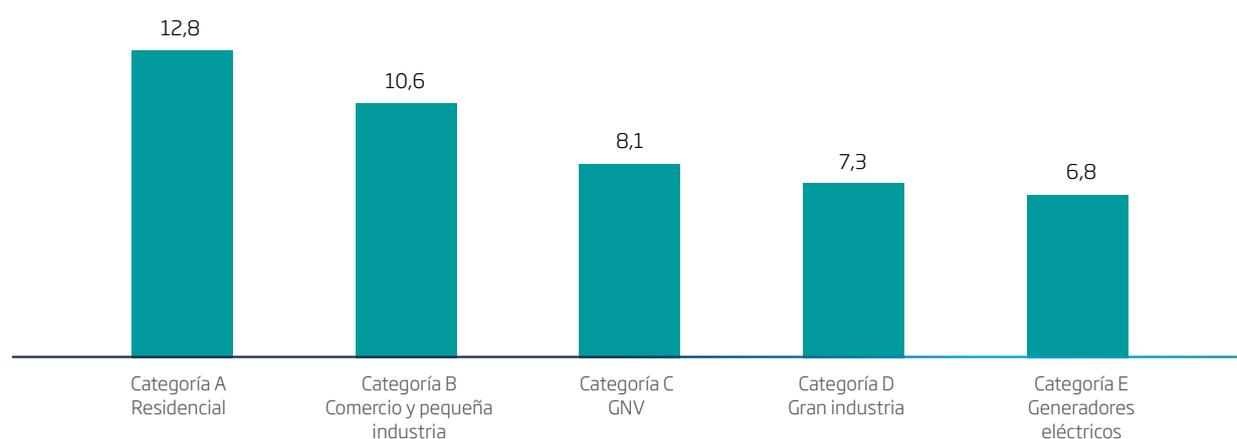
Fuente: Cálculos realizados por Promigas con información de Osinermin - Pliegos tarifarios Contugas.

CONTUGAS - PRECIO USUARIO FINAL (antes de IGV) US\$/MMbtu

Tipo de cliente/componente	2015	2017	2018	TACC 2010-2018	Variación 2017-2018
Categoría A - Residencial	9,1	11,7	12,8	12 %	9 %
Gas	1,0	1,3	1,3	9 %	4 %
Transporte	1,0	2,8	3,6	52 %	32 %
Distribución y comercialización	7,0	7,7	7,8	4 %	1 %
Categoría B - Comercio y pequeña industria	7,5	11,9	10,6	12 %	(11 %)
Gas	1,3	1,3	1,7	9 %	29 %
Transporte	1,0	5,3	3,6	52 %	(32 %)
Distribución y comercialización	5,2	5,3	5,3	1 %	1 %
Categoría C - GNV	5,0	9,4	8,1	17 %	(14 %)
Gas	1,3	1,3	1,7	9 %	29 %
Transporte	1,0	5,3	3,6	52 %	(32 %)
Distribución y comercialización	2,7	2,8	2,8	1 %	1 %
Categoría D - Gran industria	4,2	8,6	7,3	20 %	(15 %)
Gas	1,3	1,3	1,7	9 %	29 %
Transporte	1,0	5,3	3,6	52 %	(32 %)
Distribución y comercialización	1,9	2,0	2,0	1 %	1 %
Categoría E - Generadores eléctricos	4,1	8,5	6,8	18 %	(20 %)
Gas	1,7	1,7	1,7	0 %	(1 %)
Transporte	1,0	5,3	3,6	52 %	(32 %)
Distribución y comercialización	1,4	1,5	1,5	1 %	1 %

Fuente: Cálculos realizados por Promigas con información de Osinergmin - Pliegos tarifarios Contugas.

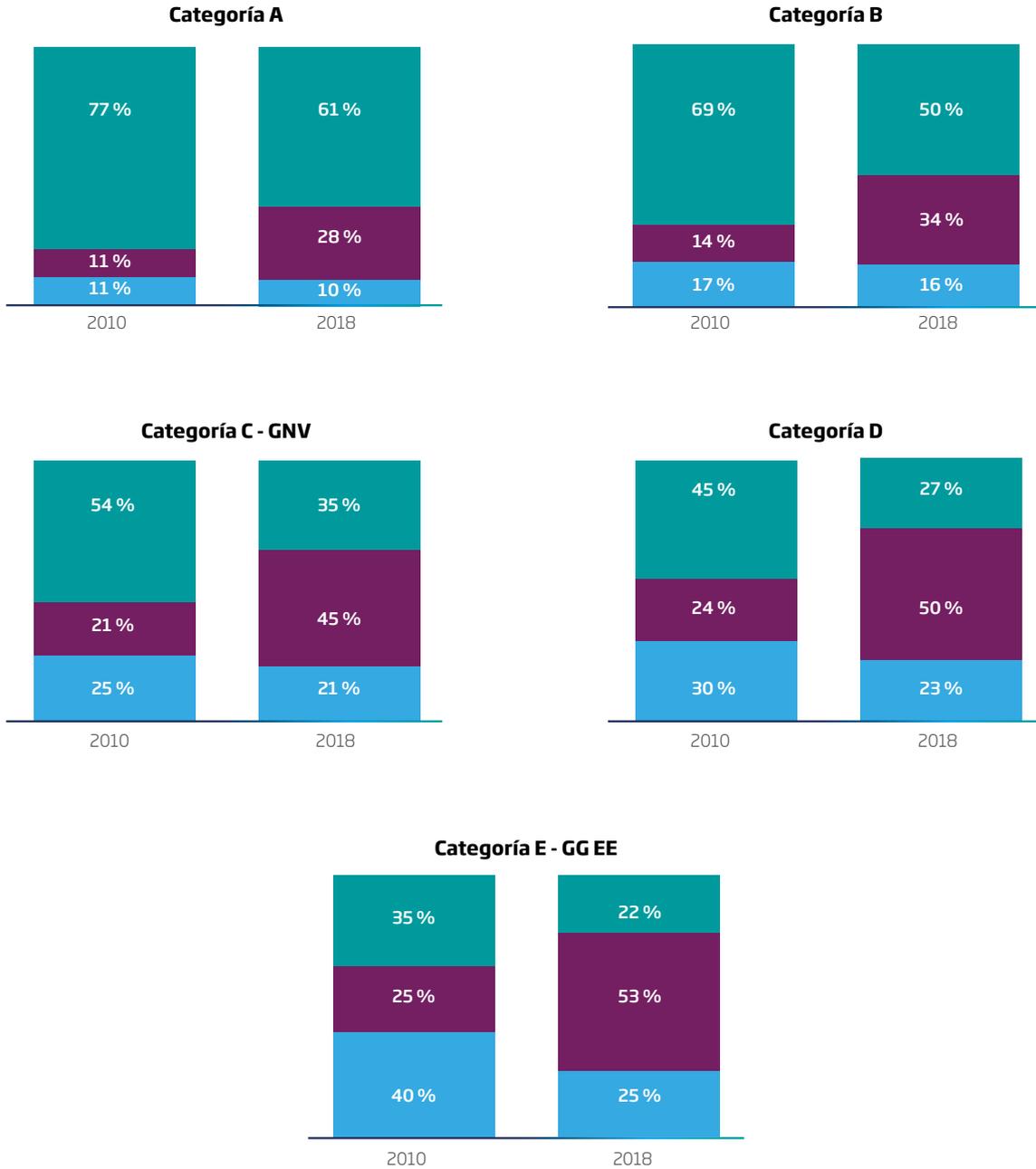
Contugas - Precio usuario final US\$/MMbtu



Fuente: Cálculos realizados por Promigas con información de Osinergmin - Pliegos tarifarios Contugas.

Contugas - Participación por componente tarifario

- Gas
- Transporte
- Distribución y comercialización



Fuente: Osinergmin - Pliegos tarifarios Contugas.

Tarifas Quavii

QUAVII - PRECIO USUARIO FINAL (antes de IGV) - US\$/MMbtu

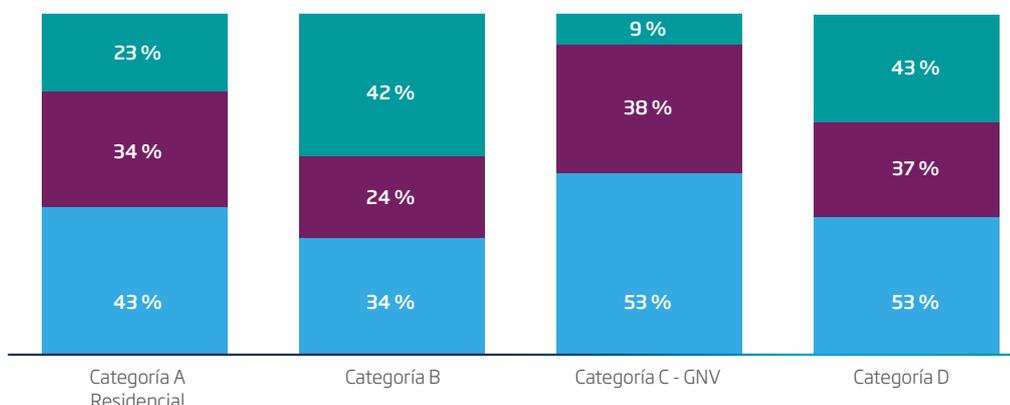
Tipo de cliente/componente	2017	2018	Variación 2017-2018
Categoría A - Residencial			
Con margen de promoción	20,9	18,8	(10 %)
Sin margen de promoción	10,5	10,5	(1 %)
Gas	4,6	4,5	(2 %)
Transporte	3,5	3,5	1 %
Distribución y comercialización	2,4	2,4	0,1 %
Margen de promoción*	10,4	8,3	(20 %)
Categoría B	14,5	14,5	(0,1 %)
Gas	5,0	4,9	(2 %)
Transporte	3,5	3,5	1 %
Distribución y comercialización	6,1	6,1	1 %
Categoría C - GNV	9,6	9,2	(4 %)
Gas	5,0	4,9	(2 %)
Transporte	3,3	3,5	6 %
Distribución y comercialización	1,3	0,8	(40 %)
Categoría D	11,9	12,2	2 %
Gas	5,0	4,9	(2 %)
Transporte	3,3	3,4	2 %
Distribución y comercialización	3,7	3,9	7 %

Fuente: Cálculos realizados por Promigas con información de Osinergmin - Pliegos tarifarios Quavii.

*Margen de Promoción: Costo promedio de la conexión, que va incluido en la tarifa mensual.

Quavii - Precio usuario final

■ Gas
■ Transporte
■ Distribución y comercialización



Fuente: Elaborado por Promigas con información de Osinergmin.

Tarifas Naturgy

NATURGY - PRECIO USUARIO FINAL (antes de IGV) - US\$/MMbtu

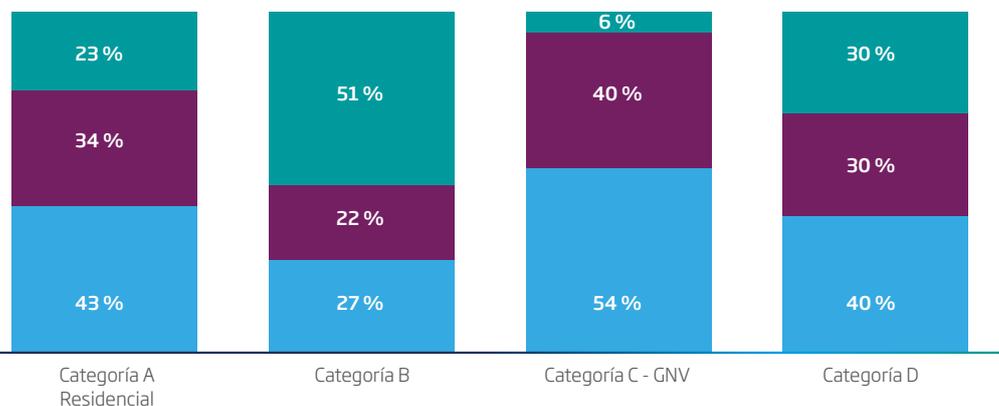
Tipo de cliente/componente	2017	2018	Variación 2017-2018
Categoría A - Residencial			
Con margen de promoción	19,0	18,9	(1 %)
Sin margen de promoción	10,7	10,5	(1 %)
Gas	4,7	4,5	(3 %)
Transporte	3,6	3,6	(0,03 %)
Distribución y comercialización	2,4	2,4	(1 %)
Margen de promoción*	8,4	8,3	(1 %)
Categoría B	16,7	16,5	(1 %)
Gas	4,7	4,5	(3 %)
Transporte	3,6	3,6	(0,03 %)
Distribución y comercialización	8,4	8,4	(1 %)
Categoría C	9,2	9,1	(2 %)
Gas	5,0	4,9	(3 %)
Transporte	3,6	3,6	(0,03 %)
Distribución y comercialización	0,6	0,6	(1 %)
Categoría D	12,3	12,1	(1 %)
Gas	5,0	4,9	(3 %)
Transporte	3,6	3,6	(0 %)
Distribución y comercialización	3,7	3,6	(1 %)

Fuente: Cálculos realizados por Promigas con información de Osinergmin - Pliegos tarifarios Gas Natural Fenosa.

*Margen de Promoción: Costo promedio de la conexión, que va incluido en la tarifa mensual.

Naturgy - Precio usuario final

■ Gas
■ Transporte
■ Distribución y comercialización



Fuente: Elaborado por Promigas con información de Osinergmin.

La generación eléctrica y el gas natural

Teniendo en cuenta la importancia del gas natural para la generación eléctrica del Perú y viceversa, en esta sección, inicialmente se desarrolla una caracterización de la generación eléctrica del país con énfasis en el aporte del gas. Seguidamente, se plantea una problemática que en la

actualidad afecta al sector eléctrico, como son unos precios *spot* de energía extremadamente bajos, situación que tiene en alerta a este sector; además, el tema se vuelve relevante para el sector gas, toda vez que las posibles soluciones analizadas desde una óptica dual (Estado - sector eléctrico), podrían terminar afectando al sector gas.

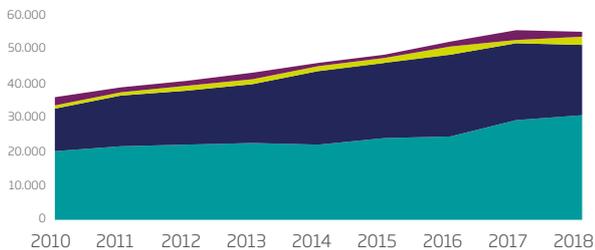
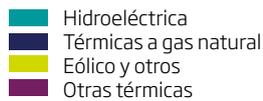
CARACTERIZACIÓN DE LA GENERACIÓN ELÉCTRICA NACIONAL

PRODUCCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA A NIVEL NACIONAL - GWh

Tipo de generación	2010	2015	2017	2018	TACC 2010-2018	Variación 2017-2018
Hidroeléctrica	20.052	23.722	29.075	30.730	5 %	6 %
Térmicas a gas natural	12.500	21.855	18.999	19.962	6 %	5 %
Otras térmicas	2.531	1.013	2.862	1.541	(6 %)	(46 %)
Eólico y otros	825	1.688	1.765	2.650	16 %	50 %
Total	35.908	48.278	52.700	54.883	5 %	4 %

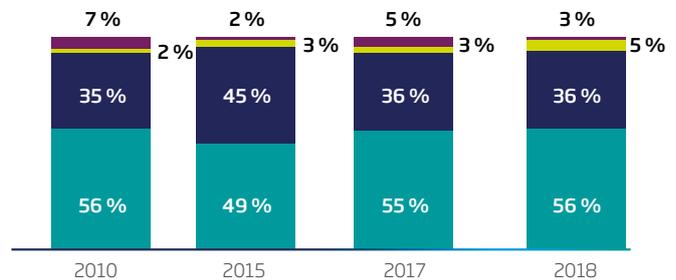
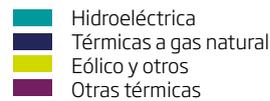
Fuente: Ministerio de Energía y Minas y COES.

Producción de energía eléctrica - GWh



Fuente: Ministerio de Energía y Minas y COES.

Producción de energía eléctrica



Fuente: Ministerio de Energía y Minas y COES.

En la última década, Perú contó con tres fuentes de generación de energía eléctrica:

- **Hidroeléctrica:** Con una participación mayoritaria que oscila entre 49 % y 56 %, dado que, como consecuencia de la accesible topografía del país y su bajo costo, es utilizada en mayor cuantía durante la temporada de lluvias que se da entre noviembre y abril.
- **Térmica:** En la que predomina la generación con base en gas natural, con una participación entre 35 % y 45 %, y en menor escala con otros energéticos como diésel y carbón (2 % - 7 %).
- **Renovables:** Con una participación en alza entre 2 y 5 %, a ellas el Gobierno viene apostándoles. Se trata de las energías solar, eólica y geotérmica, que contribuirán en la lucha contra el cambio climático.



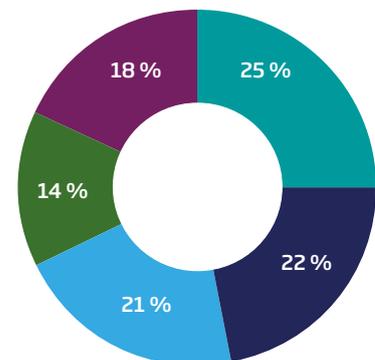
**CARACTERIZACIÓN DEL SECTOR TÉRMICO A BASE DE GAS NATURAL
EMPRESAS DEL SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL (COES SINAC) - 2018**

Empresas generadoras	Central térmica	Potencia instalada (P.I.)		Potencia efectiva (P.E.)	
		MW	% P.I.	MW	% P.E.
Para el mercado eléctrico					
Lima					
Edegel - Enel	Ventanilla	532	4 %	472	4 %
Edegel - Enel	Santa Rosa	462	4 %	414	3 %
Engie	Chilca 1	852	7 %	815	6 %
Engie	Chilca 2	111	1 %	112	1 %
Fenix Power	Fenix	575	4 %	567	5 %
Kallpa	Kallpa	979	8 %	863	7 %
Kallpa	Las Flores	193	1 %	195	2 %
SDF Energía	Oquendo	31	0,2 %	28	0,2 %
Termochilca	Santo Domingo de los Olleros	317	2 %	303	2 %
Piura					
Enel	Malacas 1	53	0 %	51	0,4 %
Enel	Malacas 2	97	1 %	106	0,8 %
Ucayali					
Termoselva	Aguaytía	192	1 %	176	1 %
Ica					
Egasa	Pisco	75	0,6 %	70	1 %
Egesur	Independencia	23	0,2 %	23	0,2 %
Total termoeléctricas a base de gas natural (COES)		4.491	34 %	4.196	33 %
Total Sistema Interconectado Nacional (COES)		13.052		12.581	

Fuente: COES.

**Potencia efectiva sector térmico a base de gas natural
COES - 2018**

La central térmica de Kallpa, la más grande del país por su capacidad instalada de 979 MW, cuenta en la actualidad con tres turbinas de generación a base de gas natural y una a base de vapor, todas en operación. Las tres turbinas a gas natural se convirtieron en ciclo combinado con el arribo de la turbina de vapor en agosto de 2012.



Fuente: COES.

CONSUMO DE GAS NATURAL EN EL SECTOR TÉRMICO (COES) - MMm³

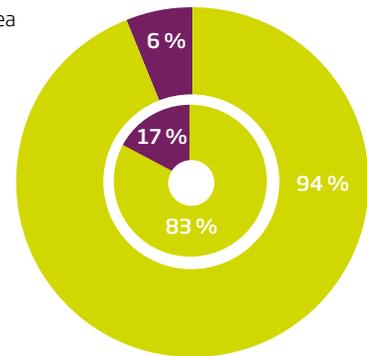
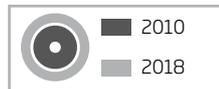
Térmicas de gas natural	2010	2015	2017	2018	TACC 2010-2018	Variación 2017-2018
Abastecidas con gas de Camisea	2.498	3.855	3.574	3.812	5 %	7 %
Aguaytía, Malacas y La Isla	509	405	237	249	(9 %)	5 %
Total	3.008	4.260	3.812	4.061	4 %	7 %

Fuente: Minem y COES.

Consumo de gas natural en el sector térmico (COES)

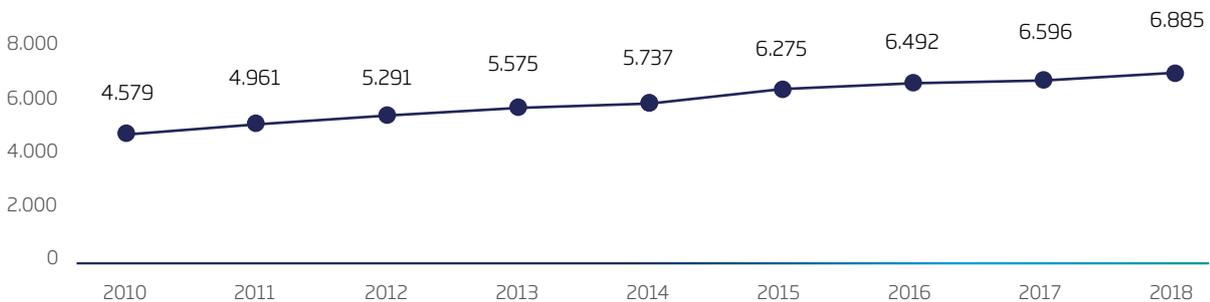
El gas natural de Camisea se empezó a utilizar en la generación eléctrica hace 15 años. En la última década mostró un crecimiento acelerado, con algunos picos, dada la presencia en ciertos años de fenómenos climáticos que afectaron las lluvias. Además, se incrementó su despacho con la conversión de las generadoras térmicas de ciclos simples a ciclos combinados, lo que les ha permitido ser hasta 50 % más eficientes.

■ Abastecidas con gas de Camisea
■ Aguaytía, Malacas y La Isla



Fuente: Minem y COES.

Evolución de la máxima demanda - MW



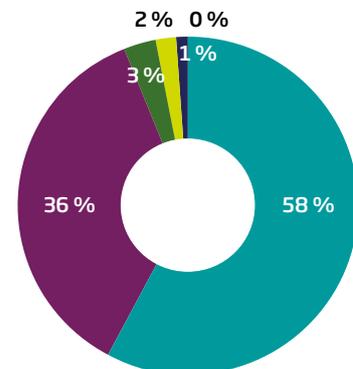
Fuente: COES.

Máxima demanda - 2018

Entre 2010 y 2018, la máxima demanda de energía en el país presentó un crecimiento continuo. Específicamente, en 2018 la máxima demanda se dio el 17 de diciembre, que contrasta con la fecha del año anterior, 7 de marzo. Sin embargo, en los últimos años fue predominante que la máxima demanda se presentara entre finales de noviembre y mediados de diciembre.

■ Hidroeléctricas
■ Ciclo combinado
■ Aerogenerador
■ Turbinas a gas
■ Turbinas a vapor
■ Diésel

Demanda máxima:
6.885 MW



Fuente: COES.

PROBLEMÁTICA ACTUAL DEL SECTOR ELÉCTRICO

A mediados de 2004, a partir de la explotación de los yacimientos de gas de Camisea y de la incorporación de lo obtenido como insumo básico para la generación eléctrica del país, el gas natural pasó a constituirse en la segunda fuente energética de la generación eléctrica en los últimos años, lo que ha impactado positivamente el mercado y el medioambiente, pues se ha presentado, principalmente en el centro del país, una reducción cercana a 2/3 del déficit de la balanza comercial del sector hidrocarburos en el Perú.

Como consecuencia de lo anterior, la oferta de energía eléctrica mostró un incremento sostenido durante la última

década; sin embargo, este crecimiento se ha venido moderando dado que existe una sobreoferta de energía, situación que, a su vez, al presionar el costo marginal a la baja, lo sitúa en mínimos preocupantes para el sector.

Ahora bien, con un costo marginal (o precio *spot*) en estos mínimos, se reduce de manera significativa la inversión en nuevos proyectos, y si a ello se agrega un crecimiento esperado de la demanda, no se visualiza una situación sostenible en el largo plazo para el sector eléctrico nacional.

Distorsión del precio *spot* del mercado mayorista de electricidad

El precio *spot* corresponde al precio de venta de energía entre generadoras en el mercado mayorista de electricidad. Este precio se utiliza para valorar las transferencias de energía y compensaciones, y luego se utiliza en la fijación del precio barra, que, a su vez, forma parte de los componentes de la tarifa cobrada a clientes finales.

La distorsión en el precio *spot* del mercado mayorista de electricidad ha traído consigo serios problemas en el sector eléctrico, razón por la cual en la actualidad se ha convertido en tema de debate y controversia.

Por todo lo anterior, el Gobierno peruano, creó la Comisión Multisectorial de Reforma del Subsector Eléctrico (CRSE), la cual fue instalada a mediados de julio de 2019. Una semana después, la viceministra de Electricidad y presidenta de la CRSE, Patricia Elliot, destacó que la comisión, integrada por

representantes del Ministerio de Energía y Minas (Minem), el regulador (Osinergmin) y el Ministerio de Economía y Finanzas (MEF), había aprobado su reglamento interno y se encontraba dando importantes pasos para llevar a cabo la revisión integral del marco normativo que rige el mercado eléctrico y proponer mejoras que garanticen su sostenibilidad y desarrollo, en beneficio, principalmente, de las familias peruanas.

Por lo anterior, se conformaron cuatro grupos de trabajo, de los que surgirán propuestas de mejora para todos los eslabones del sector: generación, transmisión, distribución, comercialización **y el uso de hidrocarburos (gas natural) para generar electricidad.**



Las posibles medidas en evaluación contemplan, entre otras cosas, lo siguiente:

- Restricciones para que los clientes regulados se conviertan en clientes libres.
- Facilidades para la generación de energía con fuentes renovables.
- Cambios en la declaración del costo del gas natural por parte de las generadoras térmicas.

Con respecto a esta última medida, por su competencia directa con el sector gas natural, se procede a continuación a profundizar sobre ella, citando a algunos agentes del sector, que exponen sus puntos de vista al respecto.

La viceministra Elliot adelantó que a finales de noviembre de 2019 se presentará una propuesta para mejorar el esquema de la declaración de precios del gas natural para la generación eléctrica.

Al respecto, las generadoras eléctricas Engie Energía Perú, Kallpa y Enel Perú han advertido que, de prosperar la intención del poder ejecutivo de modificar el mecanismo de declaración del precio del gas natural para la generación térmica, el impacto que tendría en la tarifa que pagan los usuarios sería menor a 0,5 % en el corto plazo. Según estos agentes, los resultados a los que se llegaría serían contrarios a los deseados, y lo han expresado: “Sin embargo, contrariamente a lo esperado, produciría un alza superior a 10 % en dicha tarifa, que pagan los usuarios. Esto, dado que la medida en contra de toda lógica busca incrementar los precios en época de sobreoferta”.

Fuente: <www.sectorelectricidad.com/19416/peru-generadoras-se-oponen-a-modificar-precios-del-gas-natural-por-que/>.

Para Rosa María Flores Araoz, Gerente General de Kallpa; Daniel Cámac, Vicepresidente Comercial de Engie, y Carlos Tembourny, Country Manager de Enel Perú, incrementar por decisión administrativa el costo marginal de la electricidad daría una falsa señal de escasez y haría que los precios de los contratos futuros de energía deban firmarse por un precio mayor.

En lo que respecta a la declaración de precios del gas natural, la cual es calificada como una distorsión por algunos operadores, estos mismos directivos exponen que dicho mecanismo, que existe desde hace 16 años, ha permitido que se construyan centrales de generación por más 6.100 MW desde 2010. Afirman:

“La misma permite mitigar el riesgo de tener que pagar los altos costos fijos que las generadoras térmicas deben asumir por el suministro del gas, su transporte y distribución, aún si no lo usan”.

Por último, afirman que si los precios del mercado de corto plazo son bajos se debe a una realidad del mercado peruano: “Existe una sobreoferta de generación”.

Fuente: <www.sectorelectricidad.com/19416/peru-generadoras-se-oponen-a-modificar-precios-del-gas-natural-por-que/>.

EXPORTACIONES DE GNL

EVOLUCIÓN DEL COMPORTAMIENTO HISTÓRICO DE LAS EXPORTACIONES DE GNL

Concepto		2010	2015	2017	2018	TACC 2010-2018	Variación 2017-2018
Volumen GNL	m ³	3.593.903	8.084.229	9.216.197	8.453.466	11 %	(8 %)
	MMbtu	83.843.547	187.845.040	213.854.979	196.137.505	11 %	(8 %)
Monto exportación GNL - US\$MM		284	450	772	1.042	18 %	35 %
Precio promedio - US\$/Mbtu		3,38	2,39	3,61	5,31	6 %	47 %
Regalías - US\$/Mbtu		0,78	0,19	0,47	0,99	3 %	111 %
Número de embarques		23	57	65	58	12 %	(11 %)

Fuente: Perupetro.

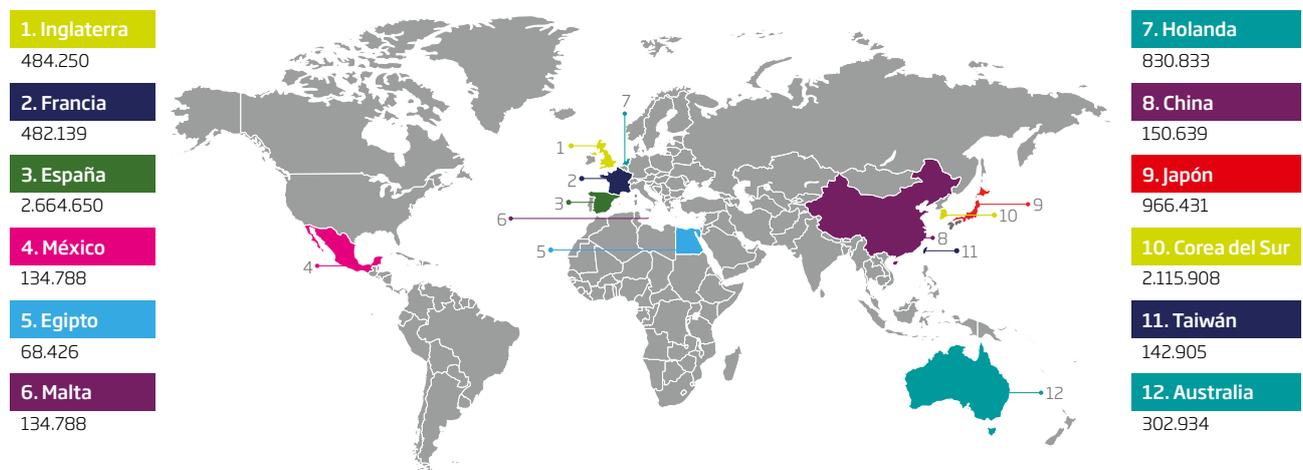
Exportación de GNL Precio promedio anual - US\$/MMbtu



Los precios promedio de GNL durante el período en estudio presentaron altas fluctuaciones: tuvieron en 2012 un valor máximo de 6,5 US\$/MMbtu y uno mínimo de 2,39 US\$/MMbtu en 2015. A partir de este último año, se evidencia una tendencia alcista, que alcanzó una cifra de 5,31 US\$/MMbtu en 2018.

Fuente: Perupetro.

DESTINOS DE EXPORTACIÓN DE GNL 2018 - m³



Fuente: Perupetro.

Los volúmenes exportados, sin incluir la cifra de 2010 de 3,6 MMm³, mantuvieron en los últimos siete años, un promedio de alrededor de 9 MMm³ de GNL. En 2018, se presentó un decrecimiento de 8 % del total de las

exportaciones de GNL a causa de la disminución del volumen exportado hacia España y México en 57 % y 83 %, respectivamente. Sin embargo, las exportaciones hacia Corea del Sur tuvieron un aumento de 252 % con respecto a 2017.

Destinos exportación de GNL



Fuente: Perupetro.

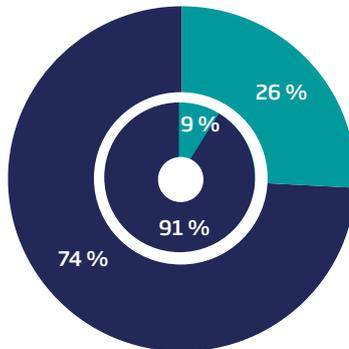
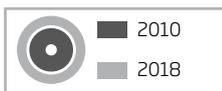
EXPORTACIONES DE PERÚ VALOR FOB · US\$MM

Concepto	2010	2015	2017	2018	TACC 2010-2018	Variación 2017-2018
GNL	284	450	772	1.042	18 %	35 %
Otras exportaciones	35.524	33.219	43.466	46.852	4 %	8 %
Total exportaciones	35.807	33.669	44.238	47.894	4 %	8 %
Ranquin GNL según sector económico	17	11	7	6	(12 %)	(14 %)
% GNL en total de exportaciones	1 %	1 %	2 %	2 %	13 %	25 %

Fuente: Sunat.

Exportaciones sector hidrocarburos - US\$/MM

■ GNL
■ Petróleo crudo y derivados

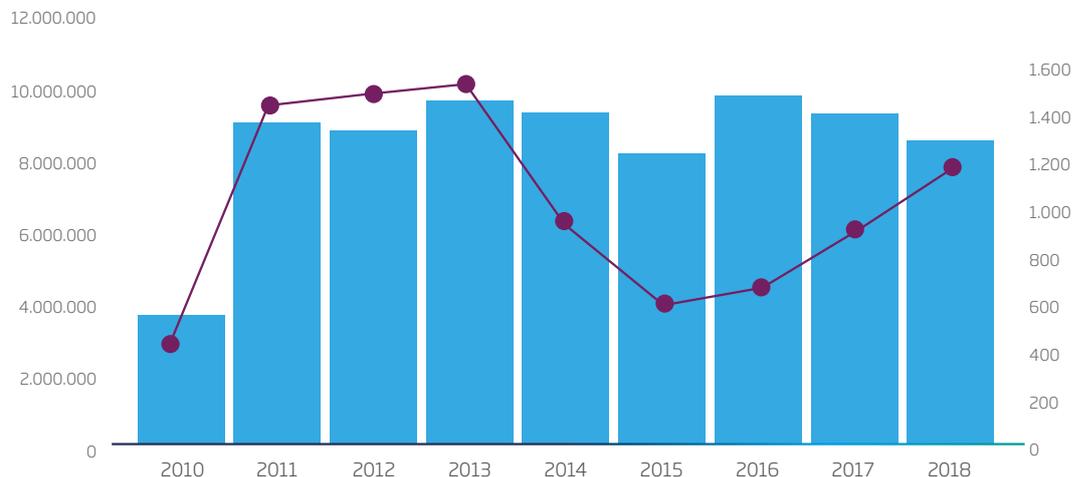


Las exportaciones de GNL alcanzaron en 2013 su máximo histórico, 1.373 US\$MM. En 2015, a partir de la cifra más baja de los últimos cinco años, 450 US\$MM, se observa una leve tendencia al alza, al alcanzar 1.042 US\$MM en el último año.

Fuente: Sunat.

Exportaciones de GNL

■ Volumen de exportaciones m³
● Exportaciones US\$MM



Fuente: Perupetro.



Cifras financieras de las empresas

CONSOLIDADO POR SECTOR - US\$MM

	2010	2015	2017	2018	TACC 2010 - 2018	Variación 2017 - 2018
Distribuidoras (4)						
Activo	289	1.183	1.437	1.489	22,7 %	4 %
Pasivo	174	845	1.003	1.102	26 %	10 %
Patrimonio	115	338	435	387	16 %	(11 %)
Ingreso operacional	188	620	675	776	19 %	15 %
Utilidad operacional	21	83	94	19	(1 %)	(80 %)
Utilidad neta	10	18	33	(1)	(110 %)	(103 %)
Transportadora (1)						
Activo	1.749	1.693	1.595	1.570	(1 %)	(2 %)
Pasivo	1.372	1.266	1.245	1.255	(1 %)	1 %
Patrimonio	377	427	350	315	(2 %)	(10 %)
Ingreso operacional	354	544	676	691	9 %	2 %
Utilidad operacional	175	221	377	394	11 %	5 %
Utilidad neta	75	108	212	232	15 %	10 %
Comercializadora (1)						
Activo	3.758	3.008	2.939	2.570	(5 %)	(13 %)
Pasivo	2.464	1.669	1.560	1.246	(8 %)	(20 %)
Patrimonio	1.294	1.339	1.379	1.324	0,3 %	(4 %)
Ingreso operacional	288	516	686	955	16 %	39 %
Utilidad operacional	(88)	(7)	60	(1)	70 %	(102 %)
Utilidad neta	(135)	(62)	(2)	(75)	8 %	(3.214 %)

CONSOLIDADO SECTOR GAS NATURAL - US\$MM

	2010	2015	2017	2018	TACC 2010 - 2018	Variación 2017 - 2018
Activo	5.797	5.883	5.972	5.629	(0,4 %)	(6 %)
Pasivo	4.010	3.779	3.808	3.603	(1 %)	(5 %)
Patrimonio	1.787	2.104	2.164	2.026	2 %	(6 %)
Ingreso operacional	830	1.681	2.037	2.422	14 %	19 %
Utilidad operacional	107	296	531	411	18 %	(22 %)
Utilidad neta	(50)	64	243	156	40 %	(36 %)
Margen operacional	13 %	18 %	26 %	17 %	ROE	
Margen neto	(6 %)	4 %	12 %	6 %	2017	2018
Endeudamiento	69 %	64 %	64 %	64 %	11 %	8 %

Fuente: Empresas del sector.

TRANSPORTADORAS

TGP - US\$MM						
	2010	2015	2017	2018	TACC 2010 - 2018	Variación 2017 - 2018
Activo	1.749	1.693	1.595	1.570	(1 %)	(2 %)
Pasivo	1.372	1.266	1.245	1.255	(1 %)	1 %
Patrimonio	377	427	350	315	(2 %)	(10 %)
Ingreso operacional	354	544	676	691	9 %	2 %
Utilidad operacional	175	221	377	394	11 %	5 %
Utilidad neta	75	108	212	232	15 %	10 %
Margen operacional	49 %	41 %	56 %	57 %	ROE	
Margen neto	21 %	20 %	31 %	34 %		
Endeudamiento	78 %	75 %	78 %	80 %	61 %	74 %

Fuente: TGP.



COMERCIALIZADORA Y PROPIETARIA DE DUCTOS DE TRANSPORTE

PERÚ LNG - US\$MM						
	2010	2015	2017	2018	TACC 2010 - 2018	Variación 2017 - 2018
Activo	3.758	3.008	2.939	2.570	(5 %)	(13 %)
Pasivo	2.464	1.669	1.560	1.246	(8 %)	(20 %)
Patrimonio	1.294	1.339	1.379	1.324	0,3 %	(4 %)
Ingreso operacional	288	516	686	955	16 %	39 %
Utilidad operacional	(88)	(7)	60	(1)	70 %	(102 %)
Utilidad neta	(135)	(62)	(2)	(75)	8 %	(3.214 %)
Margen operacional	(31 %)	(1 %)	9 %	(0,1 %)	ROE	
Margen neto	(47 %)	(12 %)	(0,3 %)	(8 %)		
Endeudamiento	66 %	55 %	53 %	48 %	(0,2 %)	(6 %)

Fuente: Perú LNG.

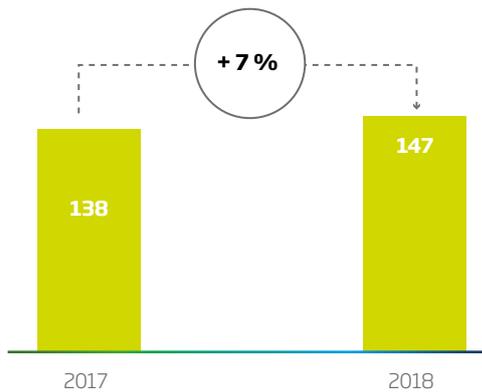
DISTRIBUIDORAS

CÁLIDDA - US\$MM

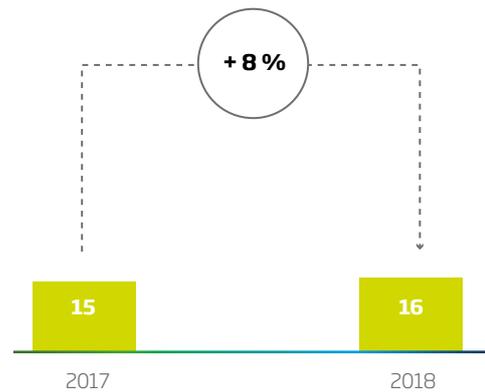
	2010	2015	2017	2018	TACC 2010 - 2018	Variación 2017 - 2018
Activo	289	735	814	906	15 %	11 %
Pasivo	174	458	510	590	16 %	16 %
Patrimonio	115	276	304	316	13 %	4 %
Ingreso operacional	188	541	579	674	17 %	16 %
Utilidad operacional	21	79	101	119	24 %	18 %
Utilidad neta	10	34	59	69	28 %	18 %
Margen operacional	11 %	15 %	17 %	18 %	ROE	
Margen neto	5 %	6 %	10 %	10 %	2017	2018
Endeudamiento	60 %	62 %	63 %	65 %	19 %	22 %

Fuente: Informe de Inversiones Permanentes de Promigas 2018.

EBITDA CÁLIDDA



EBITDA CONTUGAS



CONTUGAS - US\$MM

	2010	2015	2017	2018	TACC 2015 - 2018	Variación 2017 - 2018
Activo	NA	406	457	425	1 %	(7 %)
Pasivo	NA	353	399	383	3 %	(4 %)
Patrimonio	NA	53	58	41	(8 %)	(29 %)
Ingreso operacional	NA	65	77	79	7 %	3 %
Utilidad operacional	NA	8	5	(34)	(262 %)	(783 %)
Utilidad neta	NA	(12)	(16)	(53)	(64 %)	(238 %)
Margen operacional	NA	12 %	6 %	(43 %)	ROE	
Margen neto	NA	(18 %)	(20 %)	(67 %)	2017	2018
Endeudamiento	NA	87 %	87 %	90 %	(27 %)	(128 %)

Fuente: Contugas.

QUAVII - US\$MM

	2010	2015	2017	2018	TACC 2015 - 2018	Variación 2017 - 2018
Activo	NA	42	94	134	47 %	42 %
Pasivo	NA	33	89	126	56 %	43 %
Patrimonio	NA	9	5	7	(6 %)	36 %
Ingreso operacional	NA	14	18	17	5 %	(9 %)
Utilidad operacional	NA	(4)	(6)	(6)	(11 %)	7 %
Utilidad neta	NA	(3)	(5)	(9)	(35 %)	(74 %)
Margen operacional	NA	(30 %)	(34 %)	(35 %)	ROE	
Margen neto	NA	(24 %)	(27 %)	(51 %)	2017	2018
Endeudamiento	NA	80 %	94 %	95 %	(94 %)	(119 %)

Fuente: Informe de Inversiones Permanentes de Promigas 2018.

EBITDA QUAVII



EBITDA NATURGY



NATURGY - US\$MM

	2010	2015	2017	2018	Variación 2017 - 2018	
Activo	NA	ND	72	25	(65 %)	
Pasivo	NA	ND	5	2	(60 %)	
Patrimonio	NA	ND	67	23	(66 %)	
Ingreso operacional	NA	ND	1	6	500 %	
Utilidad operacional	NA	ND	(6)	(60)	(900 %)	
Utilidad neta	NA	ND	(5)	(9)	(74 %)	
Margen operacional	NA	ND	(600 %)	(1000 %)	ROE	
Margen neto	NA	ND	(493 %)	(142 %)	2017	2018
Endeudamiento	NA	ND	7 %	8 %	(7 %)	(37 %)

Fuente: EEFF consolidados de Gas Natural Fenosa 2018.

Nota: Cálculos de Promigas basados en conversión de euros a dólares.





Temática
relevante:
**en busca de una
masificación sostenible
del uso del gas natural**



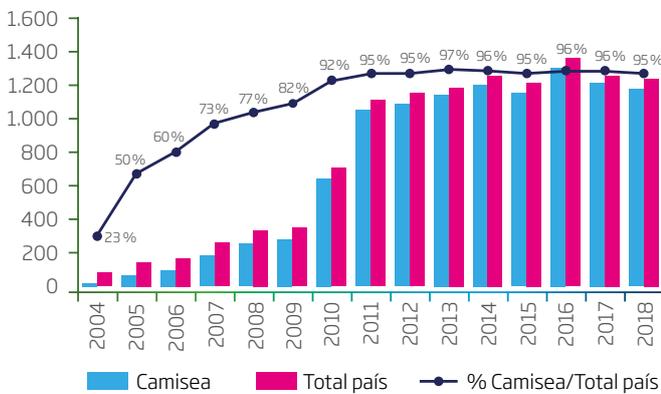
Camisea: Inició su explotación hace 15 años

Camisea y masificación de gas en Perú siempre van de la mano. Sin embargo, para referirse al inicio, en propiedad, de la masificación del gas natural en este país, hay que remontarse al 5 de agosto de 2004,

cuando se inauguró la planta de gas de Camisea, Malvinas (Cusco), tras una inversión de US\$MM 600, con una capacidad de procesamiento inicial de 450 Mpcd. Con este hito, se obtuvo por primera vez gas natural seco, el cual comenzó a llevarse hasta Lima por el sistema de transporte de la empresa TGP.

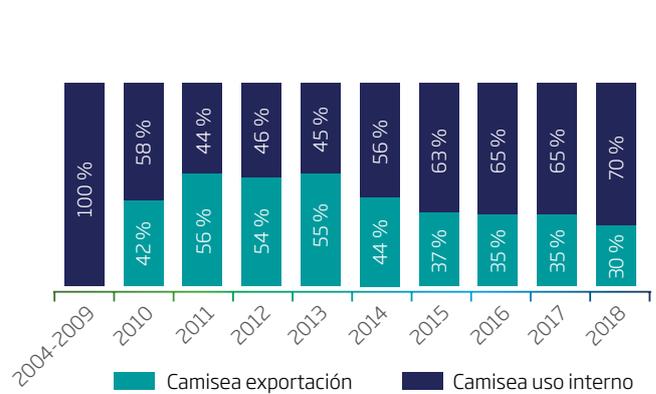


Producción fiscalizada de gas natural



Fuente: Osinergrmín, Perupetro.

Producción fiscalizada de gas natural

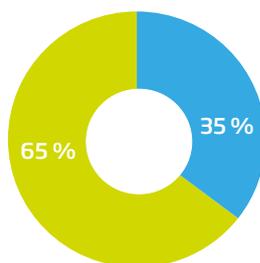


Fuente: Perupetro.

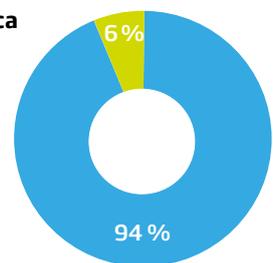
Participación de Camisea en la producción de energía eléctrica

Camisea
Otros recursos

Generación total



Generación térmica



Fuente: COES.



Luego de resaltar los 15 años del inicio de la explotación de los yacimientos de Camisea, la primera conclusión es: la masificación del gas natural en Perú tiene aún un camino por despejar.

Básicamente, se observan dos situaciones diferentes, las cuales se detallan a continuación.

Por una parte, en Lima y la provincia constitucional del Callao, después de un inicio lento durante la primera década de operaciones (2005 - 2014),

superando unos primeros años de desconfianza, de pensar que no era un combustible seguro y otros factores, la masificación inició en el último quinquenio una ruta ascendente.

Desafortunadamente, las buenas noticias de Lima no son trasladables al resto del país.

Para la inmensa mayoría de los agentes del sector, no es un secreto que la masificación del gas natural no está funcionando fuera de Lima y que se deben tomar los correctivos del caso para encauzar este proceso.

Todos los peruanos, independientemente de si son capitalinos o no, tienen el derecho de acceder a los beneficios que les brinda un combustible natural, económico, seguro y amigable con el medioambiente.

Más aún cuando el país entero contribuyó a la masificación del gas natural en el departamento de Lima; entonces, ¿por qué ahora no invertir la situación? Para el usuario de las diferentes regiones, que es el directamente afectado por tener que pagar una mayor tarifa, lo anterior, simplemente, se convierte en un tema de inequidad.

Por todo lo expuesto, se necesita de manera urgente, por parte del Gobierno, cambios en el actual esquema de masificación implantado o por implantar en regiones diferentes a Lima.

Masificación Cobertura 100 %



Fuente: Elaborado por Promigas.

En este capítulo, inicialmente se presenta un recuento de retos de la masificación del gas natural a nivel país, y después un breve recorrido de la masificación en Lima, resaltando de esta sus aspectos positivos y los incentivos aplicados al modelo que conllevaron a la situación actual. Seguidamente, se muestra la problemática surgida en el arranque de la masificación de las regiones Norte y Suroeste, haciendo un *benchmark* entre lo que se da en ellas y en Lima. Se finaliza con el estado de las concesiones por arrancar, Piura y Tumbes, y el de las Siete Regiones, de la sierra Central y el altiplano, esta última aún sin adjudicar.



Retos de la masificación del gas natural a nivel país

La masificación del gas natural en Perú, y, en general, en cualquier país, es muy dinámica. En un proceso como este, con el paso de los años los obstáculos iniciales se superan y surgen nuevos, las condiciones del mercado cambian y la competitividad frente a los sustitutos puede variar.

Cada región del país es sui géneris, y no necesariamente un modelo exitoso en una región es fácilmente replicable en otra. Sin embargo, existen elementos garantes para el éxito de estos procesos de masificación, como una normatividad

adecuada, una empresa privada comprometida en invertir importantes recursos en el sector y una regulación de la mano de una política clara del Gobierno.

En esta sección se desarrollan: i) Un reto de carácter macro como es lograr la consolidación de un plan nacional de masificación. ii) Retos particulares a los que se enfrenta el proceso de masificación. iii) Casos de sobrerregulación en la normativa aplicable al sector, vistos como obstáculos que debe enfrentar y superar este proceso.

I. CONSOLIDACIÓN DE UN PLAN NACIONAL DE MASIFICACIÓN

Aun cuando el Ministerio de Energía y Minas cuenta con un programa de masificación de gas natural en Perú, como se muestra en la siguiente figura, la consolidación y concreción de este programa en una verdadera política de carácter nacional no se percibe.



Fuente: Elaborado por Promigas con base en la presentación "Plan del Estado para el desarrollo del gas natural", Francisco Torres, Minem - DGH, foro 'La hora del gas', julio de 2019.

¹D.S. 064-2010-EM.

² Porcentaje de hogares beneficiados / total de hogares en Perú.



La superación de este reto puede facilitarse por medio de la implementación de políticas integrales de la mano de los cambios normativos y regulatorios necesarios para fomentar la masificación del gas natural en todo el país, ya que es ahí donde persisten falencias que impiden el despegue de dicha masificación, especialmente fuera de Lima.

Dada la subjetividad de este reto que tiene pendiente por alcanzar el proceso de masificación de gas natural en Perú, para su abordaje se recurrió a citar a varios expertos del sector, quienes en los diversos foros o a través de artículos publicados en la prensa especializada han venido expresando sus opiniones al respecto.

Según Humberto Campodónico Sánchez, ingeniero especializado en temas de economía de hidrocarburos y Presidente de Petroperú (2011-2012):

“El problema es que el Estado no tiene un Plan Energético de Mediano Plazo ni tampoco un Plan de Masificación”.

Una opinión similar expresó Bruno Vega, Gerente General de Okra Energy, en su presentación “Oportunidades y desafíos para el GNL en Perú”, en el foro ‘La hora del gas’, en julio de 2019:

“El principal enemigo de la masificación del gas natural es el intento desordenado de masificar el uso del gas natural, pues se requieren políticas claras, estables y de largo plazo”.

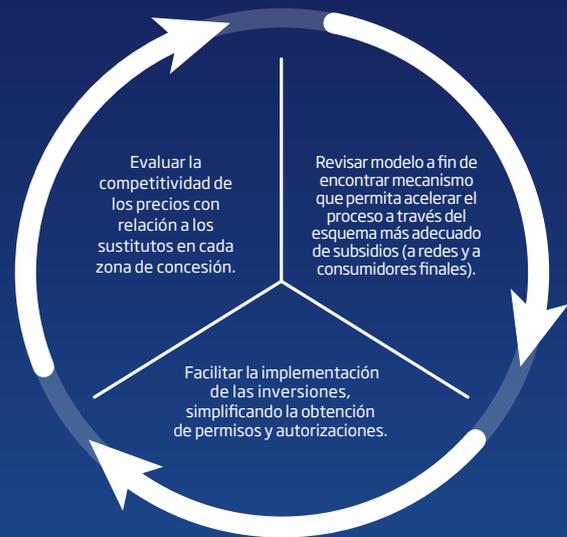


II. RETOS DE LA MASIFICACIÓN

Para la Sociedad Nacional de Minería, Petróleo y Energía (SNMPE), se deben impulsar los tres elementos que conforman el círculo virtuoso de la masificación del gas natural en el país.

Esta agremiación, de la cual hacen parte la gran mayoría de las empresas del sector gas, considera fundamental, para la consecución de la masificación del gas, que se tengan en cuenta los tres aspectos que se listan en la figura a continuación.

Círculo virtuoso de la masificación



La estabilidad jurídica es fundamental. Se requiere claridad y toma de decisiones oportunas que permitan a las concesionarias de distribución la continuación de la masificación.



Las entidades no deben modificar condiciones que perjudiquen la continuidad de las operaciones.



Se deben adoptar criterios razonables y proporcionales por parte de las entidades reguladoras, especialmente en materia de sanciones (hoy nos hemos llenado de procedimientos sancionadores con multas que impactan financieramente a las empresas).

Fuente: Elaborado por Promigas con base en la presentación "Retos y oportunidades del Perú en el contexto regional", SNMPE, foro 'La hora del gas', julio de 2019.

OTRAS CONSIDERACIONES

Adecuación del marco normativo y estándares técnicos a nuestra realidad (costo al usuario final vs. inadecuados estándares de seguridad).

Trabajo coordinado entre las entidades del Estado (p. ej.: diferentes gerencias o direcciones del Osinergmin y el Ministerio de Energía y Minas).

Introducir incentivos para que se premie la innovación tecnológica en los contratos de concesión o una mayor flexibilidad al concesionario para adaptarse a cambios tecnológicos.

Construir una cultura del gas natural a lo largo del país, similar a lo logrado en Lima.

Fuente: Elaborado por Promigas con base en la presentación "Oportunidades y desafíos para el GNL en Perú", Bruno Vega, Okra Energy, foro 'La hora del gas', julio de 2019.



III. CASOS DE SOBRRREGULACIÓN Y OTROS PENDIENTES EN LA NORMATIVA APLICABLE AL SECTOR

Expertos en temática normativa definen sobrerregulación como la generación de disposiciones o documentos normativos que rompen con el principio de proporcionalidad de la regulación, generan control innecesario y exceden el propósito de cada norma.

Esta es una problemática que de tiempo atrás viene aquejando a casi toda Latinoamérica, a la que el Perú y el sector gas natural no son ajenos. En el informe del año anterior, se expuso como ejemplo de dicha problemática la ausencia de flexibilidad en los planes quinquenales, situación a la que el Minem aplicó correctivos en 2018.

a. Plazo de conexión de usuarios residenciales

Inicialmente, en el literal b) del Artículo 42° del D. S. 040-2008-EM (TUO del Reglamento de distribución de gas natural por red de ductos), se estableció que, en caso de existir la infraestructura necesaria en una zona determinada, el plazo de conexión de usuarios residenciales era de 60 días hábiles contados a partir de la suscripción del contrato de suministro.

No obstante, la existencia de un plazo en una norma jurídica con rango legal para la conexión de usuarios residenciales, Osinergmin procedió a regular plazos adicionales para el concesionario mediante el procedimiento de habilitación de instalaciones internas de gas natural (RCD 154-2005-OS/CD).

Si bien la regulación de plazos internos (Osinergmin) se concibe como una sobrerregulación respecto a los plazos de conexión de usuarios residenciales (Minem), los primeros eran razonables y no generaron mayores sobrecostos en las concesionarias.

En esta sección se desarrollan tres casos en los que, al sentir de muchos agentes del sector, se traspasan las fronteras de la sobrerregulación: a) Plazo de conexión de usuarios residenciales, ejemplo de lo que tanto el Minem como el Osinergmin han insistido en legislar en el transcurso de estos 15 años, de forma simultánea y hasta contradictoria, como se mostrará en su desarrollo b) Normas técnicas de extrema exigencia para la realidad nacional y c) Atención de emergencias. Se cierra esta sección con un caso opuesto a sobrerregulación, de carencia regulatoria, como es la regulación para EDS con GNL.

Posteriormente, en 2015, el Minem redujo el plazo de conexión de 60 a 45 días hábiles, contados desde la suscripción del contrato de suministro.

Teniendo en cuenta el cambio anterior, y con el ánimo de adecuarse al nuevo plazo establecido, el Osinergmin publicó un nuevo procedimiento de habilitaciones (RCD 099-2016-OS/CD), con el cual se estableció la obligación de aprobar modelos de instalación interna típicas para usuarios residenciales, por lo que actualmente el procedimiento de habilitación se inicia con la solicitud de habilitación directamente, lo que significa que es innecesario presentar previamente un proyecto de instalaciones internas.



Adicionalmente, el vigente procedimiento de habilitaciones internas incluyó plazos de difícil cumplimiento para la conexión de usuarios residenciales, los cuales se exponen a continuación:

- Instalación de tubería de conexión y acometida dentro de los ocho días hábiles siguientes a la suscripción del contrato de suministro.
- Aprobación de la solicitud de habilitación y ejecución de la habilitación en un máximo de cinco días hábiles desde su presentación.

Como puede observarse, en la actualidad la normativa de rango reglamentario (RCD de Osinermin) en la práctica reduce el plazo otorgado por la norma de rango legal (TUO del Reglamento de Distribución de Minem),

de modo que un usuario residencial debe ser conectado en solo 13 días hábiles, cuando el plazo inicialmente previsto por el Minem ascendía a 45 días hábiles.

b. Normas técnicas de difícil cumplimiento en la realidad nacional

En esta sección se muestran especificaciones de normas técnicas que, adoptadas con base en estándares de seguridad y calidad de normas internacionales, aun cuando fueron emitidas con la mejor disposición para evitar posibles accidentes, resultan de difícil cumplimiento. Por lo tanto, se sugiere, en lo posible, su adaptación a la realidad de la infraestructura locativa peruana.

NTP 111.011 (Aplicable a instalaciones internas residenciales/comerciales):

12.4 Si se requiere instalar una tubería que pase a lo largo de dormitorios o cuartos de baño, el tramo de tubería debe ser continuo. Solo será interrumpido el tramo de tubería en el caso de la conexión de un artefacto tipo C de cámara estanca o tiro balanceado.

Ante esta evidente reducción en los plazos, existen interpretaciones jurídicas que no concuerdan con la imposición de esta disminución en los tiempos,

puesto que conforme al ordenamiento jurídico peruano una norma reglamentaria no puede modificar lo establecido en una norma de mayor rango.

Al respecto, se puede concluir que el plazo actual para la conexión de usuarios residenciales no se encuentra sustentado en ningún análisis técnico o estudio objetivo,

razón por la cual consesionario del sector la han cuestionado ante el Instituto Nacional de Defensa de la Competencia y de la Protección de la Propiedad Intelectual (Indecopi).

Por todo lo anterior, los plazos establecidos en el vigente procedimiento de habilitaciones se consideran una limitante para el desarrollo del proceso de masificación de gas en Perú.

12.6 Evitar instalar tuberías en espacios con poca ventilación y pocas facilidades de inspección de las personas; por ejemplo, las que atraviesan sótanos, huecos formados por plafones, cisternas, entresuelos, por debajo de pisos de madera o losas. En el caso necesario de que las tuberías pasen por cielos rasos, falsos techos, cámaras aislantes o similares, deberá la tubería pasar por un conducto que debe quedar ventilado permanentemente al exterior en ambos extremos.



Norma Técnica de Edificación - Instalaciones de gas

5.22 Espacio confinado: Ambiente interior de una edificación cuyo volumen es menor a $4,8 \text{ m}^3/\text{kW}$ de potencia nominal agregada o conjunta de todos los artefactos a gas instalados. Cualquier ambiente comunicado en forma permanente a través de un vano libre de cierre y sin ningún obstáculo de por lo menos 2 m^2 de área se considera parte integral del espacio materia de análisis. En la obtención de la potencia no se consideran los artefactos tipo C.

Es una realidad que en los estratos bajos de las ciudades peruanas se encuentran innumerables viviendas en igualdad de condiciones a las que pueden observarse en las siguientes fotografías, a las cuales, en estricto cumplimiento de la norma y sin llevar a cabo ningún tipo de modificación, no se les podría instalar el servicio.



Fuente: Quavii.

En este contexto, es razonable que las normas técnicas peruanas deban adecuarse, de modo que, sin dejar de cumplir su rol de garantes de la seguridad de los usuarios y del sistema de distribución, respondan a la realidad de las viviendas a nivel nacional, en especial si se considera que la masificación del gas natural tiene un componente social muy importante, por lo que las normas técnicas nacionales no deberían generar

impedimentos para que las personas con viviendas de estas características accedan al servicio de gas natural, siempre desde la perspectiva de seguridad.

Ahora bien, muchas veces es el concesionario quien tiene que subvencionar la adecuación de los ambientes para lograr la habilitación de las viviendas; sin embargo, es inviable que este realice dichas subvenciones de manera permanente, si se tiene en cuenta que las mismas no son reconocidas en la tarifa.



c. Atención de emergencias

A finales de 2015, Osinergmin, a través de la Resolución de Consejo Directivo 306-2015-OS/CD, aprobó la “Norma de calidad del servicio de distribución de gas natural por red de ductos”,

con la cual reguló, entre otras cosas, el tiempo de atención y contención de emergencias, como se muestra en el siguiente cuadro:

Tipo de evento	Tiempo (minutos)
Fuga de gas	30
Incendio	30
Explosión	30
Interrupción del servicio (no programadas)	40

Al igual que en los casos antes esbozados, se desconoce si existe un estudio técnico que haya servido de base para la fijación de estos tiempos, y, asimismo, si existe la elaboración del correspondiente análisis de impacto regulatorio de esta medida.

Adicionalmente, Osinergmin no socializó con los concesionarios y agentes del sector si este indicador se obtuvo de alguna norma internacional de referencia.

En esencia, la problemática que genera esta disposición es que ella, per se, causa inconvenientes, principalmente en concesiones como la región Norte, en la que existen siete ciudades, cuatro regiones, y catorce distritos distintos, y, por lo tanto, para cumplir dicha normativa se debe tener un equipo de emergencias sumamente numeroso y ubicado en cada una de las ciudades.

Con el propósito de establecer un parámetro de referencia a nivel internacional de estos tiempos de atención, particularmente, en Colombia la regulación establece que todas las emergencias (eventos no controlados, como fugas de gas, incendio y explosión) deben ser atendidas en menos de 60 minutos.





Expedición de regulación para EDS con GNL

Pese a que la expedición de la legislación aplicable a las estaciones de servicio (EDS) de GNL difiere de los casos antes expuestos como ejemplos específicos, en los que, según el sentir de muchos agentes del sector, se ha incurrido en sobrerregulación, se decidió, dada su larga espera y la urgencia de tal expedición, darle alcance en este espacio como una problemática regulatoria pendiente de resolver.

En la actualidad, la legislación aplicable a las EDS de gas natural no considera la posibilidad de construirla y operarlas estas con tecnología de GNL, por lo cual las autoridades no estarían habilitadas para otorgar los permisos necesarios para el desarrollo de dicha actividad.

Para ello, solo se requiere de una modificación menor a la normativa existente (DS 006-2005-EM / Reglamento para la instalación y operación de establecimientos de venta al público de GNV), lo que permitirá a las concesionarias de distribución una nueva modalidad de EDS, para el caso, con tecnología GNL, que opere de manera similar a las EDS de GNV, es decir, haciendo referencia a las normas internacionales de carácter técnico y de seguridad, aplicables de forma estándar en los lugares donde ya existe este tipo de EDS.

La regulación del GNL no es nueva para el Estado peruano, ya que no solo operan a la fecha dos concesiones de distribución de gas natural con esta tecnología, Norte y Suroeste, sino que existe desde hace más de dos años un reglamento de comercialización de GNC y GNL.



En la imagen se observa el cargue con GNL como combustible de uno de los camiones cisterna usados por Quavii para transportar el GNL a los departamentos que hacen parte de la concesión Norte.

Fuente: Quavii.





Masificación en Lima y Callao: un proceso que comienza a mostrar sus frutos

Para Cálidda, empresa concesionaria de la distribución de gas natural de Lima y Callao,

la masificación de este energético en la capital del país, después de superar un comienzo difícil e incierto, en la actualidad avizora un panorama despejado, al punto de que, de mantenerse la situación actual, en el mediano plazo se podría estar cubriendo la totalidad de Lima con el servicio de gas. Así lo expresa su Director General, Jorge Olazábal, en entrevista concedida a un diario económico de la ciudad:

“En estos 15 años hemos superado más de 800.000 hogares con gas natural. Estamos en una curva de crecimiento: en 2017 conectamos a 100.000 nuevos usuarios, y en 2018 logramos conectar a 184.000. Si seguimos con ese ritmo, en menos de 10 años habremos cubierto toda Lima”.

Fuente: <<https://gestion.pe/publireportaje/10-anos-habremos-cubierto-lima-gas-natural-269515>>.

Una de las razones para el repunte en la cifra de usuarios conectados en el último lustro en Lima (742.028) tiene que ver, entre otras cosas, con la construcción de una cultura de gas natural en la ciudad. Así lo considera el Director General de Cálidda cuando afirma que “ahora hay más información, las personas exigen que el gas natural llegue a su zona y eso ha ayudado a que la cobertura sea más rápida”.

Aspectos positivos e incentivos aplicados

Cuando se revisa el modelo implementado por el Estado peruano para la masificación de Lima y Callao, son varios los aspectos que a lo largo de estos 15 años se pueden resaltar como positivos e influyentes en el proceso de masificación. Entre estos, se destacan los ingresos garantizados para ‘Red principal - Lima’, descuentos de 10 % del precio de gas natural por dos años a industrias, precio competitivo para GNV, financiamiento para usuarios residenciales, conversiones de GNV por parte del FISE y cambios normativos que flexibilizaron el estricto cumplimiento de los planes quinquenales.

Recursos del FISE dirigidos hacia la masificación en sectores residencial y GNV

Uno de los incentivos de mayor repercusión en la masificación del gas natural en Lima e Ica, ofrecidos por el Gobierno Nacional a los usuarios residenciales y de GNV, son los beneficios otorgados a través del Fondo de Inclusión Social Energético (FISE). Este fondo se creó en abril de 2012 con el propósito de promover el acceso a energía menos contaminante para poblaciones más vulnerables en todo el país.



A junio 2019: **+ 445.000**
Beneficiarios del BonoGas
se encuentran consumiendo gas natural
en Lima y Callao e Ica

Ingresos bajos	Ingresos medios bajos	Ingresos medios
Financia el 100 % de la instalación, sin devolución.	Financia el 100 % de la instalación, con devolución de 25 %.	Financia el 100 % de la instalación, con devolución de 50 %.

Los hogares de ingresos medios y medios bajos realizarán pagos mensuales entre S/.2,20 y S/.4,40 mensuales, por un plazo máximo de 10 años, sin intereses.

El mecanismo utilizado por el FISE para incentivar la masificación del gas en el sector residencial fue el programa denominado BonoGas, iniciativa gubernamental, cuyo objetivo es que más familias peruanas accedan al servicio de gas natural en sus hogares a través de un financiamiento de la instalación interna con un punto de conexión (cocina), que llegó en agosto de 2019 a su tercer año de vigencia.

El BonoGas es ejecutado mediante empresas de instalación interna que suscribieron convenios con el FISE y están debidamente registradas en Osinergmin. El financiamiento se devuelve hasta en 10 años, sin interés ni cuota inicial. Para ello, el beneficiario devuelve el dinero dependiendo de la estratificación económica que le establece el INEI.

Expertos y analistas del sector consideran que, gracias a la aplicación del BonoGas, la masificación domiciliar en Lima superó un punto de inflexión, que ha venido motivando incrementos anuales en las conexiones por encima de 50 % desde 2017, primer año completo de aplicación.

Fuente: Elaborado por Promigas con base en <www.fise.gob.pe>.

D.S. 037-2018-EM: flexibilización en cumplimiento de planes quinquenales

A mediados de 2018, Cálidda expuso los riesgos a los que se enfrentaba la masificación del gas natural en Lima y Callao debido a la falta de flexibilidad para desarrollar su plan quinquenal, impuesta por las resoluciones Osinergmin 283-2015-OS/CD y 299-2015-OS/CD, normas aprobadas por el ente de control en 2015, que le exigían, entre otras disposiciones, instalar todas las conexiones de gas previstas en el plan, a pesar de que en varios casos, como señala la empresa, esto no resultaba viable: por falta de

autorización municipal o por hallarse un cementerio preínca en el lugar que debían recorrer los ductos, por ejemplo.

Sin embargo, toda esta problemática fue solucionada cuando el pasado 28 de diciembre el Minem emitió el D.S. 037-2018-EM, considerado como una norma que propende por una verdadera masificación, a través de la cual se le permite a las distribuidoras variar las zonas de instalación siempre y cuando exista una justificación debida.



DOS ESCENARIOS DE MASIFICACIÓN EN LIMA Y CALLAO	
Escenario actual	Escenario moderado
600 US\$MM	300 US\$MM
6.300 km	3.500 km
5.000 empleos	3.000 empleos
1,2 millones a 2021	900.000 a 2021
300.000 familias más podrían acceder a los beneficios del gas natural en los próximos tres años	

Como consecuencia, Cálidda presentó un nuevo plan quinquenal de inversiones, que modifica el aprobado para el período 2018 - 2022. En este nuevo plan, se amplía su meta de nuevas conexiones, el cual pasa de 350.000 a 620.000.

Al respecto, el Gerente General de Cálidda, Jorge Olazábal, expresó: "Ha sido una corrección sobre una norma que ponía en grave riesgo la masificación. Este decreto supremo va a ayudar a que sigamos creciendo como hemos venido haciéndolo, o incluso más rápido"

Fuente: <<https://gestion.pe/economia/nuevo-plan-calidda-ampliara-meta-masificacion-gas-elevaria-tarifas-256374>>.

Fuente: Elaborado por Promigas con base en información de Cálidda.

Problemática de la masificación en las concesiones Norte y Suroeste

El inicio de la carrera hacia la masificación del gas de Camisea fuera de Lima e Ica es reciente, pues comenzó a finales de 2017 cuando, a través de camiones cisterna, Quavii, concesionario para la región Norte, y Naturgy, concesionario para la región Suroeste, entregaron las primeras moléculas de gas natural en ciudades distantes de la capital, como Cajamarca, al norte, y Tacna, al sur. La puesta en operación comercial (POC) de estas concesiones estuvo precedida por varios aplazamientos, ya

que en un principio estaba proyectada para 2015; sin embargo, su cronograma se vio afectado por la demora en la construcción del cargadero de GNL, en Pampa Melchorita, de Shell.

No ha sido un comienzo fácil, sino lleno de obstáculos, que las concesionarias se encuentran enfrentando. En esta sección hacemos referencia a los que más impactan a la masificación.





El descreme del mercado

En la actualidad, la regulación sectorial permite que los comercializadores de GNC/GNL operen en cualquier parte del territorio nacional sin ninguna restricción, sin importar si existe o no en dicha área geográfica un concesionario de distribución de gas natural por red de ductos.

D.S. 057 -2008-EM

Reglamento de Comercialización
de Gas Natural Comprimido (GNC)
y Gas Natural Licuefactado (GNL)



Artículo 9

La autorización de los agentes
habilitados para la comercialización
de GNC o GNL tendrá validez **incluso**
en aquellas zonas donde existiesen
concesiones de distribución de gas
natural por red de ductos.

El arranque tardío de Quavii y de Naturgy por la demora en la construcción del cargadero de camiones de GNL de Shell,

ocasionó que los agentes comercializadores de GNC aprovecharan la oportunidad para capturar a grandes industrias del norte y el suroeste con ofertas más competitivas por el gas sin tener la obligación de atender el mercado restante, estrategia conocida como descreme del mercado.

Lo anterior hace que los clientes de mayor consumo de las áreas concesionadas reciban el gas natural directamente de los comercializadores de GNC/GNL (con contratos a largo plazo y con altas penalidades en caso de resolución de estos) al momento en que el concesionario le propone ser abastecido por la red de distribución.

Como consecuencia, a los concesionarios les resulta difícil financiar las conexiones residenciales valiéndose del subsidio cruzado que deberían generar las ventas de gas a las industrias, 'anclas' de la masificación.

Adicionalmente, los precios finales que el usuario debe asumir para ser abastecido por los concesionarios son mucho menores en las concesiones de Cálidda y Contugas, por lo que los comercializadores de GNC/GNL pueden llegar a los usuarios finales de las concesiones Norte y Suroeste con precios más competitivos que los de Quavii y Naturgy, siempre que se abastezcan de las concesiones de Cálidda o Contugas.

Esto deja a las concesionarias Norte y Suroeste en una situación de indefensión frente a sus competidores, lo que los imposibilita para cobrar la tarifa que remunera las inversiones que permiten la masificación del gas natural. Además, mientras los concesionarios tienen metas de clientes conectados, los comercializadores no tienen interés alguno ni incentivos para buscar la masificación del gas natural, puesto que solo están enfocados en captar a los grandes consumidores.



Proyecto de modificación de D.S. 057-2008-EM

A continuación, se extractan apartes de la exposición de motivos, por lo cual se presenta el proyecto de modificación de D.S. 057-2008-EM:

“Con la existencia de las cuatro concesiones de distribución, en la actualidad persiste una concurrencia entre los concesionarios de distribución de gas natural y los comercializadores de GNC y GNL,

por lo que ante el crecimiento del número de concesiones de distribución en el país y en especial en atención al cumplimiento de la Política Energética Nacional del Perú 2010-2040, le corresponde al Minem analizar y definir el impacto que dicha concurrencia podría acarrear para el cumplimiento de los objetivos y lineamientos de la mencionada política, en aras de fortalecer la masificación del gas natural en el país”.

“Dado que las concesiones de distribución de gas natural por red de ductos en operación así como en etapa de proyecto que, en el corto y mediano plazo, permitirán que diversas regiones del país cuenten con dicho servicio,

resulta necesario modificar el Artículo 9° del Reglamento aprobado por el D. S. 057-2008-EM, a fin de establecer disposiciones que permitan fijar condiciones para el desarrollo de la actividad de comercialización de GNC y GNL dentro de un área sujeta a una concesión de distribución, y de esta manera promover la masificación del uso del gas natural por red de ductos, en el marco del cumplimiento de la Política Energética Nacional”.

Este proyecto se circunscribe, básicamente, a la modificación de tres artículos. Inicialmente, se incorporan en el Reglamento de Comercialización de GNC y GNL definiciones para:

- Área adyacente
- Cantidad de consumidores residenciales en área adyacente
- Fecha efectiva de prestación de servicio para el consumidor industrial
- Puesta en servicio de la red de distribución externa e interna

A través de este proyecto se pretende modificar el Artículo 9° de este decreto, “Alcance de la autorización para comercializar y operar con GNC o GNL”.

A continuación, se muestran los aspectos más relevantes de este nuevo articulado:

Se mantiene la autorización a los agentes habilitados para comercializar GNC o GNL en todo el territorio nacional.

En las zonas donde existan concesiones de distribución de gas natural por red de ductos, la actividad de los agentes habilitados para la comercialización de GNC o GNL se regirá por las condiciones que se establecen en este nuevo proyecto, y su aplicación será de doce años contados desde la fecha de puesta en operación comercial de la respectiva concesión:



- La comercialización de GNC o GNL se puede efectuar en el área de concesión hasta que el concesionario inicie la prestación del servicio en una zona geográfica determinada del área de concesión. Esta zona será delimitada por la DGH, para lo cual se establece su respectivo procedimiento.
- La zona geográfica debe contar con redes de distribución que permitan la conexión de la **totalidad de usuarios** comprendidos en dicha zona, según el plan de desarrollo presentado.
- La DGH se debe pronunciar a través de una resolución directoral, con copia al Osinergmin, en la cual entrega opinión favorable sobre el cumplimiento del procedimiento para establecer la zona geográfica solicitada.
- El concesionario deberá cumplir con la prestación del servicio dentro de los plazos indicados en el cronograma entregado. Dicha obligación será supervisada por el Osinergmin y su incumplimiento por parte del concesionario genera una sanción.
- Los contratos de suministro que celebren los agentes habilitados en GNC o GNL están sujetos a que el concesionario inicie la prestación del servicio en una zona geográfica determinada del área de concesión. Su no inclusión en dichos contratos no exceptúa su aplicación a los mismos.
- Estas disposiciones son aplicables al suministro de GNC o GNL por parte de los agentes habilitados, a los establecimientos de venta al público de GNV y a las EDS de GLP que cuenten con equipos y accesorios para la venta al público de GNV.

A partir de la entrada en vigencia de este decreto, el agente habilitado que desee atender a un potencial consumidor directo o extender el plazo de los contratos suscritos con dichos consumidores,

deberá consultar por escrito al concesionario de distribución de gas natural de la zona, con copia a la DGH, sobre su capacidad o disponibilidad para atender a dicho potencial consumidor y el plazo en que lo haría. El agente habilitado podrá suscribir un contrato de suministro con el potencial consumidor hasta por el plazo máximo indicado por el concesionario de distribución, en caso de que este no pueda atender dicho suministro en el plazo máximo de seis meses, contados desde la formulación de la consulta.

Por último, en este proyecto se ordena crear el Registro de Contratos y Acuerdos de Suministro de GNC y GNL,

en el que deberán registrarse todos los contratos y acuerdos de suministro de GNC y GNL suscritos por los agentes habilitados con los consumidores directos.

Los nuevos contratos, acuerdos y modificaciones a los contratos y acuerdos vigentes a la fecha de la presente norma que suscriban los agentes habilitados con consumidores directos,

sujetos al alcance de este decreto, tendrán que contar con la aprobación de la DGH, que deberá tomar en cuenta la opinión del concesionario de distribución sobre la solicitud de los agentes habilitados.



DIFICULTAD EN LA GESTIÓN DE PERMISOS MUNICIPALES PARA EL TENDIDO DE REDES

La excesiva y costosa tramitología de los permisos municipales para el tendido de redes no es una problemática nueva en Perú;

de hecho, hace una década era uno de los mayores impedimentos para que se iniciara, propiamente, la carrera hacia la masificación del gas natural en Lima, toda vez que la gran mayoría de sus municipalidades pretendían cargar impositivamente a Cálida cuando esta concesionaria solicitaba los permisos necesarios para iniciar los tendidos de infraestructura de redes de distribución de gas natural y las conexiones domiciliarias.

Con el propósito de solucionar la problemática antes expuesta, el Congreso de la República expidió el 10 de junio de 2011 la Ley 29706 o Ley de Facilitación de Conexiones Domiciliarias del Servicio Público de Distribución de Gas Natural,

con lo cual se prohibió a los gobiernos locales y regionales exigir el pago y la tramitación de permisos a los usuarios domésticos para efectuar conexiones domiciliarias de gas natural. Adicionalmente, no pueden exigir el pago ni la tramitación de la interferencia de vías para implementar dichas conexiones domiciliarias desde la red principal hasta los domicilios.

No obstante, las concesiones Norte y Suroeste no han sido totalmente ajenas a esta problemática y a eventos traumáticos en la consecución de permisos para el tendido de redes.

Para el caso particular de la concesión Norte - Quavii, recientemente se ha visto expuesta a un par de eventos de este tipo en la municipalidad provincial del Santa (Chimbote) y en la municipalidad distrital de Independencia (Huaraz). Quavii manifestó al Ministerio de Energía y Minas la necesidad de apoyo mediante gestiones, reuniones y capacitaciones ante dichas municipalidades, para que no se arriesguen los cumplimientos contractuales de la concesionaria y, sobre todo, para que no se detenga la masificación del gas natural en las poblaciones que lo requieren para mejorar su calidad de vida.

Las solicitudes de Quavii ante el Ministerio no han tenido éxito, por lo que esta empresa solicitó la suspensión del plazo contractual para que el accionar de las municipalidades del Santa e Independencia no afecten en lo relacionado con el cumplimiento de sus metas contractuales de clientes conectados.



En este sentido, es necesario que el Estado, como un solo organismo, tenga un único objetivo frente al gas natural y sus beneficios. Este objetivo es la masificación del gas natural a nivel nacional, pero para ello es necesario que el Gobierno central acompañe más al distribuidor, apoyándolo en la gestión con las autoridades locales y regionales, comunicando y capacitando a estas sobre sus alcances y funciones, para que las ejerzan bajo el ámbito legal aprobado.

Adicionalmente, sería de mucha ayuda que hubiera una mayor difusión de las normas y objetivos de la masificación del gas natural a nivel país, con el propósito de alcanzar un direccionamiento de dichas autoridades, tanto regionales como locales, hacia los objetivos del Estado en este tema.

BENCHMARK ENTRE MODELO APLICADO EN LIMA E ICA VS. REGIONES NORTE Y SUROESTE

Con la intención de profundizar en las causales por las que es lenta la masificación del gas natural en las regiones Norte y Suroeste, se muestra un *benchmark* entre el modelo de Lima y el de estas regiones. Para ello, se comparan los incentivos otorgados en Lima con la situación de las regiones.

INCENTIVOS DE LA MASIFICACIÓN EN PERÚ LIMA + ICA / SUROESTE + NORTE

Incentivos	LIMA ICA	SUROESTE NORTE
Ingresos garantizados: Garantía por red principal - Lima	✓	✗
Precio competitivo para GNV	✓	✗
Financiamiento para clientes residenciales (FISE)	✓	✗
Descuentos del 10 % del precio del gas natural por dos años a industrias	✓	✗

Suroeste y norte apoyaron el financiamiento del gasoducto de transporte para Lima

El suroeste y el norte del Perú asumen integralmente los costos de transporte

Fuente: Presentación "Hacia la masificación sostenible en las regiones", Quavii - Naturgy, junio de 2019.

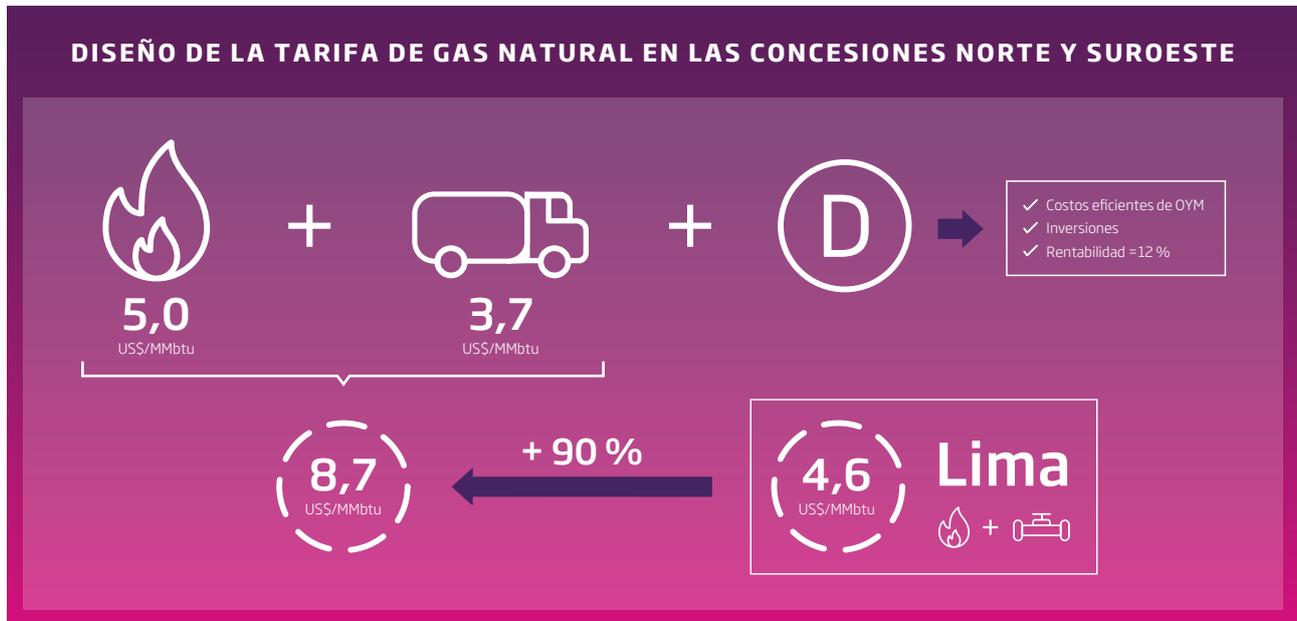
Cuando se hace la lista de chequeo con los principales incentivos que se han otorgado a lo largo de 15 años en el modelo de masificación de gas natural de Lima e Ica, se puede constatar que ninguno de ellos se aplica actualmente en las concesiones Norte y Suroeste, pese a las implicaciones que esto tiene en las tarifas de gas natural de estas regiones. Esto podría considerarse un caso de inequidad si se compara el trato dado a los usuarios de Lima e Ica con el dado a los usuarios de las regiones Norte y Suroeste.

Un incentivo que merece ser analizado con mayor profundidad, es la asignación de recursos del FISE para usuarios residenciales de las regiones Norte y Suroeste, tal como lo reciben los usuarios de Lima e Ica. Si bien, Naturgy y Quavii avanzan en la conexión de usuarios residenciales (en particular, Quavii espera para 2019 más de 50.000 habilitaciones), gran parte de estos usuarios cumplen con las condiciones para recibir este beneficio del FISE, lo cual redundaría en el incremento y la agilización de la penetración del gas natural en el sector residencial de estas regiones.



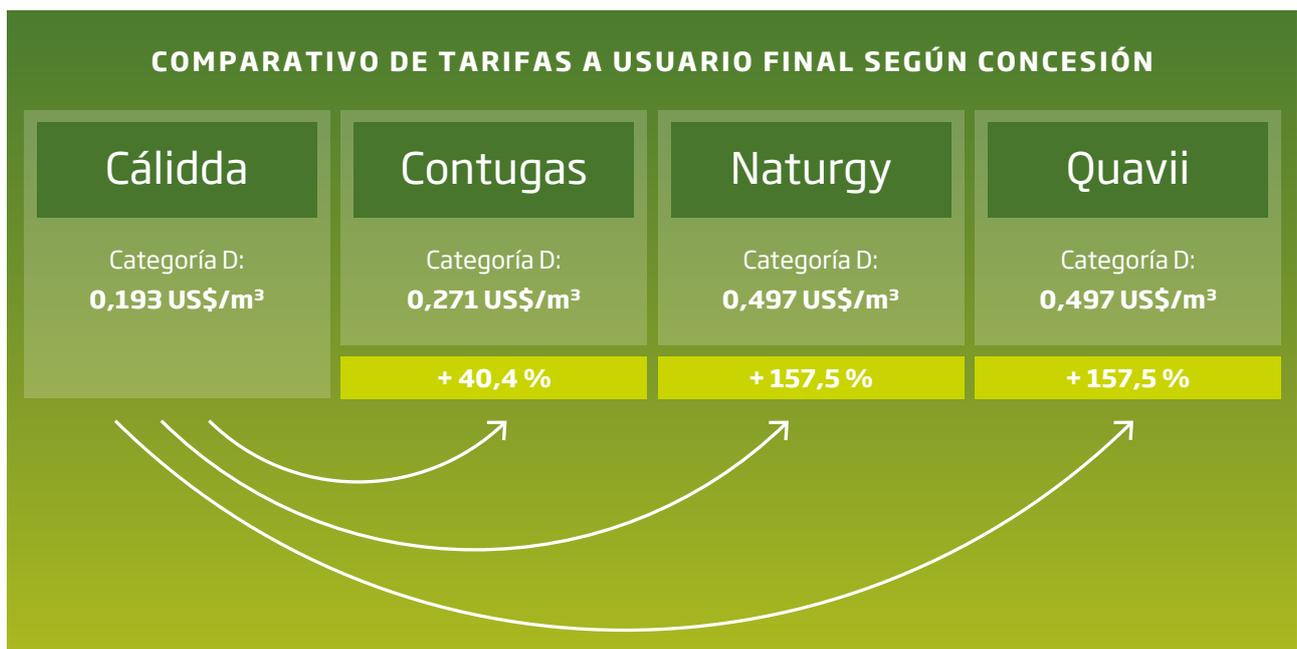
Sin embargo, para que este beneficio contribuya enteramente a la masificación del gas natural en esas regiones, este debería contar para los usuarios dentro del primer plan de conexiones, ya que,

de no ser así, sería incoherente ante las comunidades otorgar este beneficio a unos usuarios sí y a otros no, dependiendo de los momentos de su vinculación.



Fuente: Presentación "Hacia la masificación sostenible en las regiones", Quavii - Naturgy, junio de 2019.

Mientras que la tarifa de gas natural para Lima (junio 2019), incorporando los componentes de suministro y transporte, es de 4,6 US\$/MMbtu, estos mismos conceptos en las concesiones Norte y Suroeste son de 8,7 US\$/MMbtu (5,0 US\$/MMbtu de suministro que involucra la licuefacción y 3,7 US\$/MMbtu de transporte de los camiones cisternas). En conclusión, la suma de estos dos componentes está 90 % por encima.



Fuente: Presentación "Oportunidades y desafíos para el GNL en Perú", Bruno Vega, Okra Energy, foro 'La hora del gas', julio de 2019.



La ostensible variación de la tarifa a usuario final entre la concesión de Lima y las de Norte y Suroeste es evidente, pues incrementos por encima de 157 % con respecto a Lima, y de 83 % con respecto a Ica, castigan a los usuarios de estas concesiones.

En aras de impulsar la masificación, se debería generar mayor competitividad en las tarifas diferentes a Lima, lo que, a su vez,

implicaría más competitividad para el desarrollo de estas regiones y una mayor equidad para sus usuarios finales.

Entre los agentes y la agremiación del sector (Sociedad Nacional de Minería, Petróleo y Energía) se analizan diferentes propuestas para presentarlas al Gobierno Nacional, encaminadas a lograr una mejoría en la competitividad de las tarifas.

Otras concesiones de distribución

Dando continuidad al programa de masificación de gas natural del Perú, y en cumplimiento de la Política Energética Nacional 2010 - 2040, que propende por el acceso universal a este energético, el Gobierno Nacional continúa avanzando con las entregas de concesiones para la distribución de gas natural por ducto en las regiones que aún no tienen el servicio. A continuación se presenta el estado de las tres concesiones que se encuentran pendientes por arrancar en Perú.

TUMBES Y PIURA

Recientemente, se firmó la concesión de distribución de gas natural por redes de ducto de Tumbes, y se encuentra próxima a firmarse la concesión de Piura, requisito pendiente para iniciar los procesos de masificación en estos departamentos, ubicados en el extremo de la costa norte del país.

En el departamento de Tumbes, Clean Energy suscribió contrato con el Estado el 21 de mayo de 2019, mientras que en Piura, a Gases del Norte del Perú, mediante la R. S. 007 del 24 de julio de 2019, se le otorgó y aprobó el contrato de concesión del sistema de distribución de gas natural.

Las cifras relevantes relacionadas con estas dos concesiones se trataron en la sección de "Distribución y comercialización al mercado local", como un hecho cumplido del inicio de las dos concesiones.

CONCESIÓN "SIETE REGIONES"

En lo que respecta al proyecto de 'Concesión de distribución de gas natural por red de ductos' en las regiones de Apurímac, Ayacucho, Huancavelica, Junín, Cusco, Puno y Ucayali (Masificación Centro Sur o Siete Regiones), este se encuentra pendiente de asignación, con tres postores interesados. De esta concesión, dada su complejidad y amplio espectro geográfico, se procede a mayor detalle a continuación.



ASPECTOS RELEVANTES

- **Modalidad de contratación:** Concesión (autosostenible)
- **Plazo de concesión*:** 32 años
- **POC*:** 30 meses
- **Factor de competencia:** Menor subsidio
- **Alcance (centro-sur):** Andahuaylas, Abancay, Huamanga, Huanta, Huancavelica, Huancayo, Jauja, Cusco, Quillabamba, Calca, Juliaca, Puno, Pucallpa y Padre Abad

*Desde la suscripción del contrato.

Estado situacional

- ✓ Comunicado tres postores (Proinversión) - Mar 19:
 - YBPF
 - Gas Natural de Lima y Callao
 - Consorcio Wapsi Perú (LNG Holding SAC, China Gezhoubu Group y Company Limited Sucursal Perú)
- ✓ Adjudicación Buena Pro - Septiembre de 2019

Proyectos complementarios

- Proyectos encargos especiales (en evaluación)
- Implementación de gasocentros
- Campañas de conversión a GNV



- Asociación de distribuidoras eléctricas con privado para redes de distribución
- Autofinanciada (FISE)
- Tiempo aprox: 2 años

Fuente: Presentación "Plan del Estado para el desarrollo del gas natural", Francisco Torres, Minem - DGH, foro "La hora del gas", julio de 2019.

Según la Agencia de Promoción de la Inversión Privada (ProInversión), en reunión informativa llevada a cabo en la ciudad de Juliaca el 10 de julio de 2019, el costo de conexión domiciliar será financiado por el FISE, razón por la cual las familias tendrán mayores incentivos para conectarse a este combustible económico y limpio.

Adicionalmente, el director de Portafolio de Proyecto de Proinversión, Gustavo Ibargüen, precisó:

"La tarifa del gas natural será aprobada por Osinergmin, salvaguardando los intereses de los usuarios. El concesionario no está autorizado a fijar la tarifa libremente".

Fuente: Proinversión.



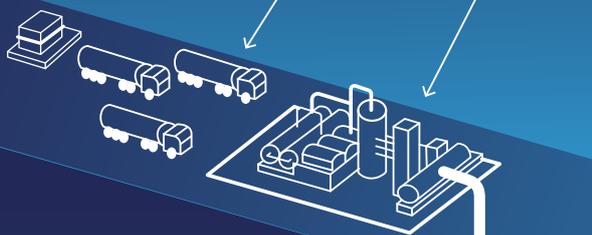
ESQUEMA DEL PROYECTO

Sistema de transporte virtual

Planta de licuefacción o compresión

Transporte virtual de GNC o GNL

Estación de descompresión o regasificación



Sistema de distribución por ductos

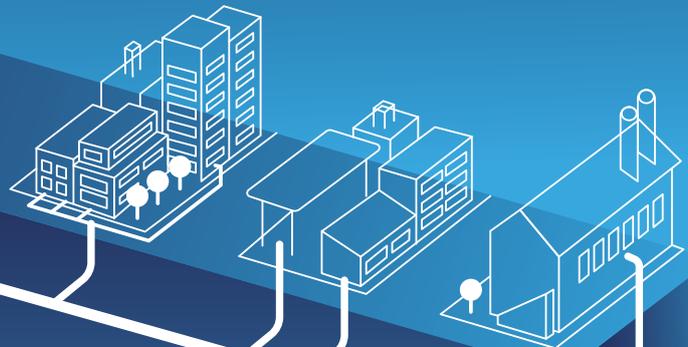
Zonas de consumo

Viviendas

Industrias

Estaciones de GNC

Comercios



“El inversionista podrá contar con suministro de GNC, GNL o interconectarse a un determinado sistema de transporte de producción quedando a su libre elección”.

Fuente: Presentación “Plan del Estado para el desarrollo del gas natural, Francisco Torres, Minem – DGH, Foro La hora del gas, julio de 2019.

Para Cálidda, uno de los postores interesados en esta concesión, existe una barrera difícil de superar para poder ejecutar con éxito esta concesión, y es que, en términos generales, la demanda de gas natural en estas regiones es extremadamente baja, por lo que se presentan diferencias significativas entre la demanda de referencia que plantea Proinversión y la que arrojan los estudios de mercado contratados por esta empresa interesada.

Otro obstáculo por superar en esta concesión, que se debe tener muy en cuenta, es la caracterización de estas regiones, una zona 100 % arqueológica.





Anexos

Actualidad regulatoria 2018

ÍNDICE NORMATIVIDAD 2018 Y JUNIO 30 DE 2019

ORGANISMO SUPERVISOR DE LA INVERSIÓN EN ENERGÍA Y MINERÍA-CONSEJO DIRECTIVO

	OS-CD	Fecha	Descripción
Transporte	062	24-04-18	Aprueba el factor de descuento aplicable (FDA) a la tarifa de transporte de la red principal de Camisea, para el período mayo 2018 - abril 2019.
	115	27-06-18	Aprueban saldos de liquidación del precio medio del gas por tipo de consumidor y del costo medio de transporte correspondiente al período comprendido entre abril de 2016 y diciembre de 2017, así como los montos que deberán ser considerados para el cálculo trimestral del predio medio del gas y del costo medio de transporte, en la concesión de distribución de gas natural por red de ductos de Lima y Callao.
	079	25-04-19	Aprobación del valor del factor de descuento aplicable (FDA), que debe aplicarse a la tarifa de transporte de la red principal de Camisea, para el período mayo 2019 - abril 2020
	004	31-01-18	Determinan el saldo de cuenta de promoción de la concesión de distribución de gas natural por red de ductos de Lima y Callao, los factores de ajuste del reajuste tarifario y el valor de la alícuota aplicable a la tarifa única de distribución de gas natural desde el 1 de febrero al 30 de abril de 2018.
	029	15-02-18	Declaran fundado, en todos sus extremos, el recurso de reconsideración interpuesto por Gas Natural de Lima y Callao respecto de la Resolución Osinergmin 230-2017-OS/CD
	032	15-02-18	Reemplazan el cuadro 1 del Artículo 1° de la Resolución 230-2017-OS/CD, correspondiente a la liquidación de saldos y montos a transferir a los generadores eléctricos, y reemplaza el cuadro 2 del Artículo 2° de la Resolución 230-2017-OS/CD, correspondiente a la liquidación de saldos y montos a transferir a los distribuidores eléctricos, a fin de efectuar la devolución del CASE a cada usuario final beneficiario, en el marco de la Ley 30543 y el Decreto Supremo 022-2017-EM. Reemplazan el cuadro 7 del Artículo 5° de la Resolución 230-2017-OS/CD, correspondiente al monto a transferir a los distribuidores de gas natural a fin de efectuar la devolución de la TRS a cada usuario final beneficiario, en el marco de la Ley 30543 y del Decreto Supremo 022-2017-EM.
Distribución y comercialización	033	15-02-18	Aprueban el precio máximo del servicio integral de instalación interna para un punto empotrado o a la vista, que se aplicará en la concesión de distribución de gas natural por red de ductos en Lima y Callao y en la concesión de distribución de gas natural por red de ductos en el departamento de Ica.
	034	15-02-18	Aprueban la publicación para comentarios del proyecto de norma "Procedimiento para el financiamiento de conversiones vehiculares a gas natural con recursos del FISE en el marco del programa de promoción de vehículos de gas natural vehicular".
	036	01-03-18	Disponer la publicación en la página web de Osinergmin < www.osinergmin.gob.pe >, del Proyecto de Resolución que fija la tarifa única de distribución de gas natural en la concesión de Lima y Callao aplicable al período comprendido entre el 7 de mayo de 2018 y el 6 de mayo de 2022, el plan quinquenal de inversiones, el plan de promoción y los demás conceptos que establece el reglamento de distribución, junto con su exposición de motivos, documento que figura como anexo 2.
	055	10-04-18	Fija la tarifa única de distribución de gas natural en la concesión de Lima y Callao aplicable al período comprendido entre el 7 de mayo de 2018 al 6 de mayo de 2022, y aprobación del plan quinquenal de inversiones, el plan de promoción y demás conceptos previstos en el reglamento de distribución.
	063	24-04-18	Aprueba saldo trimestral del balance de la promoción y los factores de reajuste tarifario de la concesión de distribución de gas natural por red de ductos de Lima y Callao, para el período del 1 al 6 de mayo de 2018.
	086	29-05-18	Procedimiento para el financiamiento de conversiones vehiculares a gas natural con recursos FISE en el marco del programa de promoción de vehículos de gas natural vehicular.
	095	15-06-18	Declaran fundado en parte el recurso de reconsideración interpuesto por la empresa Repsol Comercial S. A. contra la Resolución Osinergmin 055-2018-OS/CD, mediante la cual, entre otras disposiciones, se aprobó la tarifa única de distribución de gas natural por red de ductos en Lima y Callao para el período 2018 - 2022.
	096	15-06-18	Declaran fundado en parte e infundados extremos del recurso de reconsideración interpuesto por la Asociación Promotora del Uso del Gas Natural (Apugas) contra la Resolución Osinergmin 055-2018-OS/CD, mediante la cual, entre otras disposiciones, se aprobó la tarifa única de distribución de gas natural por red de ductos en Lima y Callao para el período 2018 - 2022.
097	15-06-18	Declaran no ha lugar, fundados, fundados en parte e infundados extremos del recurso de reconsideración interpuesto por la Gas Natural de Lima y Callao S.A. (Cáldida) contra la Resolución Osinergmin 055-2018-OS/CD, mediante la cual, entre otras disposiciones, se aprobó la tarifa única de distribución de gas natural por red de ductos en Lima y Callao para el período 2018 - 2022.	
098	15-06-18	Aprueban Resolución complementaria que modifica extremos de la Resolución Osinergmin 055-2018-OS/CD, mediante la cual, entre otras disposiciones, se aprobó la tarifa única de distribución de gas natural por red de ductos en Lima y Callao para el período 2018 - 2022.	

ORGANISMO SUPERVISOR DE LA INVERSIÓN EN ENERGÍA Y MINERÍA-CONSEJO DIRECTIVO

OS-CD	Fecha	Descripción
130	25-07-18	Establecen saldo de la cuenta de promoción y el reajuste tarifario de la concesión de distribución de gas natural por red de ductos de Lima y Callao.
138	28-08-18	Aprueban costos administrativos incurridos en el período comprendido entre diciembre de 2017 y junio de 2018, por la empresa Gas Natural de Lima y Callao S. A. con motivo de la implementación del FISE, en el marco del programa de promoción de nuevos suministros residenciales de gas natural.
142	10-09-18	Disponen la publicación del proyecto de resolución que aprueba la valorización de la red de gas natural instalada en la zona industrial de Trujillo, en valores a marzo de 2018, para los fines dispuestos en el D. S. 063-2005-EM.
170	30-10-18	Establecen el saldo de la cuenta de promoción y el reajuste tarifario de la concesión de distribución de gas natural por red de ductos de Lima y Callao.
189	27-11-18	Disponen la publicación en el portal institucional del Proyecto de Resolución que modifica el "Procedimiento para la liquidación del plan quinquenal de inversiones de las concesiones de distribución de gas natural por red de ductos".
014	22-01-19	Modifican el procedimiento para la liquidación del plan quinquenal de inversiones de las concesiones de distribución de gas natural por red de ductos, aprobado mediante Resolución 299-2015-OS/CD.
015	31-01-19	Establecen el saldo de la cuenta de promoción de la concesión de distribución de gas natural por red de ductos de Lima y Callao y aprueban factores de ajuste y valor de alícuota aplicable a la tarifa única de distribución de gas natural.
034	12-03-19	Aprueban el precio máximo del servicio integral de instalación interna para un punto empotrado o a la vista que se aplicará en la concesión de distribución de gas natural por red de ductos en Lima y Callao y en la concesión de distribución de gas natural por red de ductos en el departamento de Ica.
080	25-04-19	Aprobación del saldo trimestral del balance de la promoción y los factores de reajuste tarifario de la concesión de distribución de gas natural por red de ductos de Lima y Callao, para el período del 1 de mayo de 2019 al 31 de julio de 2019.
081	25-04-19	Aprobación del plan anual de inversiones para el año 2019 de la concesión de distribución de gas natural de Lima y Callao.
082	25-04-19	Aprobación de los costos administrativos incurridos en el período comprendido entre julio 2018 y febrero 2019, por la empresa Gas Natural de Lima y Callao S. A., con motivo de la implementación del FISE, en el marco del programa de promoción de nuevos suministros residenciales de gas natural.
109	20-06-19	Aprueba saldos de liquidación del precio medio del gas y costo medio de transporte de gas natural en la concesión de distribución de gas natural por red de ductos de Lima y Callao en el período enero - diciembre 2018.
122	27-06-19	Proyecto de resolución que aprueba la actualización del 'Plan quinquenal de inversiones 2018 - 2022', los factores de reajuste tarifario y el valor de la alícuota aplicable a las tarifas únicas de distribución aprobadas para la concesión de distribución de gas natural por red de ductos de Lima y Callao.
171	30-10-18	En cumplimiento de lo dispuesto en el Decreto Supremo 063-2005-EM, aprobar la valorización de la red de gas natural instalada en la zona industrial de Trujillo por la empresa Especialistas en Gas del Perú S. A. C. en un monto ascendente a \$USD 143.627,13 (ciento cuarenta y tres mil seiscientos veintisiete y 13/100 dólares americanos), en valores a mayo de 2018. El cálculo correspondiente se encuentra detallado en la sección 7 del "Informe técnico 478-2018-GRT".
050	04-04-19	Declaran fundado el recurso de reconsideración interpuesto por la empresa Gas Natural de Lima y Callao S. A. contra la Resolución 016-2019-OS/CD, mediante la cual se aprobó el balance final de los montos transferidos para la devolución de los montos recaudados por conceptos del CASE, cargo tarifario SISE y TRS dispuesta por la Ley 30543.

NORMAS LEGALES RELEVANTES DEL SECTOR GAS NATURAL EN 2018 Y JUNIO 30 DE 2019

MINISTERIO DE MINAS Y ENERGÍA DE PERÚ

Nº	Fecha	Descripción
DS 017-2018-EM	23-07-18	Decreto Supremo que establece el mecanismo de racionamiento para el abastecimiento de gas natural al mercado interno ante una declaratoria de emergencia.
DS 037-2018-EM	28-12-18	Se dictan medidas para la ejecución de obras y el cumplimiento del plan quinquenal de inversiones y planes anuales para la prestación del servicio de distribución de gas natural por red de ductos.
RS 002-2019-EM	11-04-19	Otorgar a la empresa Clean Energy del Perú S. R. L. la concesión del sistema de distribución de gas natural por red de ductos en el departamento de Tumbes, en los términos y condiciones que se detallan en el contrato de concesión a que se refiere el Artículo 2 de la presente Resolución Suprema.

Fuente: Ministerio de Energía y Minas.

GLOSARIO DE TÉRMINOS

	Concepto	Descripción
	Cobertura efectiva	Cálculo porcentual determinado por los usuarios residenciales conectados, dividido entre la población potencial que puede atender una empresa prestadora de servicios públicos.
C	Cobertura potencial	Cálculo porcentual determinado por los usuarios anillados, dividido entre la población potencial que puede atender una empresa prestadora de servicios públicos.
	Cogeneración	Tecnología para producir en forma secuencial dos tipos de energía útiles a los procesos industriales, normalmente energía eléctrica y energía térmica.
	Distribución - comercialización de gas	Corresponde a las actividades de administración, gestión comercial, planeación, expansión, operación y mantenimiento de todo o parte de la capacidad de un sistema de distribución de gas. Es el agente encargado del transporte de gas combustible a través de redes de tubería, desde las estaciones reguladoras de puerta de ciudad o desde un sistema de distribución hasta la conexión de un usuario. Además, estas empresas son comercializadoras, y su actividad es el suministro de gas combustible a título oneroso.
D	Distribución - comercialización de energía eléctrica	Corresponde a las actividades de administración, gestión comercial, planeación, expansión, operación y mantenimiento de todo o parte de la capacidad de un sistema de distribución de energía eléctrica. Los distribuidores ejercen simultáneamente las actividades de comercialización.
E	EMBI +	Emerging Markets Bond Index. Índice del mercado expres basado en J. P. Morgan.
	Gas asociado	Gas natural que se encuentra en contacto o disuelto en el aceite crudo del yacimiento. Este puede ser calificado como gas de casquete (libre) o gas en solución (disuelto).
	Gas combustible	Cualquier gas que pertenezca a una de las tres familias de gases combustibles (gases manufacturados, gas natural y gas licuado de petróleo), cuyas características permiten su empleo en artefactos a gas.
	Gas licuado de petróleo	Hidrocarburo derivado del petróleo, compuesto principalmente por propano y butano, extraído del procesamiento del gas natural o del petróleo, gaseoso en condiciones atmosféricas, que se licúa fácilmente. Es combustible y se distribuye principalmente en cilindros y redes urbanas.
G	Gas natural	Mezcla de gases de composición variable que se encuentra en función del yacimiento del que se extrae. Está compuesto principalmente por metano en cantidades que comúnmente pueden superar 90 % o 95 %, puede contener otros gases como nitrógeno, etano, CO ₂ , H ₂ S, butano y propano, mercaptanos y trazas de hidrocarburos más pesados.
	Gas natural licuefactado - GNL	Es gas en estado líquido, cuando el gas natural se enfría a -161 grados centígrados aproximadamente, a presión atmosférica, el gas natural se convierte en un líquido transparente como el agua, inodoro, incoloro, y no es ni corrosivo ni tóxico. El GNL pesa un poco menos de la mitad del agua por lo que si el GNL cayera sobre el agua flotaría.
	Gas natural vehicular - GNV	Gas natural cuya presión se aumenta a través de un proceso de compresión y se almacena en recipientes de alta resistencia.
	Gas no asociado	Gas natural que se encuentra en yacimientos que no contienen aceite crudo a las condiciones de presión y temperatura originales.
H	Henry Hub	Punto de confluencia de ductos, localizado en Louisiana, EUA. Se utiliza como referencia para establecer los contratos de futuros del gas natural que son negociados en el New York Mercantile Exchange (NYMEX).
	Hidratos de metano	Mezcla de dos componentes: el hidrato de gas y el metano, que son los que más abundan en estado natural. Los hidratos de metano constituyen una fuente energética alternativa de gran proyección mundial, con reservas estimadas que prácticamente duplican las reservas convencionales actualmente reconocidas para los recursos energéticos fósiles.
I	Interconexión internacional	Gasoducto o grupo de gasoductos de dedicación exclusiva a la importación o exportación de gas natural.
	Licencia ambiental	Es un proceso utilizado para la planeación y administración de proyectos que asegura que las actividades humanas y económicas se ajusten a las restricciones ecológicas y de recursos, y de esta forma se constituye en un mecanismo clave para promover el desarrollo sostenible.
L	Loop	Ducto paralelo a un sistema troncal de transporte.
	Líquidos de gas natural - LGN	Gas natural en forma líquida, que se consigue a través de un proceso de licuefacción que reduce el volumen del gas natural 600 veces con respecto a su volumen original. Se almacena a -1.610 °C y a presión atmosférica en tanques criogénicos especiales para baja temperatura.
O	Off shore	Fuera o más allá de la costa marítima.
	On shore	Situado u ocurre en tierra.

GLOSARIO DE TÉRMINOS

	Concepto	Descripción
P	Pie cúbico	Unidad de volumen del sistema inglés, que se utiliza para medir el gas natural en su estado gaseoso. Aproximadamente, un pie cúbico de gas natural es igual a 1.000 unidades térmicas británicas en condiciones estándar de atmósfera y temperatura.
	Pozos A3	En el lenguaje petrolero, se denomina así al primer pozo que se perfora en un área geológicamente inexplorada.
	Ratio R/P	Es el resultado de dividir las reservas de gas natural a una fecha determinada, entre la producción de gas natural de ese último año.
	Recursos	Los recursos minerales son una concentración u ocurrencia de material de interés económico intrínseco en o sobre la corteza terrestre en forma y cantidad en que haya probabilidades razonables de una eventual extracción económica.
	Recursos contingentes	Aquellas cantidades de hidrocarburos estimadas, de una fecha dada, a ser recuperadas potencialmente de las acumulaciones conocidas por la aplicación de proyectos de desarrollo, pero no son consideradas actualmente como comercialmente recuperables debido a una o a más contingencias.
	Recursos prospectivos	Aquellas cantidades de hidrocarburos que son estimadas, en una fecha determinada, como potencialmente recuperables de acumulaciones no descubiertas.
	Reservas	Aquellas cantidades de hidrocarburos que se prevé serán recuperadas comercialmente de acumulaciones conocidas a una fecha dada.
R	Reservas probadas	Cantidades de hidrocarburos que, de acuerdo con el análisis de la información geológica y de ingeniería, se estima con razonable certeza podrán ser comercialmente recuperadas, a partir de una fecha dada, desde acumulaciones conocidas y bajo las condiciones económicas operacionales y regulaciones gubernamentales existentes. Estas pueden clasificarse en reservas probadas desarrolladas y reservas probadas no desarrolladas.
	Reservas no probadas	Volúmenes calculados a partir de información geológica e ingeniería disponible, similar a la utilizada en la cuantificación de las reservas probadas; sin embargo, la incertidumbre técnica, económica o de otra naturaleza, no permite clasificarlas como probadas.
	Reservas probables	Aquellas reservas no probadas en donde el análisis de la información geológica y de ingeniería del yacimiento sugiere que son más factibles de ser comercialmente recuperables. Si se emplean métodos probabilistas para su evaluación, existirá una probabilidad de al menos 50 % de que las cantidades a recuperar sean iguales o mayores que la suma de las reservas probadas más probables.
	Reservas posibles	Aquellos volúmenes de hidrocarburos cuya información geológica y de ingeniería sugiere que es menos segura su recuperación comercial que las reservas probables. De acuerdo con esta definición, cuando son utilizados métodos probabilistas, la suma de las reservas probadas, probables más posibles tendrá al menos una probabilidad de 10 % de que las cantidades realmente recuperadas sean iguales o mayores.
	Riesgo país	Hace referencia a la probabilidad de que un país, emisor de deuda, sea incapaz de responder a sus compromisos de pago de deuda, en capital e intereses, en los términos acordados.
	Sísmica	Mecanismo de adquisición de nueva información geológica estratégica en una actividad exploratoria.
S	Shale oil /gas	Es una formación sedimentaria que contiene gas y petróleo (<i>shale gas/oil</i>). La característica definitoria del <i>shale</i> es que no tiene la suficiente permeabilidad para que el petróleo y el gas puedan ser extraídos con los métodos convencionales, lo cual hace necesaria la aplicación de nuevas tecnologías.
	Tasa de crecimiento anual compuesto - TACC	Tasa de crecimiento anual compuesto, se utiliza frecuentemente para describir el crecimiento sobre un período de tiempo de algunos elementos del negocio.
	Tasa desempleo	Relación porcentual entre el número de personas desocupadas y la población económicamente activa.
	Tasa empleo	Relación porcentual entre la población ocupada y la población en edad de trabajar.
T	Tonelada equivalente de petróleo	Unidad de medida utilizada para comparar diferentes energéticos.
	Transporte de gas	Actividades ejecutadas por los transportadores desde un punto de entrada hasta un punto de salida del sistema nacional de transporte, que reúnen las siguientes condiciones: 1. Capacidad de decisión sobre el libre acceso a un sistema de transporte, siempre y cuando dicho acceso sea técnicamente posible, 2. Que realice la venta del servicio de transporte a cualquier agente mediante contratos de transporte.
	Transmisión	Transporte de energía eléctrica a través del sistema de transmisión.
U	Usuarios frente a red	Usuarios que técnicamente están habilitados para conectarse al servicio de gas natural, en caso de que así lo deseen.
	Usuarios conectados o habilitados	Usuarios que adquirieron los derechos de conexión, frente al distribuidor de gas.

ABREVIATURAS Y SIGLAS

Concepto	Descripción
A	ADEX Asociación de Exportadores
	AGESP Asociación de Grifos y Estaciones de Servicio del Perú
	AIE Agencia Internacional de Energía
	ANI Agencia Nacional de Infraestructura
	ANLA Agencia Nacional de Licencias Ambientales
	AOM Gastos de administración, operación y mantenimiento
	APP Asociación público privada
	ASE Áreas de servicio exclusivo
	ASNE Áreas de servicio no exclusivo
B	BCRP Banco Central de Reserva del Perú
	BEO Boletín Electrónico de Operaciones
	bl Barril
	Bm³ Billones de metros cúbicos
	BP British Petroleum
	Btu British thermal unit
	CBHE Cámara Boliviana de Hidrocarburos y Energía
	CBM Coal Bed Methane
	CDP Capacidad disponible primaria
	Cenac Centro de Estudios de la Construcción y el Desarrollo Urbano Regional
	Cepal Comisión Económica para América Latina y el Caribe
	CFE Comisión Federal de Energía
	CFI Corporación Financiera Internacional
	CI Costo de interrupción del servicio de gas
C	CIF Cost Insurance and Freight
	CMMI Council of Mining and Metallurgical Institutions
	CNE Comisión Nacional de Energía
	CNPC Corporación Nacional de Petróleo de China
	CO₂ Dióxido de carbono
	COES Comité de Operación Económica del Sistema
	CPC Centro Principal de Control
	Cte Corriente
	CTL Coal To Liquid

ABREVIATURAS Y SIGLAS

Concepto	Descripción
D	DAFP Departamento Administrativo de la Función Pública
	DC Distrito Capital
	DEA Data Envolvement Analysis (Análisis envolvente de datos)
	DES Duración equivalente de interrupción del servicio
	Dt Cargo de distribución
	DTF Depósito a término fijo
	EA Efectivo anual
	EDS Estaciones de servicio
	EEUU Estados Unidos de América
	EIA Energy Information Administration (USA)
E	EMBI + Emerging Markets Bond Index
	ENI Ente Nazionale Idrocarburi
	ESMAP Energy Sector Management Assistance Program
	ESP Empresa de Servicios Públicos
	ERNC Energías renovables no convencionales
	FAT Factor de aplicación tarifaria
	FERC Federal Energy Regulatory Commission
	FISE Fondo de Inclusión Social Energético
F	FMI Fondo Monetario Internacional
	FNCER Fuentes no convencionales de energías renovables
	FOB Free on Board
	Funseam Fundación para la Sostenibilidad Energética y Ambiental

ABREVIATURAS Y SIGLAS

Concepto	Descripción
gal	Galón
Gbtud	Gíga british thermal unit per day
GOES	Gas original en sitio
GLP	Gas licuado de petróleo
GN	Gas natural
GNC	Gas natural comprimido
GNI	Gas natural importado
GNL	Gas natural licuado (Liquid Natural Gas)
GNV o GNCV	Gas natural vehicular
Gpc	Gíga pie cúbico
Gpcd	Gíga pie cúbico diario
GSP	Gasoducto Sur Peruano
GWh	Gigawatts hora
g/GJ	Gramo contaminante por gigajoules de combustible consumido
ha	Hectárea
hp	Horses Power (caballos de fuerza)
IANGV	International Association for Natural Gas Vehicles
IEA	International Energy Agency
IED	Inversión extranjera directa
IGCC	Integrated Gasification Combined Cycle
In	Inch (pulgada)
Indecopi	Instituto Nacional de Defensa de la Competencia y de la Protección de la Propiedad Intelectual
INEI	Instituto Nacional de Estadística e Informática de Perú
IO	Índice de odorización
IPC	Índice de precios al consumidor
IPLI	Índice de presión en líneas individuales
IPM	Índice de precios al por mayor
IPP	Índice de precios al productor
IRENA	Agencia Internacional de Energías Renovables
IRST	Índice de respuesta a servicio técnico

ABREVIATURAS Y SIGLAS

Concepto	Descripción
km	Kilómetro/kilómetros
km ²	Kilómetros cuadrados
KNOC	Korea National Oil Corporation
kv	Kilovoltios
kWh	Kilovatios hora
l	Litro/litros
m	Metro/Metros
m ²	Metros cuadrados
m ³	Metros cúbicos
Mb	Millones de barriles
Mbd	Miles de barriles por día
Mbtu	Millones de unidades térmicas británicas
MCIT	Ministerio de Comercio Industria y Turismo
Minem	Ministerio de Energía y Minas
mm	Milímetros
Mm ³	Mil metros cúbicos
MMbep	Millones de barriles equivalentes de petróleo
MMha	Millones de hectáreas
MMI	Millones de litros
MMm ³	Millones de metros cúbicos
MMm ³ d	Millones de metros cúbicos por día
MMpcd	Millones de pies cúbicos diarios
MMstb	Millones de barriles de petróleo fiscalizado a condiciones estándar
MMtep	Millones de toneladas equivalentes de petróleo
MMtpa	Millones de toneladas producidas anualmente
Mpcd	Miles de pies cúbicos diarios
MRV	Mercados relevantes virtuales
Mtep	Miles de toneladas equivalentes de petróleo
MTPE	Ministerio de Trabajo y Promoción del Empleo
mv	Mes vencido
MWh	Megavatios hora
MW	Megavatios

ABREVIATURAS Y SIGLAS

Concepto	Descripción
NA	No aplica
NBP	National Balancing Point
ND	No disponible
NEV	New Energy Vehicles
NGV	Natural Gas Vehicles
NSU	Nivel de satisfacción del usuario
NTC	Norma técnica colombiana
NTP	Norma técnica peruana
NYMEX	New York Mercantile Exchange
#	Número
OCG	Opción de compra de gas
OEF	Obligaciones de energía firme
OIT	Organización Internacional del Trabajo
Osinergmin	Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minería de Perú
OR	Operador de red
PAC	Programa anual de caja
PBI	Producto bruto interno
Pcd	Pie cúbico día
PDOF	Producción disponible para ofertar en firme
PDVSA	Petróleos de Venezuela S. A.
Pecsa	Peruana de Combustibles S. A.
PEMEX	Petróleos Mexicanos
PEN	Plan Energético Nacional
PGN	Presupuesto General de la Nación
PNG	Pressurised Natural Gas (Gas Natural Presurizado)
PNI	Programa de Nuevas Inversiones
PNUD	Programa de las Naciones Unidas
PPI	Producer Price Index
PQR	Peticiones, quejas y reclamos
PWC	Price Waterhouse Coopers

ABREVIATURAS Y SIGLAS

Concepto	Descripción
RCD	Resolución de Consejo Directivo
RER	Recursos de energía renovable
Ro	Indicador de reflectancia de cierto tipo de minerales
RSC	Responsabilidad Social Corporativa
RSE	Responsabilidad Social Empresarial
RTR	Recursos Técnicamente Recuperables
R/P	Relación reservas/producción
SDL	Sistema de Distribución Local
SENER	Secretaría de Energía de México
SNG	Synthetic Natural Gas (Gas Natural Sintético)
SNMPE	Sociedad Nacional de Minería, Petróleo y Energía
SNT	Sistema Nacional de Transporte
SRT	Sistema Regional de Transporte
STD-GM	Sistema de Transporte de Gas Natural
STM	Sistema de Transporte Masivo
STN	Sistema de Transmisión Nacional (energía eléctrica)
STT	Sistema Troncal de Transporte
STTMP	Sistema de Transporte Terrestre Masivo de Pasajeros
SUNAT	Superintendencia Nacional de Aduanas y de Administración Tributaria
Surtigas	Surtidora de Gas del Caribe

ABREVIATURAS Y SIGLAS

Concepto	Descripción
t	Tonelada
TA	Trimestre anticipado
TACC	Tasa de crecimiento anual compuesto
Tep	Tonelada equivalente de petróleo
TGP	Transportadora de Gas del Perú
THT	Tetrahidro tiofeno
T Tkc	Tasa promedio de costo de capital remunerada por capacidad
Tkv	Tasa promedio de costo de capital remunerada por volumen
TOC	Total Organic Carbon
Tpc	Tera pies cúbicos
Trim	Trimestre
TSO	Operador del Sistema de Transporte
TUO	Texto único ordenado
UE	Unión Europea
UIT	Unidad Impositiva Tributaria
UPME	Unidad de Planeación Minero Energética
U USA	United States of America
US\$	Dólares
US\$ MM	Millones de dólares
WACC	Weighted Average Cost of Capital
W WTI	West Texas Intermediate

Factores de conversión

Unidades de volumen			Unidades de masa		
Metro cúbico - m ³	6,2898104	Barriles - bl	Kilogramo - kg	2	Libras - lb
Metro cúbico - m ³	264,28	Galones - gal	Kilogramo - kg	0,001	Toneladas - t
Metro cúbico - m ³	1.000	Litros - l	Kilogramo - kg	35,274	Onzas - oz
Metro cúbico - m ³	35,31467	Pies cúbicos - pc	Unidades de energía		
Metro cúbico - m ³	61.024	Pulgadas cúbicas - in ³	British Thermal Unit - Btu	252	Calorías - cal
Metro cúbico - m ³	1,308	Yardas cúbicas - yd ³	British Thermal Unit - Btu	1.055,06	Joules - J
			British Thermal Unit - Btu	0,000000025	Tonelada de Petróleo - tep
			British Thermal Unit - Btu	0,293072222	Watt hora - Wh



Factores de conversión entre combustibles

Unidad	Combustible	Poder calorífico - Mbtu (*)
Metro cúbico - m ³	Gas natural	35,31
Tonelada	Bagazo	452.000,00
Metro cúbico - m ³	Biogás	18,00
Tonelada	Carbón	30,40
Tonelada	Coque de carbón	32,40
Tonelada	Diésel	434.000,00
Kilovatio hora - kWh	Electricidad	3,44
Tonelada	Fuel oil	408.000,00
Galón	GLP	93,57
Tonelada	Gasolina de motor	452.000,00
Metro cúbico - m ³	Leña	5,66
Tonelada	Queroseno	441.200,00

Prefijos decimales

Prefijo	Factor de multiplicación	Símbolo
Peta	10 ¹⁵	P
Tera	10 ¹²	T
Giga	10 ⁹	G
Mega	10 ⁶	MM
Kilo	10 ³	k
Billones	10 ⁹	B



DIRECTORIO INTERNACIONAL GAS NATURAL

	Empresa	Ciudad	País	Dirección	Teléfonos
A	Asociación Brasileña de E doras de Gas -ABEGAS-	Río de Janeiro	Brasil	Centro - Río de Janeiro - RJ - CEP: 20050-005	(21) - 3970-1001
	Agencia Reguladora de Energía y Saneamiento Básico de Río de Janeiro -AGENERSA -	Río de Janeiro	Brasil	Av. Treze de Maio, N° 23 (Edificio Darke) - Centro - RJ - CEP 20031-902	(21) - 2332-6469
	Agencia de Hidrocarburos	Río de Janeiro	Brasil	Centro - Río de Janeiro - RJ - 20031-201	(21) - 3804-0000
	Agencia Nacional de Energía Eléctrica -ANEEL-	Brasilia	Brasil	SGAN Quadra 603 Módulo J-2º andar	(55) - 61-21928714
	Agencia Nacional de Petróleo -ANP-	Río de Janeiro	Brasil	Avenida Río Branco N° 65-13	(55) - 21-21128370
	Asociación Iberoamericana de Entidades Reguladoras de Energía	Madrid	España	Calle Alcalá, 47. 28014 Madrid	(34) - 91 -787 98 16
	Autoridad Reguladora de los Servicios Públicos	San José	Costa Rica	Apdo. 936 - 1000 - Sabana Sur	(506) - 2200102
C	Autoridad Nacional de los Servicios Públicos -ANSP-	Panamá	Panamá	Vía España, edificio Office Park	(507) - 5084624
	Comisión Reguladora de Energía -CRE-	Ciudad de México	México	Blvd. Adolfo López Mateos 172, Merced Gómez, 03930 Ciudad de México.	(52) - 55 - 52831515
E	Comisión Reguladora de Energía Y GAS -CREG-	Bogotá	Colombia	Av. calle 116 N° 7-15, edificio Cusezar, int. 2, of. 901	(57) - 1 - 6032020
	Enargas	Buenos Aires	Argentina	Suipacha N° 636	(54) -11- 43252500
I	Energy Information Administration	Washington	Estados Unidos	National Energy Information Center, E130 Energy Information Administration, Forrestal Building, Washington, DC 20585	(1) -202/586 - 0727
	International Asociation for Gas Natural Vehicles	Auckland	Nueva Zelanda	PO Box 128446, Remuera, Auckland	(64) - 9 - 523 3567
M	Ministerio de Energía y Minas	Guatemala	Guatemala	Diagonal 17, 29-78 Zona 11, Las Chacas	(502) - 24424999
	Ministerio de Minas y Energía	Bogotá	Colombia	Calle 43 N° 57 - 31 CAN	(57) - 1 - 220 0300
	Ministerio de Industria, Energía y Minería	Montevideo	Uruguay	Paysandú s/n esq. av. Libertador Brig. Gral. Lavalleja	(598) - 2 - 9008533
O	Olade	Quito	Ecuador	Av. Mariscal Antonio José de Sucre N58-63 y Fernández Salvador, edif. OLADE - Sector San Carlos	(593) - 2 - 2598-122
	SIGET	San Salvador	El Salvador	6ª 10ª calle Poniente y 37	(503) - 22574412
S	Superintendencia de Competencia	San Salvador	El Salvador	Edificio Madreselva 1er. nivel	(503) - 25236600
	Superintendencia de Electricidad	La Paz	Bolivia	Av. 16 de Julio (El Prado) 1571	(591) - 2 - 2312401
	Superintendencia de Hidrocarburos	La Paz	Bolivia	La Paz, Bolivia Correo Central	(591) - 2 - 2434000

DIRECTORIO NACIONAL

	Empresa	Ciudad	Dirección	Teléfonos	Página web
Empresas distribuidoras	Calídda	Lima	Calle Morelli 150, C.C La Rambla - Torre 2, San Borja	(51) - 1 - 6149000	www.calidda.com.pe
	Gases del Pacífico	Lima	Av. Las Orquídeas N° 585 dpto 1102 - Edificio Fibra San Isidro	(51) 0 - 801 - 00001	www.gasesdelpacifico.pe
	Contugas	Lima	Jirón Doménico Morelli N° 150 - San Borja.	(51) - (056) 53 - 1919	www.contugas.com.pe
	Gas Natural Fenosa Perú	Lima	Calle Las Orquídeas 585, piso 11, San Isidro, Lima 27	(51) 0801 - 14441	www.naturgy.com.pe
Empresas productoras	Pluspetrol Perú	Lima	Av. República de Panamá 3055, piso 8, San Isidro.	(51) 1 - 4117100	www.pluspetrol.net
	Repsol Exploración Perú SA	Lima	Avenida Víctor Andrés Belaúnde 147, PE Torre Real 5 Piso 5, Lima 27 - Perú	(51) 1 - 215 6225	www.repsol.com
	Olympic Perú	Piura	Av. Quiríquino 351, urb. El Chipe, Piura.	(51) 7 - 3304324	cdelcastillo@olympicperu.com
	Aguaytia Energy	Lima	Av. Dionisio Derteano 144, Piso 19, San Isidro, Lima	(51) 1 - 611-5000	www.aguaytia-energy.com
Empresas transportadoras	TGP	Lima	Av. Santo Toribio 173 Vía Central 125, Torre Real 8, of. 901 San Isidro, Lima	(51)-1-6177777	www.tgp.com.pe
	Perú LNG	Lima	Calle Las Palmeras 435, Edificio PAL 400, Oficina 302, San Isidro, 15073, Perú	(51) 1 - 7072000	www.perulng.com
Entidades gubernamentales	Comité de Operación Económica del Sistema Interconectado Nacional - COES-	Lima	Calle Manuel Roaud y Paz Soldán 364, San Isidro	(51)-1-611-8585	www.coes.org.pe
	FISE	Lima	Bernardo Monteagudo 222, Magdalena del Mar	(51) 1 - 2193410	www.fise.gob.pe
	Instituto Nacional de Estadística e Informática - INEI	Lima	Av. Gral. Garzón 654 - 658, Jesús María	(51)-1-652-0000	www.inei.gob.pe
	Indecopi	Lima	Calle de la Prosa 104, San Borja.	(51) 1 - 224 7777	www.indecopi.gob.pe
	Ministerio de Energía y Minas de Perú	Lima	Av. Las Artes Sur 260, San Borja.	(51)-1-4111100	www.minem.gob.pe
	Ministerio de la Producción	Lima	Calle Uno Oeste N. 060 - Urb. Corpac - San Isidro	(51)-1-6162222	www.gob.pe/produce
	Organismo de evaluación y fiscalización ambiental -OEFA-	Lima	Av. Faustino Sánchez Carrión 603, 607 y 615 Jesús María	(51) 1 - 2049900	www.oefa.gob.pe
	Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minería -OSINERGMIN-	Lima	Bernardo Monteagudo 222, Magdalena del Mar	(51) -1- 2193410	www.osinergmin.gob.pe
	Proinversión	Lima	Av. Enrique Canaval Moreyra N° 150, Piso 9 San Isidro	(51) 1 - 2001200	www.proinversion.gob.pe
	Perupetro	Lima	Luis Aldana 320 - San Borja	(51) 1 - 2061800	www.perupetro.com.pe
Otras entidades	SUNAT	Lima	Av. Garcilaso de la Vega 1472, Lima 1	(51) 1 - 3150730	www.www.sunat.gob.pe
	Infogas	Lima	Augusto Tamayo 160, San Isidro- Lima, Perú	(51) 1 - 6520704	www.infogas.com.pe
	Banco Central de Reserva de Perú	Lima	Jr. Santa Rosa 441-445, Lima-1	(51)-1-613 2000	www.bcrp.gob.pe
	Sociedad Nacional de Minería, Petróleo y Energía	Lima	Francisco Graña 671, Magdalena del Mar Lima 17	(51)-1-2159250	www.snmpe.org.pe
	Sociedad Nacional de Pesquería	Lima	Av. República de Panamá 3591 Piso, San Isidro - Lima 27	(51)-1- 422 8844	www.snp.org.pe
	Sociedad Peruana de Hidrocarburos	Lima	Av. Javier Prado Este N° 488, piso 21 - Torre Orquídeas, San Isidro	(01) 419-5619	www.sphidrocarburos.com





Bibliografía

DOCUMENTOS

A

Alvaro Ríos Roca, Gas Energy Latin America. Contexto internacional y desarrollo regional del mercado del gas natural. Junio 2019

Cálidda. Balance Operativo del Sistema de Distribución Cálidda 2016 - 2018.

Cálidda. Condición Operativa del Sistema de Distribución de Gas Natural. 2018

Cálidda. Pliego Tarifario. Diciembre 2018

Cálidda. Reporte Operativo por Categoría Tarifaria. Enero 2018 - Diciembre 2018

C

Cálidda. Reporte Operativo Volumétrico. Diciembre 2018

Cálidda. Reporte para Inversionistas. 2018

CBHE. Plan energético de Bolivia. Julio 2019

COES. Estadísticas anuales de generación eléctrica. 2018

Contugas. Estados financieros. 2018

E

Edwin Quintanilla, Director de Maestría en Gestión de la Energía, Univ. ESAN. Situación y perspectiva de la transición energética - El rol del gas natural. Julio 2019

G

Gestión. Producción de Gas Natural Crecería 1% en Perú por Ingreso de Campo Sigari. 2018

Gustavo Navarro Valdivia. El gas natural, energía clave para la transición energética. Junio 2019

I

INEI. Perú: Características de las viviendas particulares y los hogares. Acceso a servicios básicos. Lima, Agosto 2018

Infogas. Información estadística anual. 2018

L

La República. Renace el Gasoducto Sur Peruano. 2018

MINEM. Anuario estadístico. 2017

MINEM. Balance y principales indicadores eléctricos. 2017

MINEM. Generación de energía eléctrica. 2017

M

MINEM. Plan del Estado para el desarrollo del gas natural. Abril 2019

MINEM. Principales indicadores del sector eléctrico a nivel nacional. Junio 2019

Montamat & Asociados. Vaca muerta en la estrategia energética argentina. Julio 2019

N

Naturgy. Cuentas anuales consolidadas. 2017

DOCUMENTOS

O

- OKRA ENERGY. Oportunidades y desafíos para el GNL en Perú. Julio 2019
- Osinerghmin. Boletín informativo de gas natural. Junio 2018
- Osinerghmin. Contratación del administrador de los bienes de la concesión del proyecto GSP, así como su supervisión en el marco del decreto de urgencia No 001-2017. Enero 2017
- Osinerghmin. Encuesta residencial de uso y consumo de energía. 2018
- Osinerghmin. Precios del Gas Natural. Diciembre 2018
- Osinerghmin. Sistema de transporte de gas natural por ductos de Camisea al City Gate de Lurin. Enero 2017
- Osinerghmin. Sistema de transporte de líquidos por ductos de Camisea a la costa. Enero 2017
- Osinerghmin. Reporte Semestral de Monitoreo del Mercado de Gas Natural - Segundo Semestre del 2018. Mayo 2019

P

- Perupetro. Estadística Anual de Hidrocarburos. 2010, 2015, 2017, 2018
- Perupetro. Estadística Mensual de Hidrocarburos. 2018
- Perupetro. Exportación de gas. 2010, 2015, 2017, 2018
- Perupetro. Informe Plan de desarrollo de los recursos de hidrocarburos. 2017 - 2021
- Perupetro. Libro anual de reservas de hidrocarburos. 2010, 2011, 2017
- Perupetro. Pozos Confirmatorios. 2009 - Enero 2018
- Perupetro. Pozos de Desarrollo. 2009 - Enero 2018
- Perupetro. Pozos Exploratorios. 2009 - Enero 2018
- Perupetro. Producción de gas MMPC. 2009 - Enero 2018
- Perupetro. Producción de gas MMPCD. 2009 - Enero 2018
- Perupetro. Producción de Petróleo MBIS. 2009 - Enero 2018
- Perupetro. Producción de Petróleo MBPD. 2009 - Enero 2018
- Perupetro. Pronóstico de Producción de Gas Natural
- Perupetro. Reporte de producción fiscalizada de gas natural a nivel nacional. Junio 2019
- Perupetro. Reservas y potencial de gas, acciones para mejorar competitividad en E&P. Julio 2019
- Perupetro. Sísmica 2D. 2009 - Enero 2018
- Perupetro. Sísmica 3D. 2009 - Enero 2018
- Perú LNG. Memoria anual. 2018
- Pluspetrol. Desafíos de la masificación del gas natural en el Perú. Julio 2019

DOCUMENTOS

Quavii. Informe anual de gestión. 2018

Q

Quavii. Reporte Operativo Volumétrico del Sistema de Distribución. Diciembre 2018

Quavii. Reporte Operativo Volumétrico Mensual del Sistema de Distribución por Categoría Tarifaria. Diciembre 2018

R

Renato Lazo Bezold, Gerente General AGESP. Proyectos y planes con GNL y GNV. Julio 2019

Superservicios. Boletín tarifario. 2018.

SPH. Desempeño del sector de hidrocarburos en el Perú. 2018 - 2018-I

S

Sociedad Nacional de Minería Petróleo y Energía. Retos y oportunidades del Perú en el contexto regional. Julio 2019

SUNAT. Exportación definitiva por sector económico. 2005-2018

TGP. Estados Financieros. Diciembre 2017 y Diciembre 2018

T

TGP. Memoria Anual. 2010, 2018

TGP. Quarterly Report. 4Q. 2018

U

UPME. Carbón térmico. Diciembre 2018

PÁGINAS WEB

A

Agencia Gubernamental de promoción de la Inversión Privada en Perú, www.investinperu.pe

Aguaytía Energy del Perú, www.aguaytia-energy.com

Banco Central de Reserva del Perú, www.bcrp.gob.pe

B

Bolsa de Valores de Lima, www.bvl.com.pe

British Petroleum, www.bp.com

Centro Nacional de Planeamiento Estratégico, www.ceplan.gob.pe

C

Comité de Operación Económica del Sistema Interconectado Nacional, www.coes.org.pe

Contugas, www.contugas.com.pe

Cálidda, www.calidda.com.pe

D

Datos Perú, www.datosperu.org

Empresa de Generación Eléctrica del Sur, www.egesur.com.pe

E

Equilibrium, Calificadora de Riesgo, www.equilibrium.com.pa

Energy Information Administration, www.eia.doe.gov

G

Gases de Occidente, <http://www.gdo.com.co>

Gases del Caribe S.A E.S.P. <http://www.gascaribe.com>

I

Instituto nacional de estadísticas e informática, www.inei.gob.pe

M

Ministerio de economía y finanzas del Perú, www.mef.gob.pe

Ministerio de Energía y Minas de Perú, www.minem.gob.pe

N

NGV Group, www.ngvgroup.com

O

Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minería, www.osinergmin.gob.pe

Organización Latinoamericana de Energía, www.olade.org

OMS-Simposio Organización Mundial de la Salud 2018, www.who.int

Prensa Vehicular, www.prensavehicular.com

Perú LNG, www.perulng.com

P

Perupetro, www.perupetro.com.pe

Proinversión, www.proyectosapp.pe

PNUD, www.pe.undp.org

Q

Quavii, www.quavii.pe

Superintendencia Nacional de Aduanas y Administración Tributaria, www.sunat.gob.pe

S

SNMPE, Sociedad Nacional de Minería, Petróleo y Energía, www.snmpe.org.pe

Sociedad Peruana de Hidrocarburos, www.sphidrocarburos.com

T

The World Bank, <http://data.worldbank.org>

Transportadora de gas del Perú, www.tgp.com.pe

2019

 WWW.PROMIGAS.COM
WWW.QUAVII.PE

