

2T 2024

BOLETÍN TRIMESTRAL



BOLETÍN ESTADÍSTICO DE
PRODUCCIÓN, PROCESAMIENTO,
TRANSPORTE Y CONSUMO DE
GAS NATURAL

2do Trimestre 2024



Como parte del trabajo de difusión del conocimiento que viene desarrollando la División de Supervisión de Gas Natural del Osinerghmin, se publica en forma trimestral los indicadores más relevantes en las actividades de explotación, producción, procesamiento, transporte de gas natural y líquidos de gas natural y estado de los contratos de concesión de gas natural, los cuales son presentados en el Boletín Estadístico de Gas Natural, cuya publicación presentamos en formato digital y está disponible en la página web de Osinerghmin.

La industria del gas y de los líquidos de gas natural en nuestro país es una realidad que muestra un continuo crecimiento. Está presente en las actividades de los principales sectores industriales y tiene impacto positivo sobre el crecimiento económico y socio-ambiental actual y futuro. Según veremos más adelante, existe en nuestro país un mercado de gas natural con un alto potencial de desarrollo.

CONTENIDO

ENERGÍA

Matriz Energética	(4)
Infraestructura del Gas Natural de Camisea	(8)

RESERVAS

Reservas de Gas Natural	(11)
Reservas de Líquidos de Gas Natural	(12)

PRODUCCIÓN

Producción de Gas Natural Húmedo	(13)
Producción de Líquidos de Gas Natural	(14)

PROCESAMIENTO

Gas Natural Reinyectado	(15)
Gas Natural Procesado	(15)
Disponibilidad de Suministro de Gas Natural	(16)
Líquidos de Gas Natural Procesados	(17)

TRANSPORTE

Transporte de Gas Natural por Lotes	(18)
Disponibilidad de Transporte de Gas Natural	(19)

CONSUMO DE GAS NATURAL CAMISEA

Consumo por Sectores	(21)
Consumo por Concesión	(22)

EXPORTACIÓN

Exportación de GNL	(23)
Embarques y Despacho de GNL	(24)

CONTRATOS DE CONCESIÓN

Mapa de Concesiones	(28)
Compromisos Contractuales	(29)

INDICADORES

Producto Bruto Interno	(35)
Precios al Consumidor de Combustibles	(35)

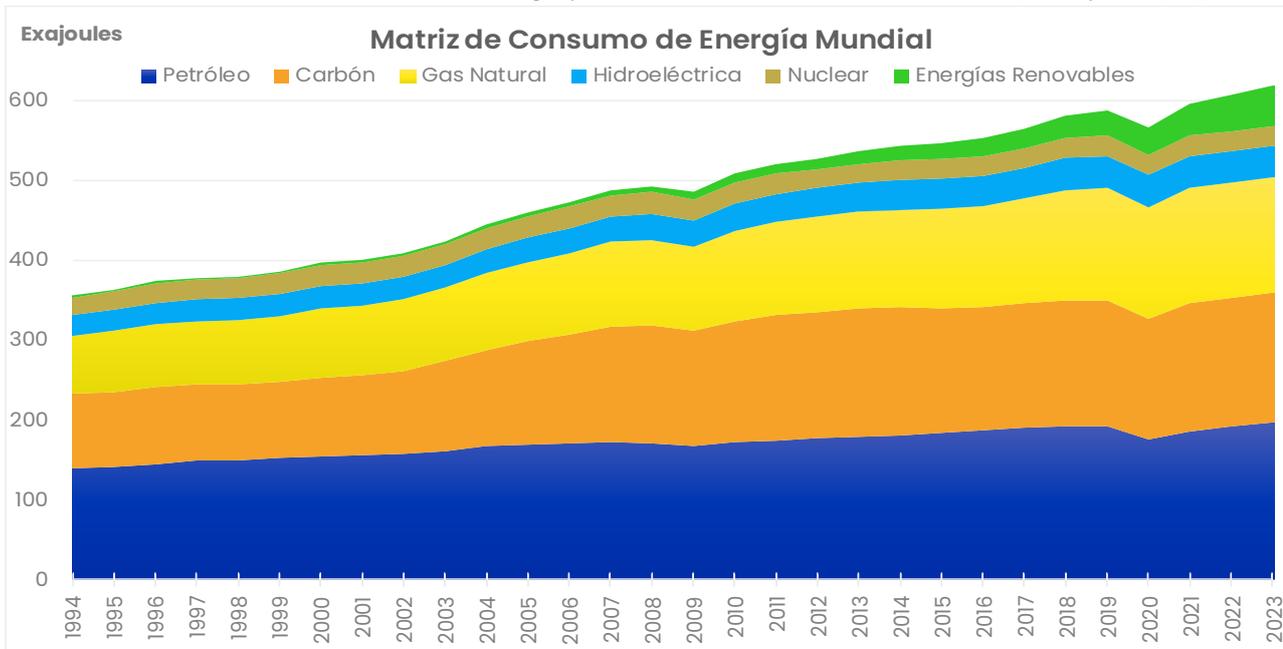
El desarrollo de la industria del gas natural en el Perú hasta el año 1998 se concentró en la zona de Talara y se limitaba al procesamiento del gas asociado, este gas natural era usado básicamente para la generación eléctrica de las operaciones petroleras y para uso residencial en los campamentos de explotación de la costa norte. A partir de ese año se extendió a la selva central con el inicio de las operaciones del proyecto Aguaytía. Las labores de supervisión, eran desarrolladas por Osinergmin a través de la Gerencia de Fiscalización de Hidrocarburos.

Posteriormente, en agosto del 2004 se da inicio a las operaciones comerciales del Proyecto Camisea, dando lugar a un creciente desarrollo de la industria del gas natural en nuestro país, lo cual impulsó a Osinergmin a replantear su organización, creando así, en agosto del 2007, la Gerencia de Fiscalización de Gas Natural, con la finalidad de atender las competencias de supervisión de las actividades de gas natural en el país. En el 2016, las actividades de supervisión de distribución y comercialización de gas natural pasaron a la División de Supervisión Regional, quedando las demás actividades a cargo de la División de Supervisión de Gas Natural.

MATRIZ ENERGÉTICA

Durante 2023, la demanda global de energía estableció un nuevo máximo histórico. Este crecimiento refleja la recuperación de los mercados energéticos, que en su mayoría han regresado a los niveles de referencia previos a la pandemia de COVID-19, como se detalla en el Gráfico 1

Gráfico 1. Consumo Anual Mundial de Energía por Combustible desde 1994 hasta 2023 (en exajoules [10¹⁸])



Elaboración propia [Fuente: Energy Institute Statistical Review of World Energy, junio 2024]

El consumo total de energía primaria aumentó un 2% respecto del año 2022, un 0,6% por encima de su media de diez años y más del 5% por encima de su nivel anterior a COVID de 2019.

La participación de las energías renovables en el consumo total de energía primaria alcanzó el 14,6%, un aumento del 0,4% respecto al año anterior. Junto con la nuclear, representaron más del 18% del total consumo de energía primaria.

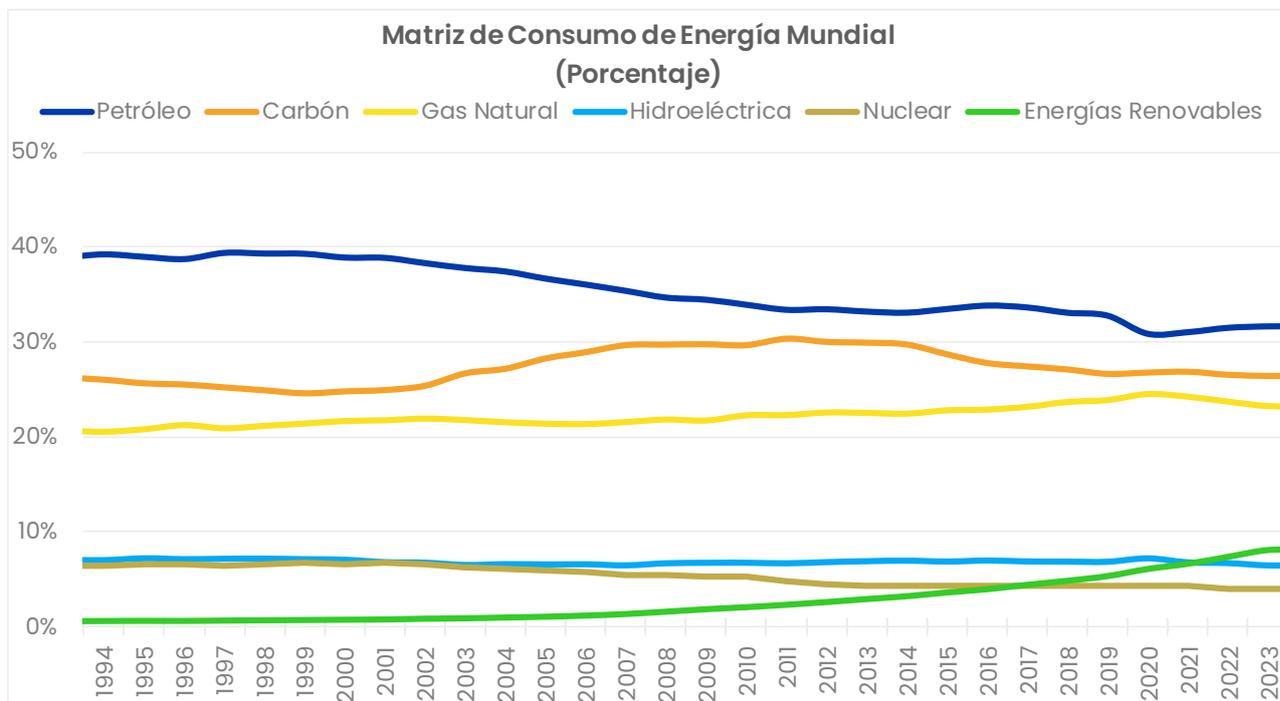
La demanda para el gas natural en el año 2023 se mantuvo estable, aumentó sólo un 0,02% respecto al año 2022 y sólo ligeramente por encima de su nivel anterior a COVID de 2019. Mientras que el consumo de petróleo crudo superó los 100 millones de barriles por día por primera vez y el carbón también superó la demanda del año anterior.

Las energías renovables continúan creciendo a buen ritmo, con cifras récord en el año 2023, y la demanda de electricidad creció un 25% más rápido que el consumo total de energía primaria.

El consumo de los combustibles fósiles también creció, ello en función de satisfacer la creciente demanda de energía a nivel mundial.

El detalle de la cuota de consumo alcanzado por cada tipo de combustible en el mercado energético se encuentra en el Gráfico 2:

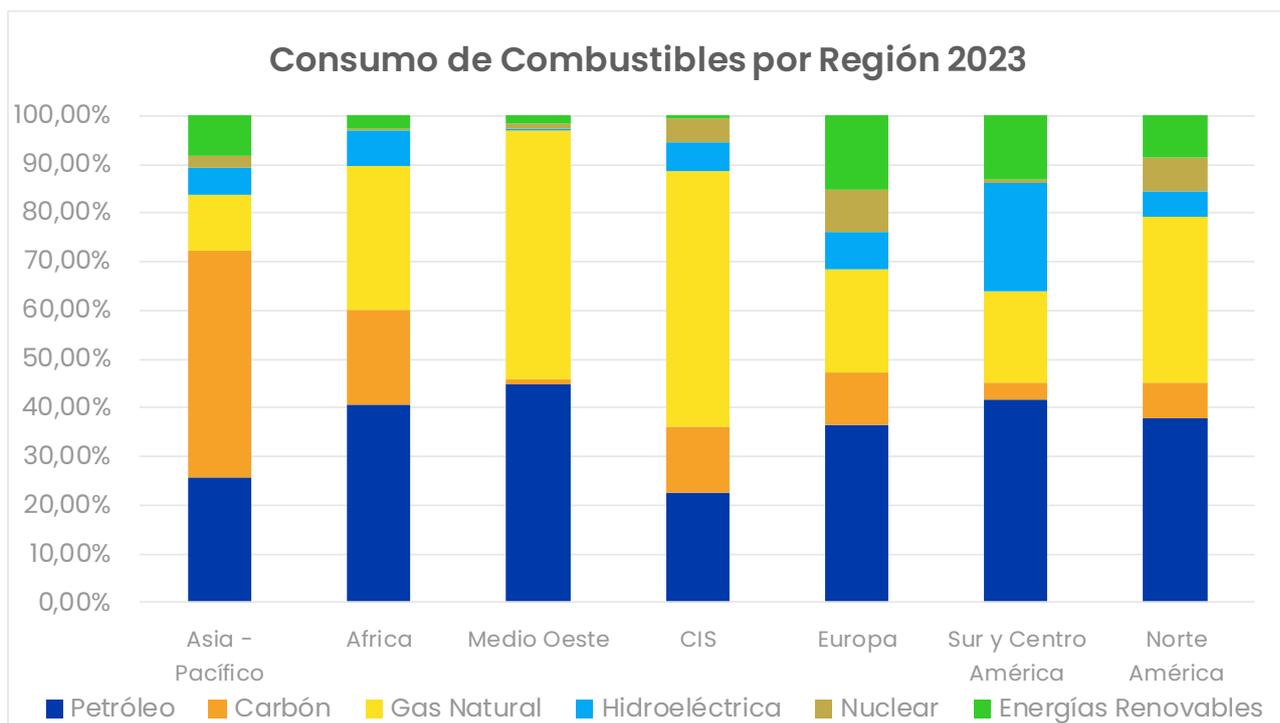
Gráfico 2. Participación del Consumo Mundial de Energía Primaria por Tipo de Combustible, 1994-2023.



Elaboración propia [Fuente: Energy Institute Statistical Review of World Energy, junio 2024]

En el Gráfico 3 se aprecia que el petróleo se mantiene como el combustible dominante en África, Europa y las Américas, mientras que el Gas Natural domina en la CIS (Comunidad de Estados Independientes) y el Medio Oriente, y representa más de la mitad de la matriz energética para ambas regiones. El carbón es el combustible dominante en la región de Asia Pacífico.

Gráfico 3. Porcentaje de Consumo Regional por Combustibles, 2023.



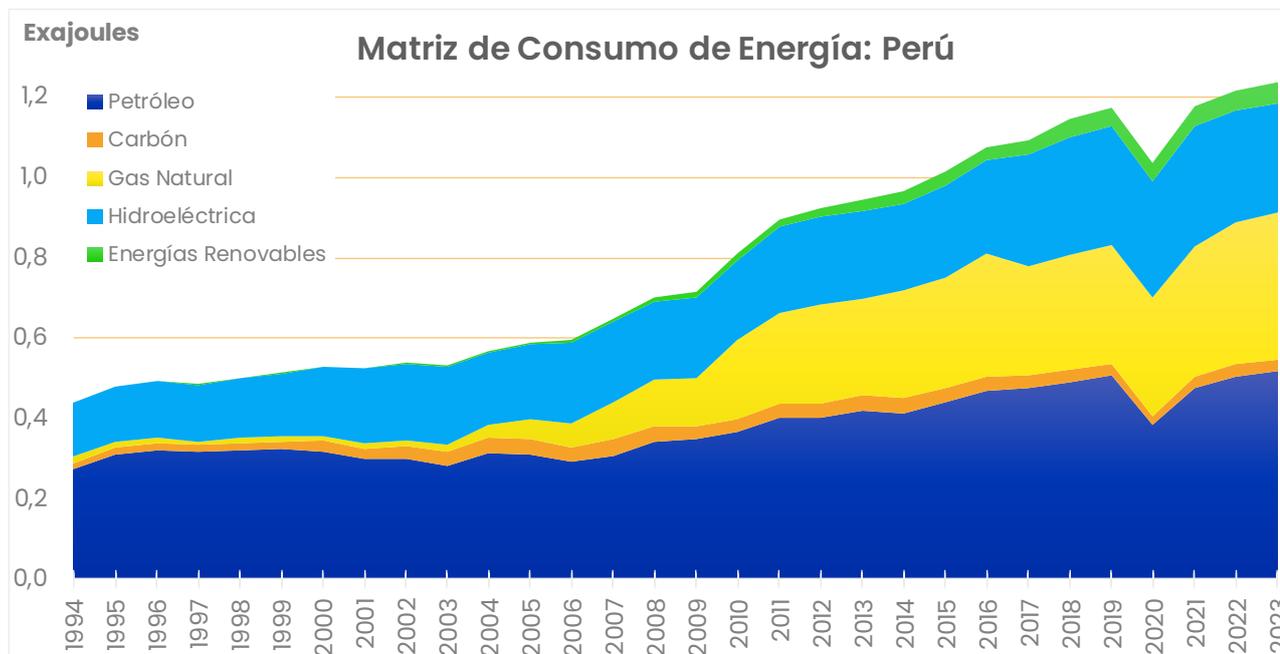
Elaboración propia [Fuente: Energy Institute Statistical Review of World Energy, junio 2024]

MATRIZ ENERGÉTICA DEL PERÚ

En el 2023, el consumo energético en el Perú tuvo un incremento de 1,7%, respecto al año anterior, llegando a un nuevo récord histórico de 1,24 exajoules. En cuanto a las fuentes de energía, aumentaron el consumo del petróleo en 2,8%, gas natural en 2,8% y energías renovables en 11,7%, mientras que disminuyó el consumo de carbón en 3,4% e Hidroeléctrica en 2,7%.

La evolución de la matriz de consumo de energía en el país se muestra en el Gráfico 4.

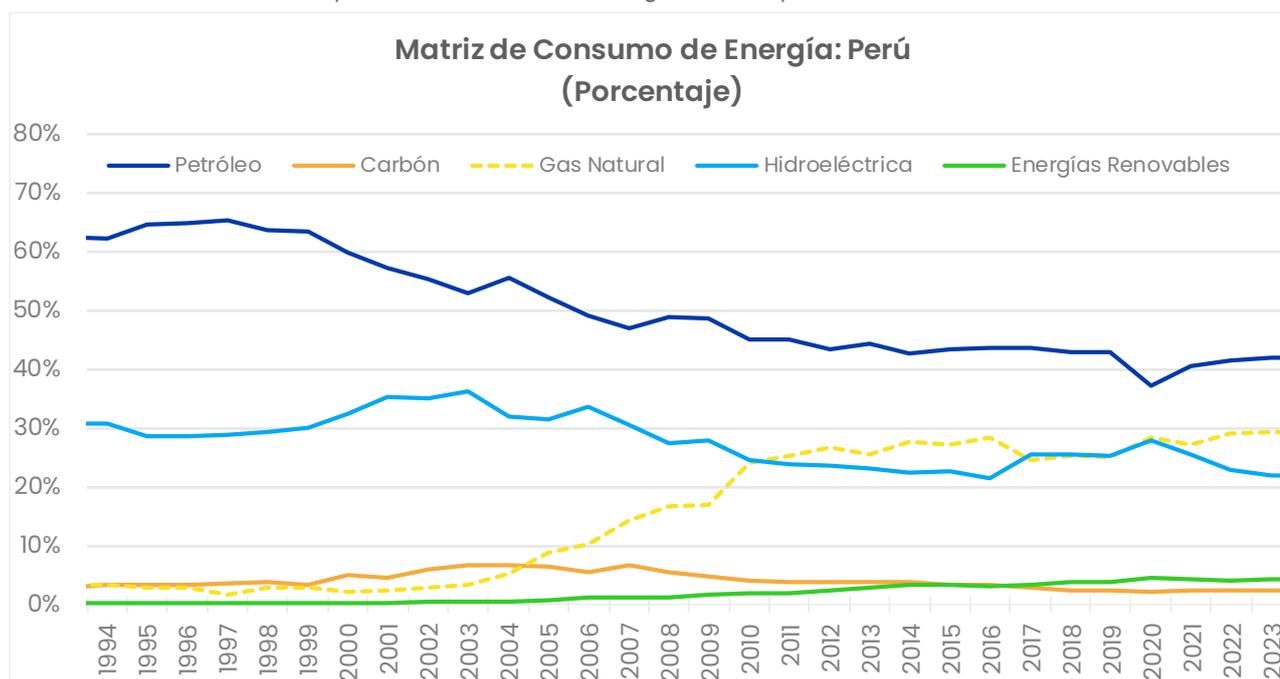
Gráfico 4. Consumo de Energía Primaria por Combustible: Perú, 1994-2023 (en exajoules [10¹⁸])



Elaboración propia [Fuente: Energy Institute Statistical Review of World Energy, junio 2024]

Como se observa en el Gráfico siguiente, existe una marcada tendencia al cambio en la participación en el mercado energético de cada una de las fuentes de energía, disminuyendo el consumo de carbón y el petróleo para utilizar nuevas fuentes de energía primaria más limpias, como el gas natural y las energía renovables.

Gráfico 5. Participación del consumo de Energía Primaria por Combustible, Perú, 1994-2023



Elaboración propia [Fuente: Energy Institute Statistical Review of World Energy, junio 2024]

En el Gráfico 6 se compara el comportamiento del consumo de energías primarias en el Perú en los años 2021, 2022 y 2023, medidos en exajoules (EJ).

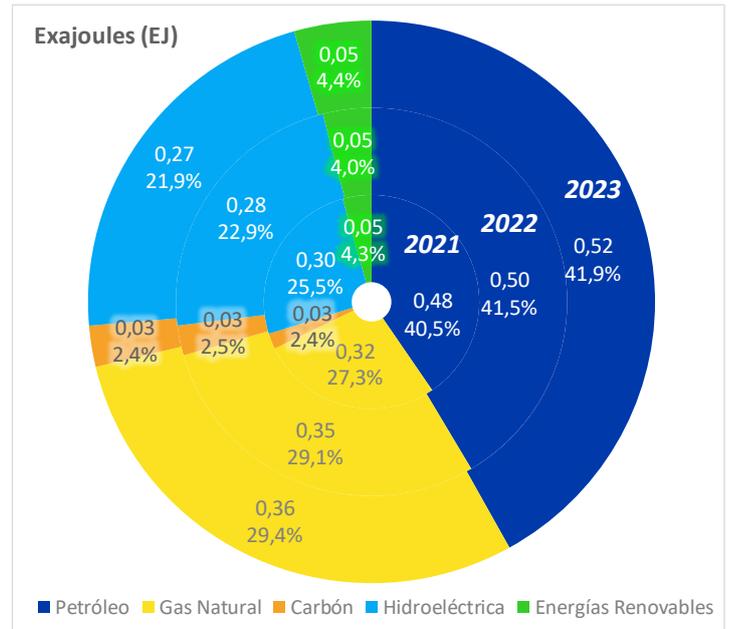
En el año 2023, el gas natural aumentó ligeramente su participación en el mercado energético, aumentando de 29,1% (0,35 EJ) el 2022 a tener un 29,4% (0,36 EJ) en el 2023.

Asimismo, las energías renovables retomaron el ascenso en su participación de la cuota de mercado al aumentar de 4,0% en el 2022 a 4,6% en el 2023.

Del mismo modo, aumentó la participación de Petróleo a 41,9% (0,52 EJ).

Caso contrario sucede con el carbón e hidroeléctrica, disminuyendo a 2,4% (0,03 EJ) y 21,9% (0,27 EJ).

Gráfico 6. Comportamiento del Consumo de Energía Primaria, Perú-2023



Elaboración propia [Fuente: Energy Institute Statistical Review of World Energy, junio 2024]

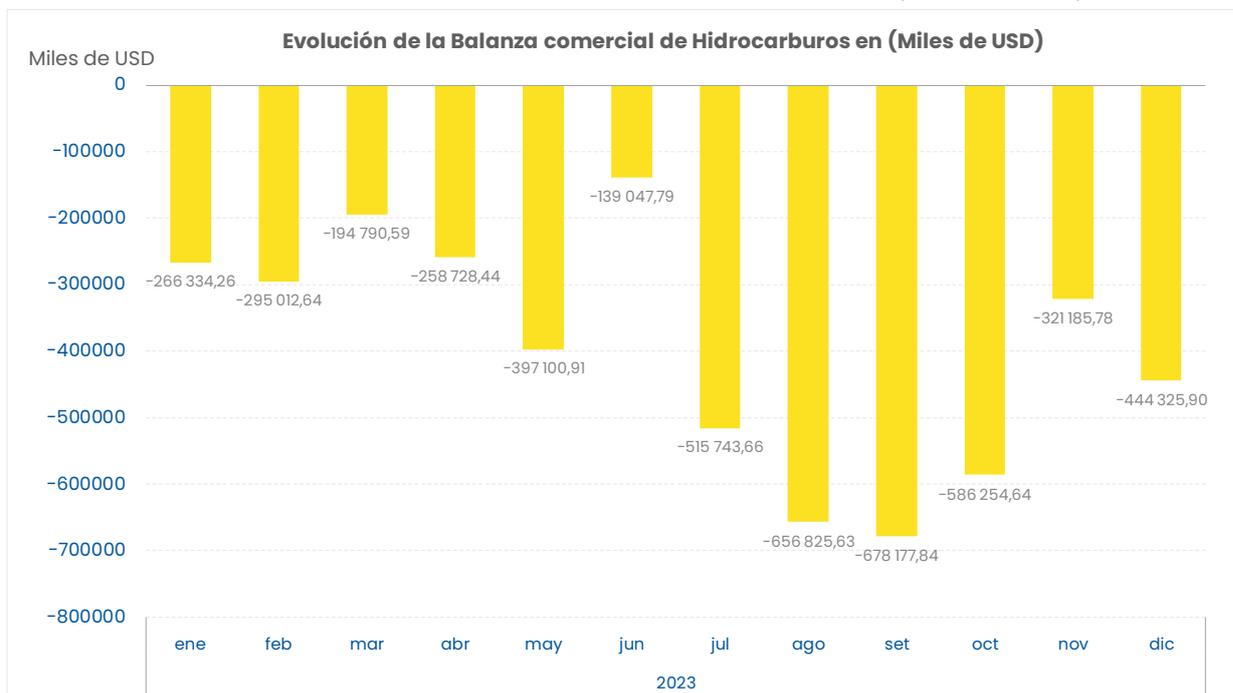
BALANZA COMERCIAL DE HIDROCARBUROS EN EL PERÚ

En el Gráfico 7 y en el Gráfico 8 se observa la evolución de la Balanza Comercial de Hidrocarburos expresado en miles de dólares y miles de barriles respectivamente, donde se registra un déficit anual de 4 753,53 millones de dólares y 25 301,00 miles de barriles hasta diciembre de 2023.

En el mes de junio de 2023, las exportaciones fueron mayores a las importaciones en cuanto a la cantidad de barriles; sin embargo, ello no se refleja cuando se expresa en dólares, debido a que el precio de las importaciones es mayor al precio de las exportaciones.

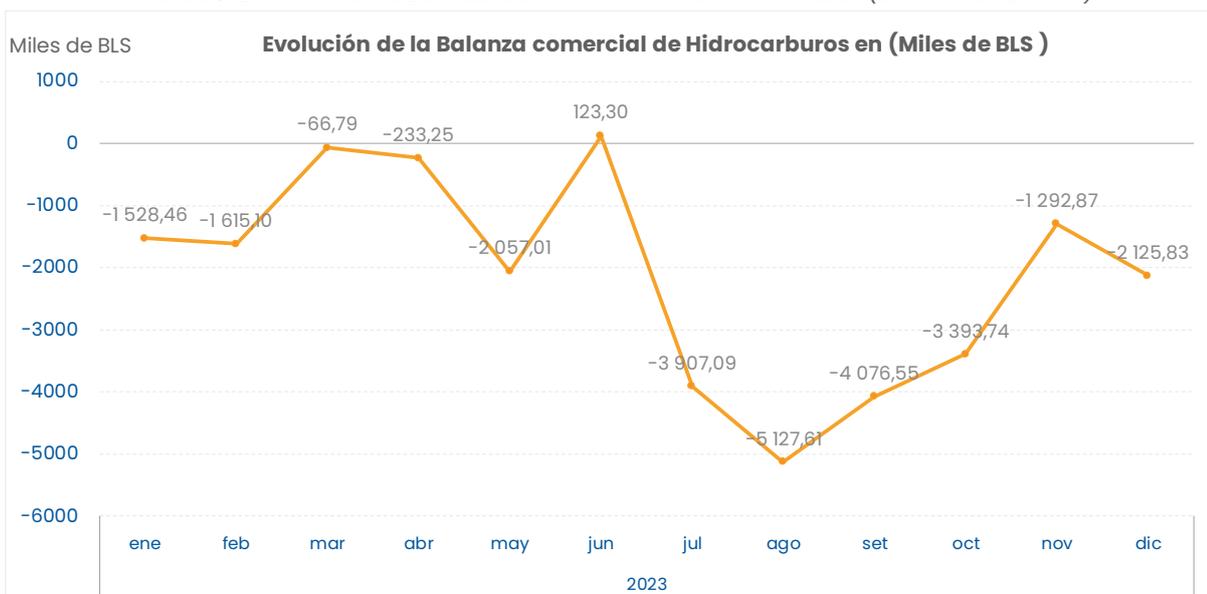
El Perú se ve obligado a importar ciertos productos como petróleo y Diésel para cubrir la demanda actual del mercado, pues la producción nacional no puede abastecer lo que requiere el parque automotor e industria nacional.

Gráfico 7. Evolución de la Balanza Comercial de Hidrocarburos 2023 (en Miles de USD)



Elaboración propia [Fuente: Balanza Comercial de Hidrocarburos, MINEM]

Gráfico 8. Evolución de la Balanza Comercial de Hidrocarburos 2023 (en Miles de Barriles)



Elaboración propia [Fuente: Balanza Comercial de Hidrocarburos, MINEM]

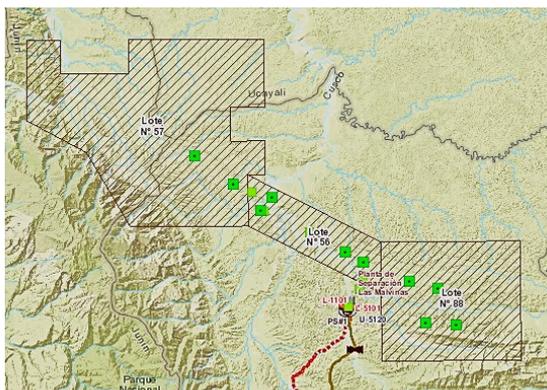
INFRAESTRUCTURA

El crecimiento de la infraestructura de producción, procesamiento y transporte de gas natural en el país, se ha fortalecido a partir del año 2004 con el proyecto Camisea, al haberse constituido en la principal fuente de abastecimiento de gas natural en el país, lo que ha permitido atender satisfactoriamente el rápido desarrollo de la demanda de gas natural.

Infraestructura de Producción

En la Ilustración 1 se muestra el área de los lotes 56, 57 y 88, así como también las locaciones, donde están siendo explotados (recuadros verdes).

Ilustración 1. Lotes Productores en Camisea



Elaboración propia [Fuente: Mapa Energético Minero-Osinegmin]

A) Pozos en el Lote 57: 6 Productores (4 activos y 2 cerrados)

Tabla 1. Infraestructura de Pozos en el Lote 57

LOCACIÓN	POZO	ESTADO
KINTERONI	KINTERONI 1X-ST1	Productor Cerrado
	KINTERONI 2D-ST1	Productor
	KINTERONI 3D	Productor
SAGARI	SAGARI 7D-ST	Productor
	SAGARI 8D	Productor
	SAGARI 4 XD	Productor Cerrado

Elaboración propia, Osinegmin

B) Pozos en Lote 88: 13 Productores y 5 Reinyectores.

Tabla 2. Infraestructura de Pozos en el Lote 88

LOCACIÓN	POZO	ESTADO
SAN MARTÍN 1	SAN MARTIN 1	Productor
	SAN MARTIN 1001D	Reinyector
	SAN MARTIN 1002D	Reinyector
	S MARTIN 1003D-ST1	Productor
	S MARTIN 1004D-ST1	Productor
SAN MARTÍN 3	SAN MARTIN 3-ST1	Reinyector
	SAN MARTIN 1005	Reinyector
	SAN MARTIN 1006	Reinyector
CASHIRIARI 1	CRI-1R	Productor
	CRI-1001D	Productor
	CRI-1002D	Productor
	CRI-1003D	Productor
	CRI-1004D	Productor
CASHIRIARI 3	CR3-ST2	Productor
	CR3-1005D-ST1	Productor
	CR3-1006D	Productor
	CR3-1007D	Productor
	CR3-1008D	Productor

Elaboración propia, Osinegmin

C) Pozos en Lote 56: 9 Productores (5 activos y 4 cerrados), 1 Productor-Reinyector y 1 Cerrado

Tabla 3. Infraestructura de Pozos en el Lote 56

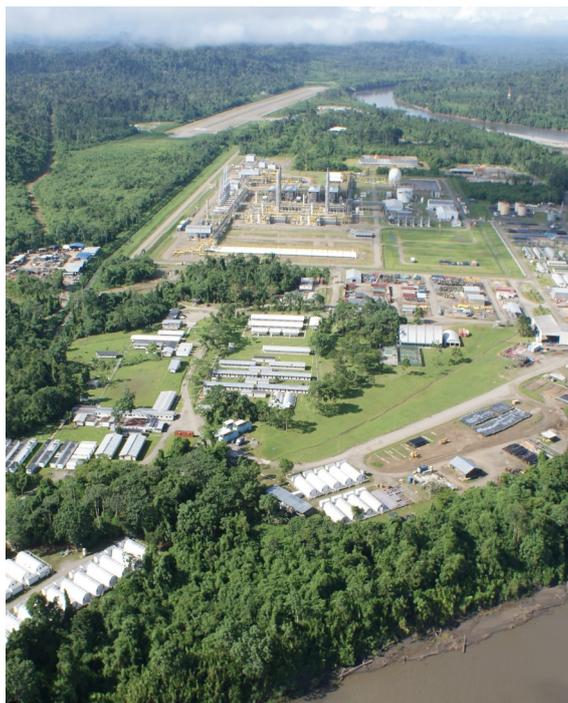
LOCACIÓN	POZO	ESTADO
PAGORENI A	PAG 1004D	Productor
	PAG 1005D	Productor
	PAG 1006D	Productor
	PAG 1007D	Productor - Reinyector
PAGORENI B	PAG 1001D	Productor
	PAG 1002D-ST1	Productor Cerrado
	PAG 1003D-ST1	Productor
MIPAYA	MIP-1001-XCD	Productor Cerrado
	MIP-1002-CD	Productor Cerrado
	MIP-1003-CD-	Productor Cerrado
PAGORENI OESTE	PAG WEST - 1001XD	Cerrado

Elaboración propia, Osinegmin

Infraestructura de Procesamiento

- A. La Planta de Procesamiento de Gas Natural - Malvinas de Pluspetrol Perú Corporation S.A., ubicada en el departamento de Cusco, ha tenido 2 ampliaciones, inició operaciones con capacidad de procesamiento de 440 MMPCD y actualmente tiene 1 680 MMPCD. La última ampliación se realizó en el 2012, incrementándose la capacidad en 520 MMPCD, lo cual se logró al instalar un nuevo tren criogénico, dos turbocompresores de 240 y 480 MMPCD, tres módulos en el Slug Cárcher, una unidad estabilizadora de condensados de 25 000 BPD y una esfera de almacenamiento de 25 000 Barriles
- B. La Planta de Procesamiento de Gas de Curimaná de Aguaytía Energy del Perú S.R.L., ubicada en el departamento de Ucayali, ha mantenido su capacidad de procesamiento inicial de 55 MMPCD.
- C. La Planta de Procesamiento de Líquidos de Gas Natural de Aguaytía Energy del Perú S.R.L., ubicada en el distrito de Yarinacocha, tiene una capacidad de procesamiento de 3775 BPD.
- D. La Planta de Fraccionamiento de Pisco, de la empresa Pluspetrol Perú Corporation ubicada en el distrito de Paracas, ha tenido 2 ampliaciones, al inicio de sus operaciones tenía una capacidad de 50 MBPD y en la actualidad tiene 120 MBPD.
- E. La Planta de Procesamiento - Planta Pariñas, de UNNA Energía S.A, ubicada en el distrito de Pariñas en la provincia de Talara, ha mantenido su capacidad de procesamiento de 40 MMPCD.
- F. La Planta Criogénica de Gas Natural, de la empresa Procesadora de Gas Pariñas (PGP), ubicada en el distrito de Pariñas en el distrito de Talara, ha mantenido su capacidad de procesamiento inicial de 50 MMPCD.
- G. La planta de Licuefacción de Gas Natural de Perú LNG S.R.L., ubicada en Pampa Melchorita - Cañete, ha mantenido su capacidad de procesamiento inicial de 625 MMPCD.

Foto 1. Planta de Procesamiento de Gas Natural, Malvinas.



Fuente: División de Supervisión de Gas Natural, Osinergmin

Foto 2. Planta de Fraccionamiento de Líquidos de Gas Natural, Pisco.



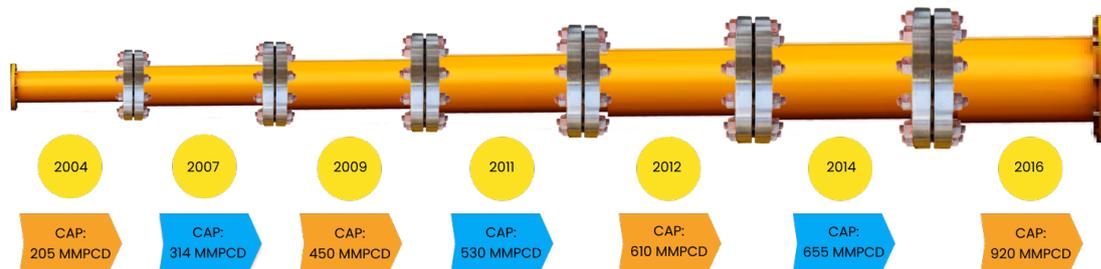
Fuente: División de Supervisión de Gas Natural, Osinergmin

Infraestructura de Transporte

Los sistemas de transporte de Gas Natural y Líquidos de Gas Natural han tenido una evolución sostenida de acuerdo a las necesidades de la demanda de gas natural para el mercado interno, desde su inicio de operación en el 2004 hasta la actualidad, como se puede apreciar en las ilustraciones 2 y 3:

A. Sistema de Transporte de Gas Natural de Camisea al City Gate de Lurín - Transportadora de Gas del Perú S.A.

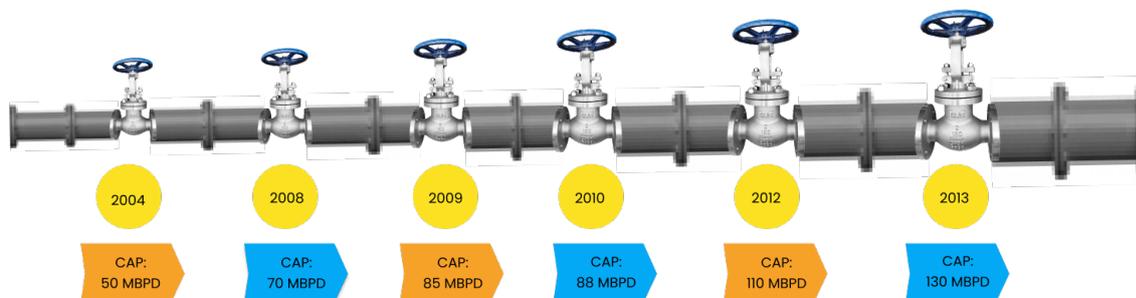
Ilustración 2. Capacidad de Transporte de Gas Natural para el Mercado Interno – TGP



Elaboración propia, Osinergmin

B. Sistema de Transporte de Líquidos de Gas Natural de Camisea a la Costa - Transportadora de Gas del Perú S.A.

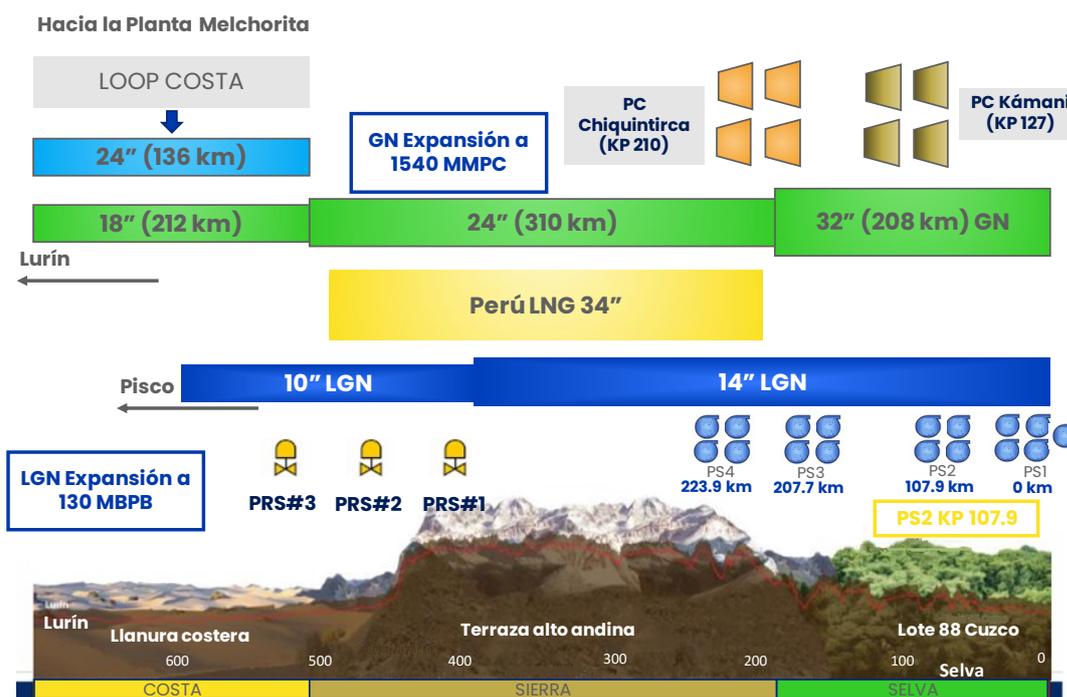
Ilustración 3. Capacidad de Transporte de Líquidos de Gas Natural – TGP



Elaboración propia, OISNERGMIN

En la Ilustración 4, se muestra la infraestructura actual de los sistemas de transporte de gas natural y líquidos de gas natural, desde Camisea a la costa del Perú, se incluye el ducto de Perú LNG que va desde la Planta Chiquintirca hasta la Planta de Pampa Melchorita.

Ilustración 4. Infraestructura de Sistemas de Transporte de GN y LGN



Elaboración propia, Osinergmin

RECURSOS DE HIDROCARBUROS

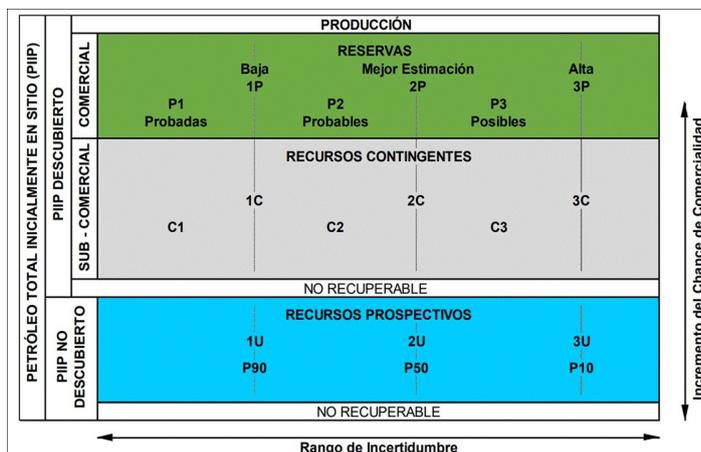
Son aquellas cantidades de hidrocarburos presentes naturalmente dentro de la corteza terrestre, tanto descubiertas como no descubiertas (sean recuperables o no recuperables), más aquellas cantidades ya producidas. Además, incluye todos los tipos de petróleo ya sean actualmente considerados como recursos convencionales o no convencionales.

En la Ilustración 5 se representa gráficamente el sistema de clasificación de recursos teniendo como fuente el Sistema de Gerencia de los Recursos de Petróleo o PRMS, por sus siglas en inglés.

RESERVAS

Son aquellas cantidades de hidrocarburos anticipadas a ser comercialmente recuperables, mediante la aplicación de proyectos de desarrollo, en acumulaciones conocidas, a partir de una fecha dada en adelante bajo condiciones definidas. Las Reservas deben satisfacer cuatro criterios: descubiertas, recuperables, comerciales y remanentes (a partir de la fecha efectiva de evaluación) basadas en los proyectos de desarrollo aplicados.

Ilustración 5. Sistema de Clasificación de Recursos



[Fuente: Sistema de Gerencia de los Recursos de Petróleo "PRMS" SPE/WPC/AAPG/SPEE/SEG/SPWLA/EAGE, 2018]

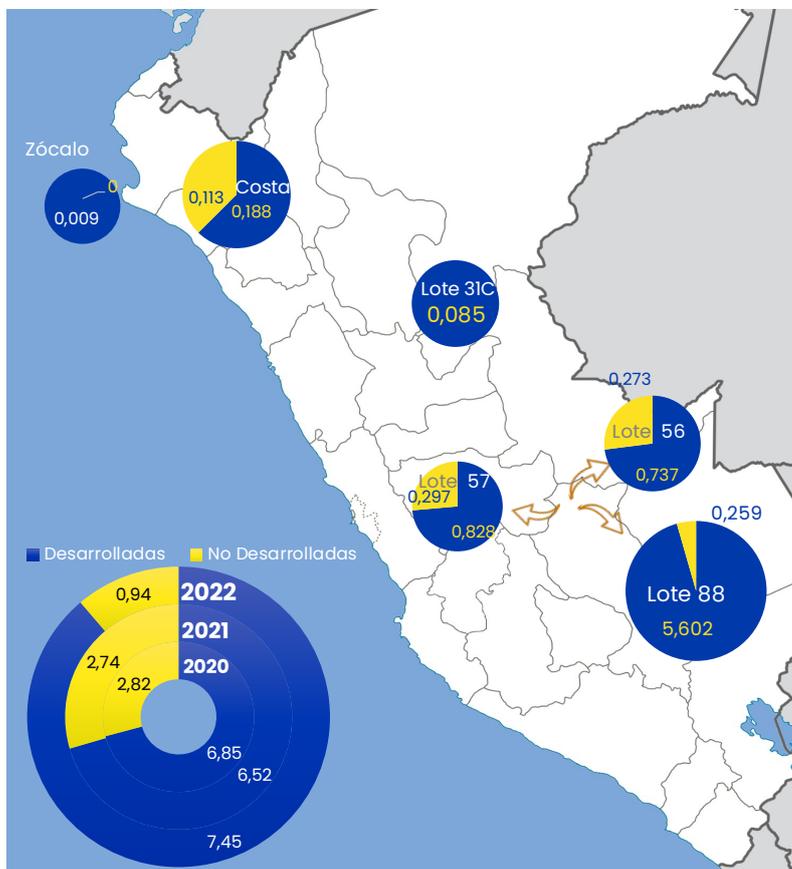
Reservas probadas de Gas Natural

Las Reservas probadas estimadas de gas natural, al 31 de diciembre de 2022, han disminuido en 0,867 TCF, con respecto al estimado realizado al 31 de diciembre del año 2021. El incremento de la Reservas Probadas Desarrolladas (0,928 TCF), se debió principalmente por el Lote 88; la reducción de la Reservas Probadas No Desarrolladas (1,795 TCF), se debió principalmente a las disminuciones en los lotes 88 y 57.

En la Ilustración 6 se muestran los estimados de Reservas probadas (Desarrolladas y No desarrolladas) de gas natural al 31 de diciembre de los años 2020, 2021 y 2022. Las variaciones observadas en los diferentes años se debe a la producción de los yacimientos y re-categorización de Reservas de no desarrolladas a desarrolladas.

Como se puede observar, el mayor volumen de Reservas probadas se encuentra en la selva sur del país (lotes 88, 56 y 57), que representan el 95,29 % de las Reservas probadas de Gas Natural al 31 de diciembre del 2022.

Ilustración 6. Mapa de Reservas Probadas de Gas Natural por Lotes, al 31 de diciembre de 2022 (en TCF [10¹²])



Elaboración propia

[Fuente: Libro de Recursos de Hidrocarburos MINEM 2022, Unidad de Producción y Proceso de Gas Natural Osinergmin 2022]

Las Reservas Probadas son aquellas cantidades de gas natural, que mediante el análisis de datos de geociencias e ingeniería, pueden ser estimadas con certeza razonable, para ser comercialmente recuperadas a partir de una fecha dada en adelante de yacimientos conocidos y bajo condiciones económicas definidas, métodos de operación y regulaciones gubernamentales.

Las Reservas Probables son aquellas Reservas adicionales que son menos probables de ser recuperadas que las Reservas Probadas, pero más seguro de recuperarse que las Reservas Posibles.

Las Reservas Posibles son aquellas Reservas adicionales que son menos probables de ser recuperadas que las Reservas Probables. Estos volúmenes se muestran en la Tabla 4 y Tabla 5.

En el Lote 88, los estimados de Reservas aumentaron principalmente por la actualización del modelo de simulación y plan de procesamiento en el modelo integrado.

Tabla 4. Reservas y Recursos para el Mercado Nacional al 31 de diciembre de 2022

Lote	Reservas (TCF)			Recursos (TCF)	Comentarios
	1P (Probadas)	2P (Probadas + Probables)	3P (Probadas + Probables + Posibles)	Contingentes 2C	
88	5,862	6,806	7,383	0,540	Fin Contrato: 2 040 / Vida útil: 2 047
58	0	0	0	3,522	Fin Contrato: 2 045 / Vida útil: 2 047

Elaboración propia, Osinergmin

La producción de los lotes 56 y 57 está destinada para la exportación por medio de Perú LNG, que licúa el gas natural seco en la Planta Melchorita.

Tabla 5. Reservas y Recursos para Exportación al 31 de diciembre de 2022

Lote	Reservas (TCF)			Recursos (TCF)	Comentarios
	1P (Probadas)	2P (Probadas + Probables)	3P (Probadas + Probables + Posibles)	Contingentes 2C	
56	1,009	1,203	1,407	0,245	Fin Contrato: 2 044 / Vida útil: 2 047
57	1,125	1,272	1,549	0,000	Fin Contrato: 2 044 / Vida útil: 2 047

Elaboración propia, Osinergmin

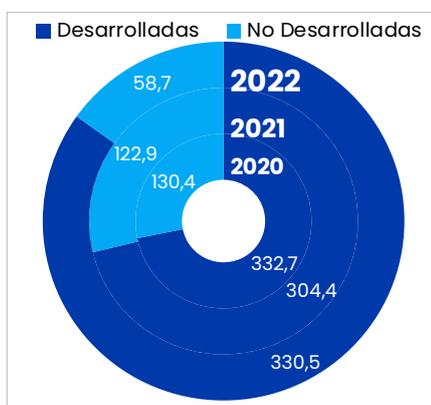
Reservas probadas de Líquidos de Gas Natural

Las Reservas probadas de Líquidos de Gas Natural estimadas al 31 de diciembre del 2022 son del orden de 389,2 MMSTB, de los cuales 387,5 MMSTB (99,55%) corresponden a la zona selva sur.

Las Reservas probadas de Líquidos de Gas Natural estimadas al 31 de diciembre del 2022 disminuyeron en 38,0 MMSTB en comparación a las Reservas probadas estimadas al 31 de diciembre del 2021.

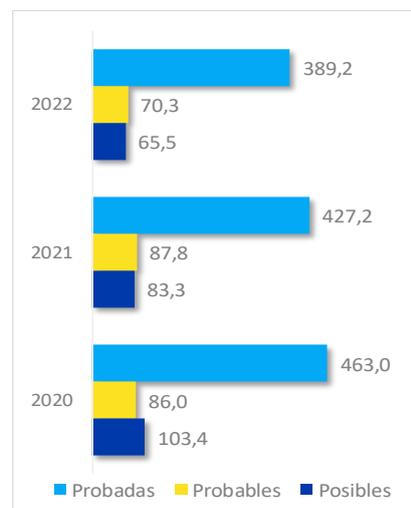
El incremento de las Reservas probadas desarrolladas de Líquidos de Gas Natural (26,1 MMSTB), se debió a las actividades en lote 88.

Gráfico 9. Reservas Probadas de Líquidos de Gas Natural al 31 de diciembre de 2022 (en MMSTB [10⁶])



Elaboración propia [Fuente: Libro de Recursos de Hidrocarburos MINEM 2022, Unidad de Producción y Procesamiento de Gas Natural-Osinergmin 2022]

Gráfico 10. Reservas de Líquidos de Gas Natural al 31 de diciembre de 2022 (en MMSTB [10⁶])



Elaboración propia [Fuente: Libro de Recursos de Hidrocarburos MINEM 2022, Unidad de Producción y Procesamiento de Gas Natural-Osinergmin 2022]

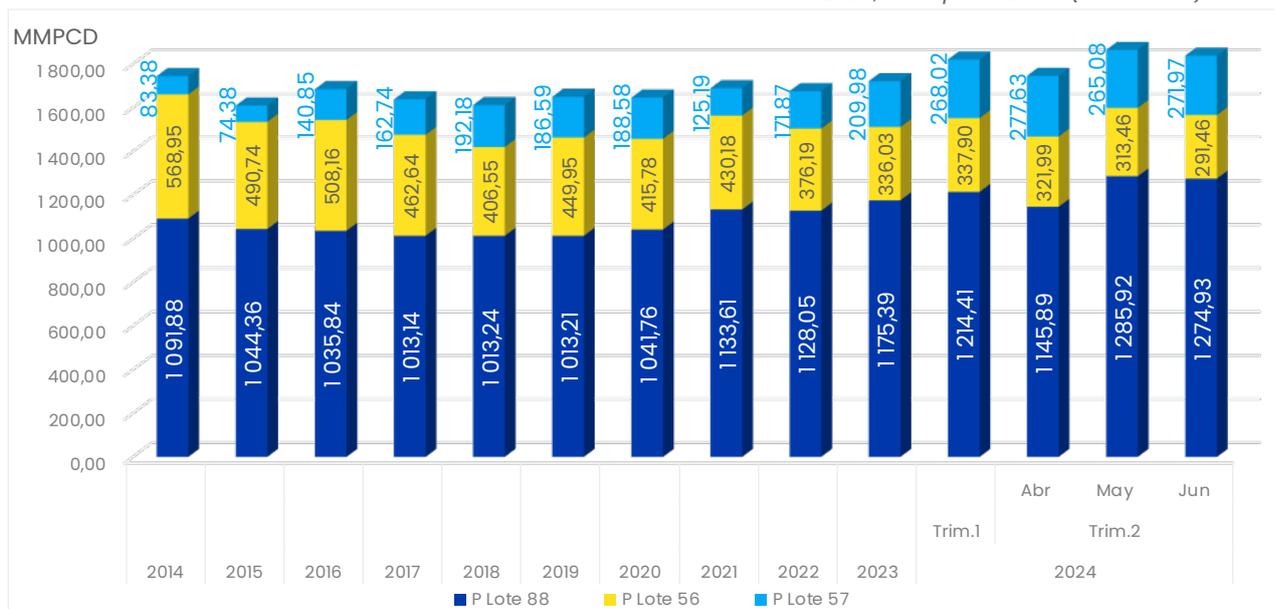
PRODUCCIÓN

Producción de Gas Natural Húmedo

En la zona denominada Camisea se ubica la principal fuente de gas natural del país. Estos pozos se encuentran ubicados en las inmediaciones del río Camisea, a unos 20 km de la margen derecha del río Urubamba y comprende los lotes 56, 57 y 88, los cuales se encuentran ubicados en la selva sur del país. Los lotes 56 y 88 son operados por Pluspetrol Perú Corporation, mientras que el Lote 57 es operado por Repsol Exploración Perú.

En el Gráfico 11 se muestra la producción promedio en MMPCD de estos Lotes, la cual se observa en condiciones normales hasta el segundo trimestre del 2024. En el segundo trimestre del 2024, en promedio, el lote 88 produjo 1 236,13 MMPCD; asimismo, en los lotes 56 y 57 se produjeron en promedio 309,02 y 271,49 MMPCD respectivamente, haciendo un total de 1 816,64 MMPCD.

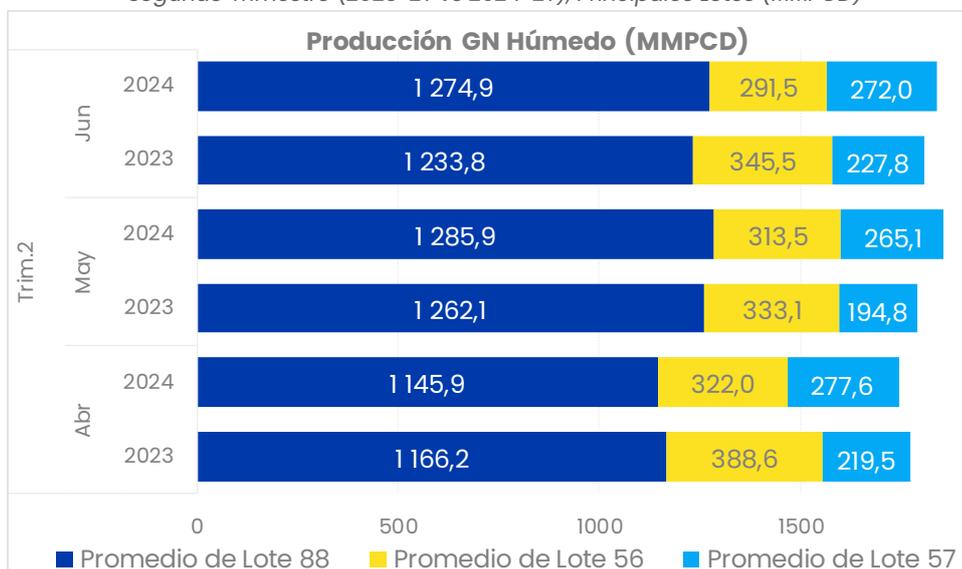
Gráfico 11. Producción Promedio Mensual de Gas Natural Húmedo al 2024, Principales Lotes (en MMPCD)



Elaboración propia [Fuente: Reporte Diario de Pluspetrol al Osinergmin, 2024]

En el Gráfico 12, para el año 2024, se registra un incremento en la producción total durante mayo y junio, acompañado de una disminución en abril, en comparación con los mismos meses de 2023. De manera similar, la producción individual del Lote 88 muestra un aumento en mayo y junio, y una reducción en abril. Por su parte, la producción del Lote 56 experimenta una disminución en todos los meses del segundo trimestre, mientras que la del Lote 57 evidencia un aumento en dicho período.

Gráfico 12. Comparación de Producción Promedio Mensual de Gas Natural Húmedo del Segundo Trimestre (2023-2T vs 2024-2T), Principales Lotes (MMPCD)



Elaboración propia [Fuente: Reporte Diario de Pluspetrol al Osinergmin, 2024]

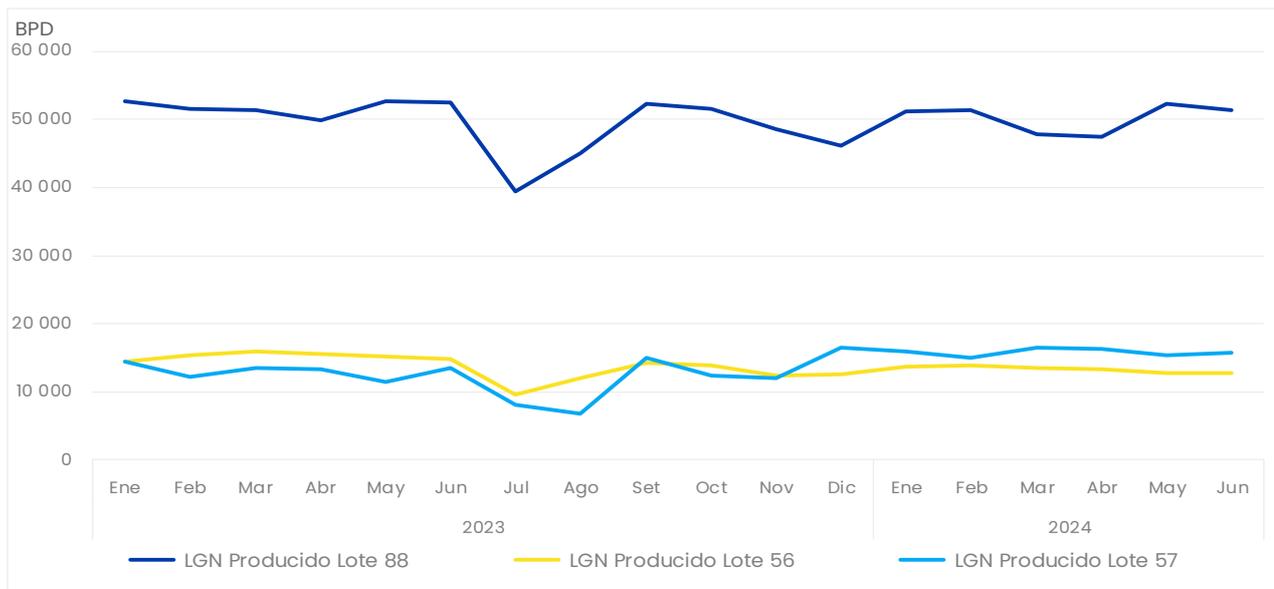
Producción de Líquidos de Gas Natural

Los Líquidos de Gas Natural (LGN) son componentes pesados del Gas Natural, con una composición mayor a 3 átomos de carbonos. La relación de producción LGN y Gas Natural de un yacimiento (bbls/MMscf), es un indicativo de su riqueza.

En el segundo trimestre del 2024, la producción de LGN fue en promedio 50 445,06 BPD en el lote 88, 12 909,77 BPD en el lote 56 y 15 820,82 BPD en el lote 57. Es importante destacar que la producción en los lotes de Camisea se llevó a cabo bajo condiciones normales, gracias al procesamiento estable y continuo en la Planta Malvinas.

La producción promedio mensual en Barriles por Día (BPD) durante el 2023 y 2024 se detalla en el Gráfico 13:

Gráfico 13. Producción Promedio Mensual de Líquidos de Gas Natural, Principales Lotes (en BPD)

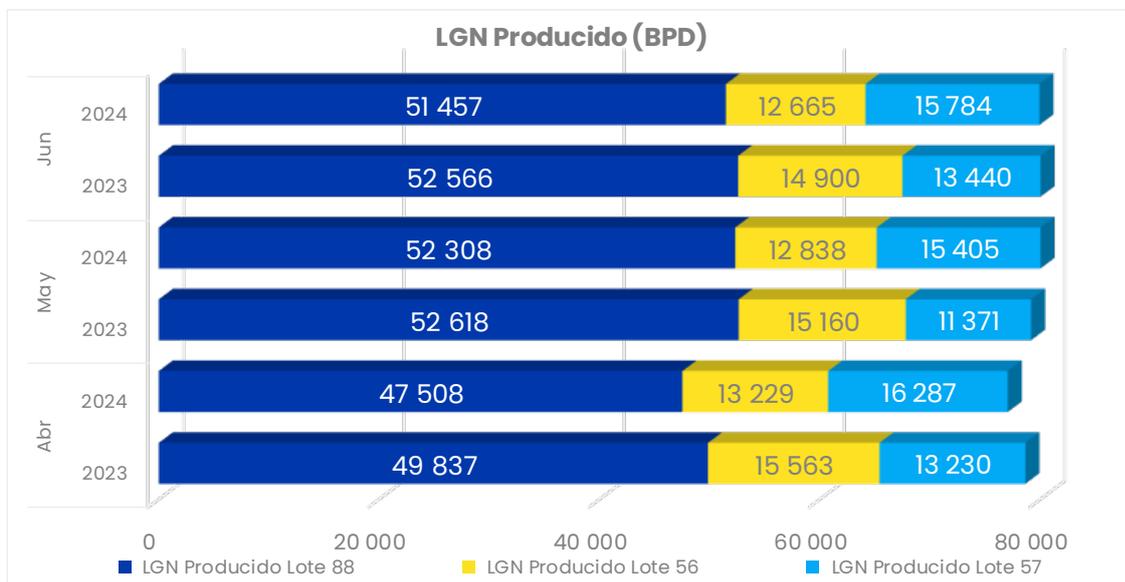


Elaboración propia [Fuente: Reporte Diario de Pluspetrol al Osinergmin, 2024]

En el Gráfico 14 se compara la producción de LGN promedio mensual del segundo trimestre del 2024 y la producción del mismo periodo del año 2023.

Respecto a la producción total del 2024, se observa un aumento en mayo, pero una reducción en abril y junio, en comparación con la producción de los mismos meses del año 2023. Por otro lado, respecto a la producción individual de los Lotes 88 y 56, se observa una disminución en todos los meses. Finalmente, respecto a la producción del Lote 57, se observa un aumento en todos los meses.

Gráfico 14. Producción Promedio Mensual de Líquidos de Gas Natural, Principales Lotes (en BPD)



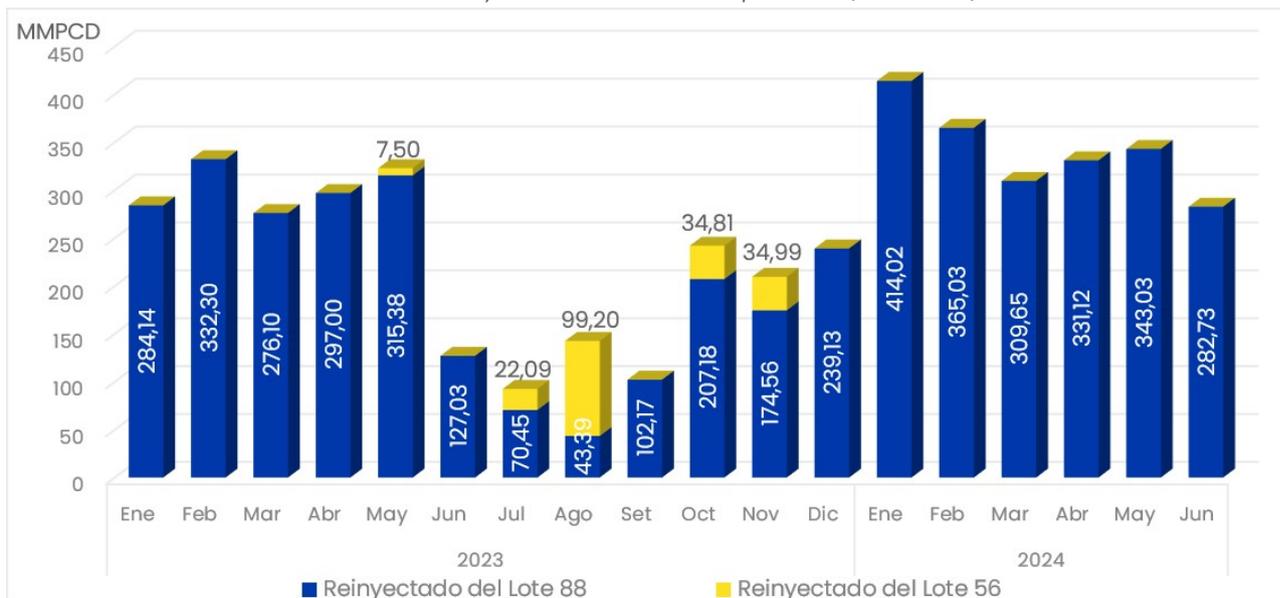
Elaboración propia [Fuente: Reporte Diario de Pluspetrol al Osinergmin, 2024]

Gas Natural Reinyectado

Actualmente la Planta de Compresión de Malvinas, cuenta con 5 módulos que permiten la compresión de gas seco a ser transportado hacia los centros de consumo. Asimismo, el gas excedente de la demanda del mercado se comprime para ser reinyectado en los reservorios

Actualmente, la reinyección de gas seco está concebida principalmente para el gas del Lote 88 hacia los pozos del Yacimiento San Martín y cuando se tiene gas seco excedente del Lote 56, se reinyecta en el yacimiento Pagoreni. Los volúmenes reinyectados se muestran en el Gráfico 15 como un promedio diario para cada uno de los meses del 2023 y 2024.

Gráfico 15. Reinyección de Gas Natural por Lotes (en MMPCD)



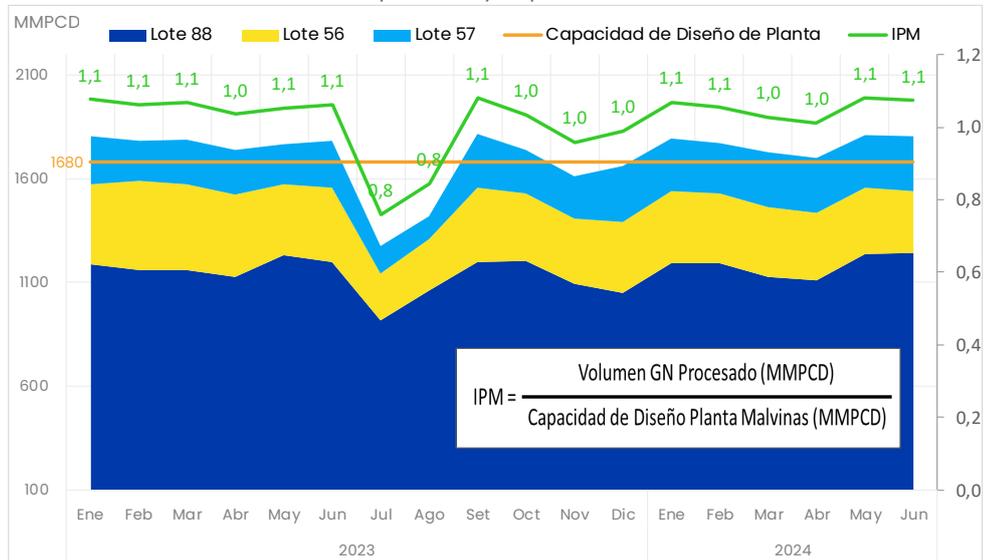
Elaboración propia [Fuente: Reporte Diario de Pluspetrol al Osinergmin, 2024]

PROCESAMIENTO

Gas Natural Procesado

A la Planta de Procesamiento de Malvinas ingresa gas natural húmedo que requiere ser procesado para separar los líquidos de gas natural y otros componentes no deseados, obteniéndose gas natural seco. En el Gráfico 16, se observa el promedio mensual de gas natural procesado por lote en Planta Malvinas, así como la curva de tendencia del Indicador de Procesamiento de Planta Malvinas (IPM), el cual se calcula sobre la capacidad de diseño de Planta Malvinas la cual es de 1 680 MMPCD.

Gráfico 16. Gas Natural Procesado por Lotes y capacidad de Diseño de Planta (en MMPCD)



Elaboración propia [Fuente: Reporte Diario de Pluspetrol al Osinergmin, 2024]

Ventas de Pluspetrol a los Consumidores Independientes

Los lotes 88 y 56 son operados por Pluspetrol, el mismo que suscribe contratos de los volúmenes de venta directamente con los consumidores independientes.

En el Gráfico 17 se muestran los promedios de venta mensual por cada uno de los lotes durante el segundo trimestre del 2024, el gas natural del Lote 56 es destinado para la exportación y el gas natural del Lote 88 es para el consumo Interno.

El detalle por tipo de actividad de cada consumidor del mercado nacional se observa en el Gráfico 18:

Gráfico 17. Ventas de Gas Natural Promedio por Mes (en MMPCD)

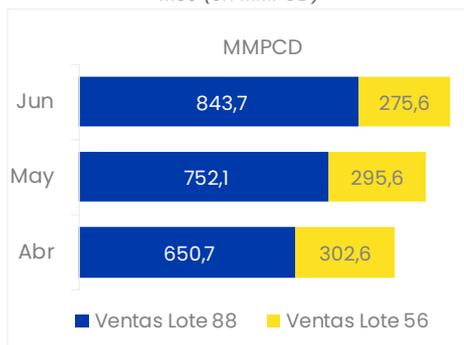
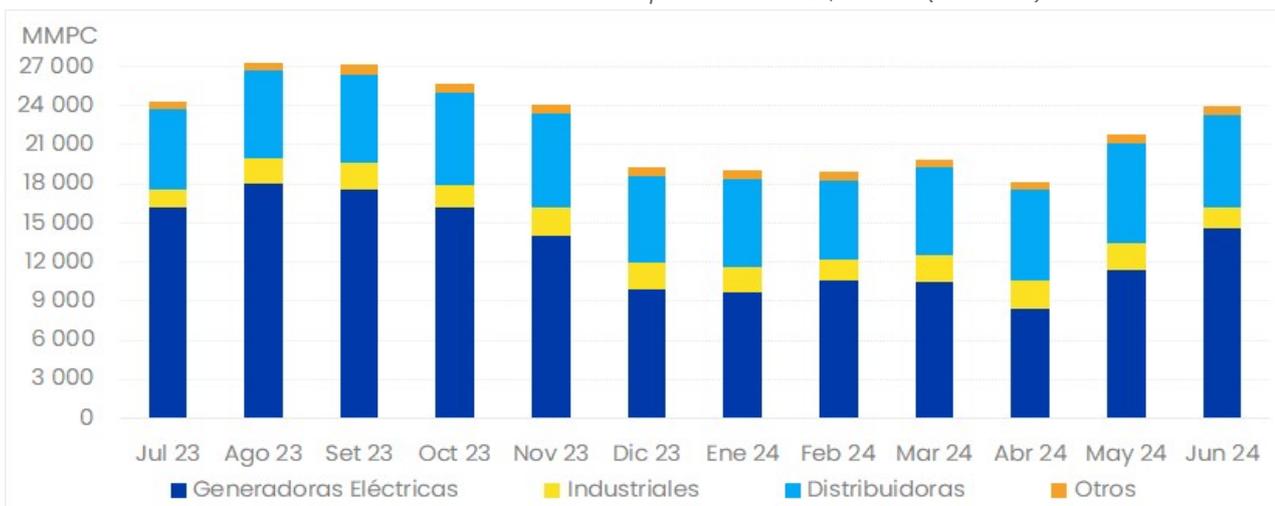


Gráfico 18. Ventas Mensuales de Pluspetrol al 2024-2T, Lote 88 (en MMPC)

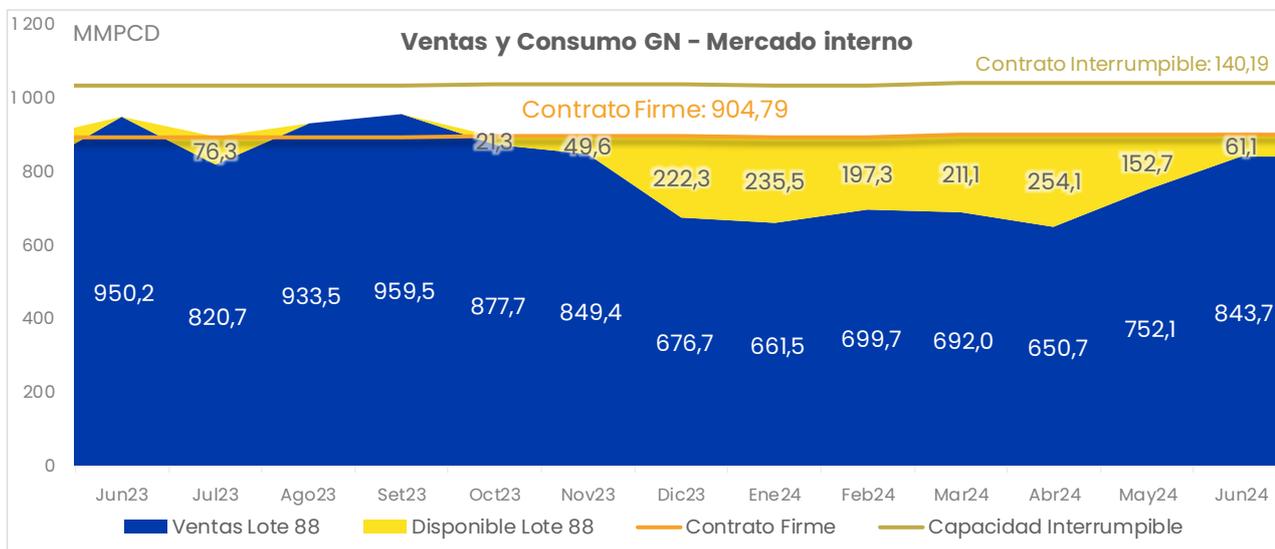


Elaboración propia [Fuente: Informe Mensual Sobre Hidrocarburos Procesados Planta Pisco & Malvinas]

Suministro Disponible de Gas Natural

Los volúmenes de gas natural contratados se suscriben en la modalidad a volumen firme o interrumpible, sin embargo, el consumo de cada empresa es mayormente inferior a lo establecido en los contratos correspondientes, debido a ello se tiene en el mercado volumen no utilizado, que viene a ser la diferencia entre los volúmenes a contrato firme y el volumen medido en el punto de entrega; para el consumo del mercado nacional esta diferencia se muestra en azul en el Gráfico 19, se observa un nivel de ventas estable, con un ligero aumento en el suministro de gas natural en el segundo trimestre del 2024, debido al inicio del periodo de estiaje.

Gráfico 19. Ventas y Consumo Mensual de Gas Natural en el Mercado Interno (en MMPCD)



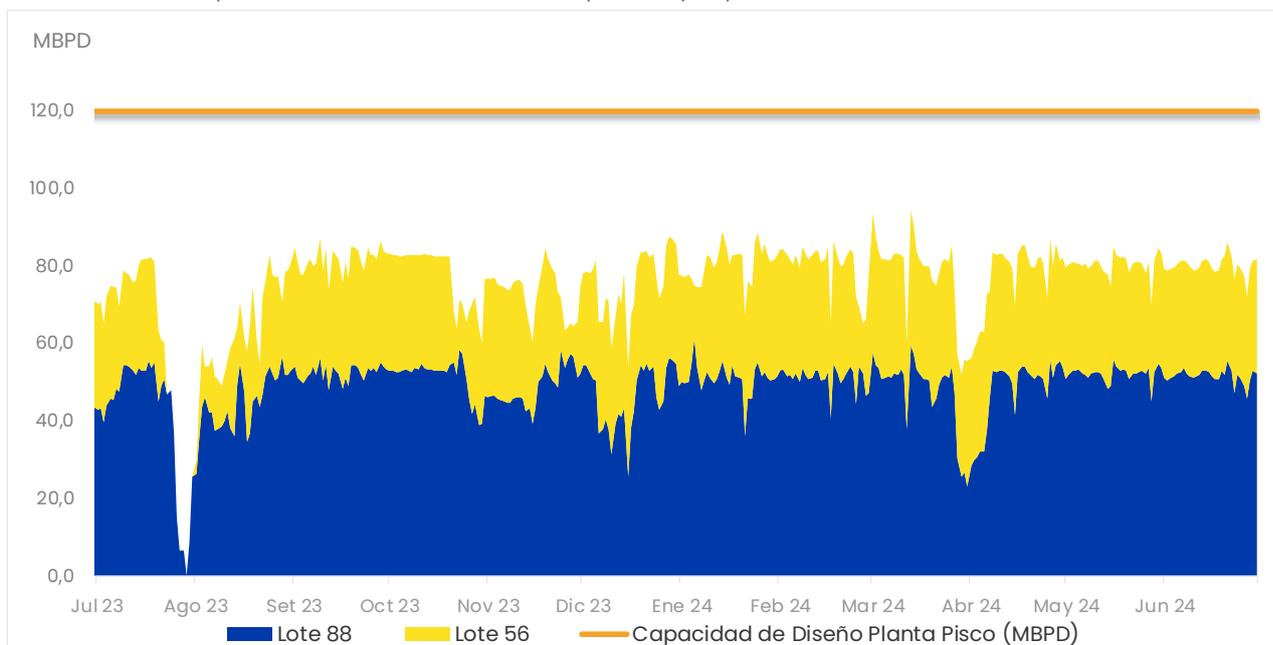
Elaboración propia [Fuente: Informe Mensual de Pluspetrol sobre Hidrocarburos Procesados Planta Pisco & Malvinas]

Planta de Fraccionamiento de Pisco

Los Líquidos de Gas Natural son transportados desde la Planta Malvinas a la Planta de fraccionamiento de Pisco mediante un poliducto operado por Transportadora de Gas del Perú (TGP).

En el Gráfico 20 se puede observar el volumen de los líquidos de gas natural procesados en la Planta Pisco al segundo trimestre del 2024, procesamiento en condiciones normales. Cabe precisar que los líquidos de gas natural que provienen del lote 57 son comprados por Pluspetrol y se muestran como parte del lote 56.

Gráfico 20. Líquidos de Gas Natural Procesados por Lote y capacidad de Diseño de Planta Pisco (en MBPD)



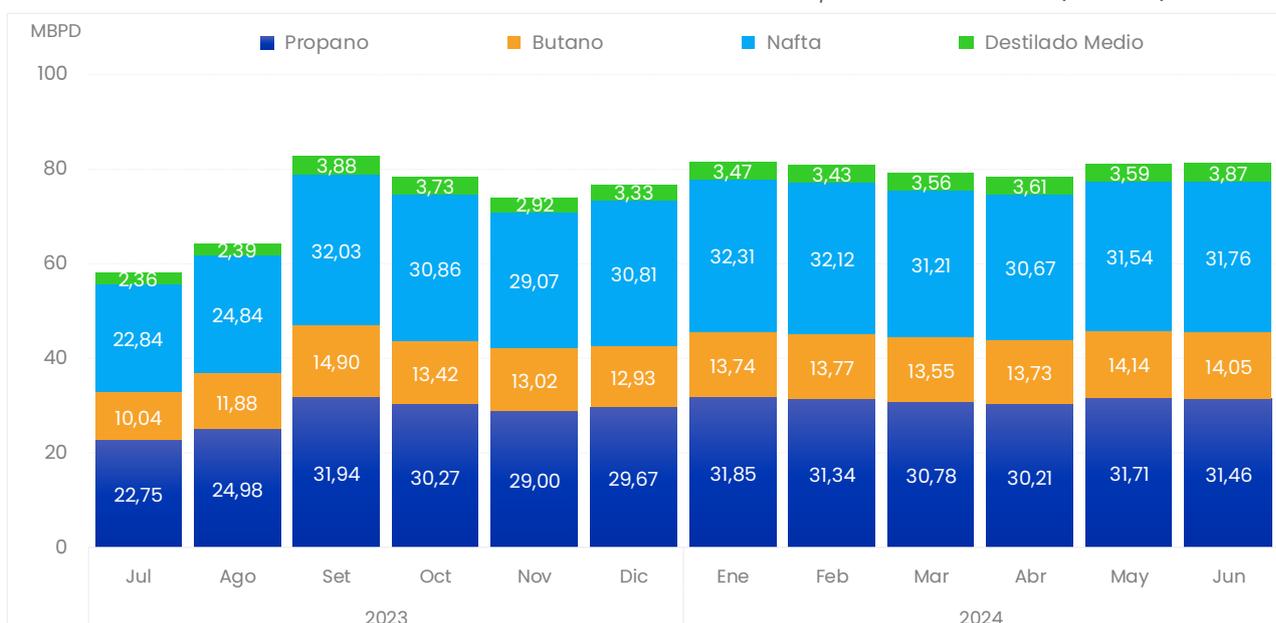
Elaboración propia [Fuente: Reporte Diario de Pluspetrol al Osinergmin, 2024]

Productos Finales

Por medio de procesos físicos se separan los hidrocarburos para obtener productos de uso específico, estos son propano y butano que componen el GLP, nafta y Destilado Medio.

En el Gráfico 21 se muestra la producción promedio por mes de la Planta Pisco en el último año, donde se evidencia una producción estable en los meses del segundo trimestre 2024.

Gráfico 21. Productos Finales Obtenidos del Procesamiento de Líquidos de Gas Natural (en MBPD)



Elaboración propia [Fuente: Reporte Diario de Pluspetrol al Osinergmin, 2024]

TRANSPORTE

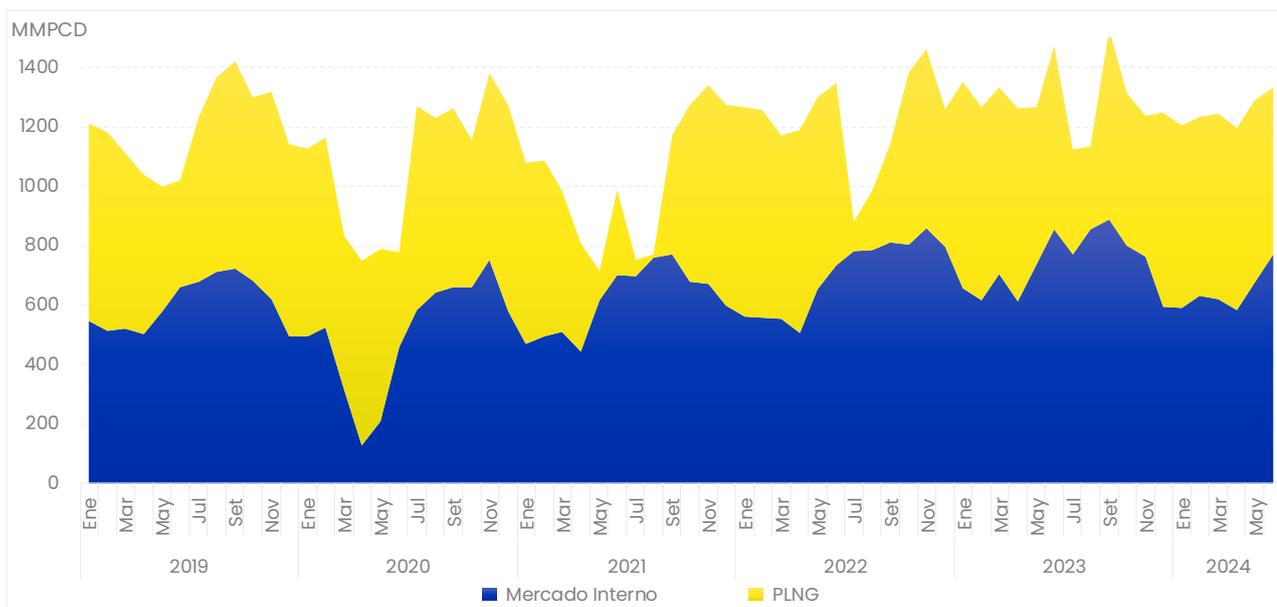
Transporte de Gas Natural

La concesión de Transporte de Gas Natural por ductos está a cargo de TgP. En el Gráfico 22 se representa el volumen promedio diario transportado para mercado interno y Perú LNG, por cada mes y año.

El volumen promedio transportado mensualmente hasta el segundo trimestre del 2024 se encuentra representado en el Gráfico 23, en el cual también se compara con el mismo periodo del año anterior.

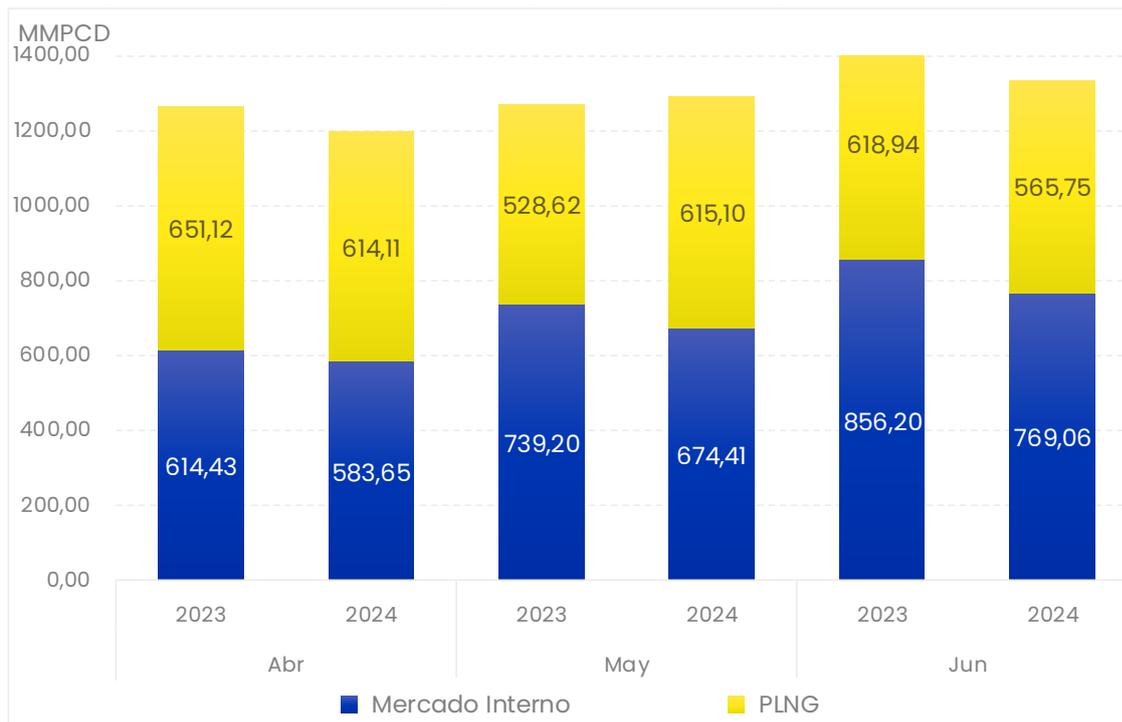
El promedio diario de Gas Transportado (GT) durante el segundo trimestre del 2024 presenta una reducción de alrededor de 4,58% respecto al mismo trimestre del año anterior.

Gráfico 22. Gas Natural Transportado (en MMPCD)



Elaboración propia [Fuente: Reporte Diario de TgP al Osinergmin, 2024]

Gráfico 23. Comparación de Gas Natural Transportado para Mercado Interno y PLNG, 2023-2T vs 2024-2T (en MMPCD)



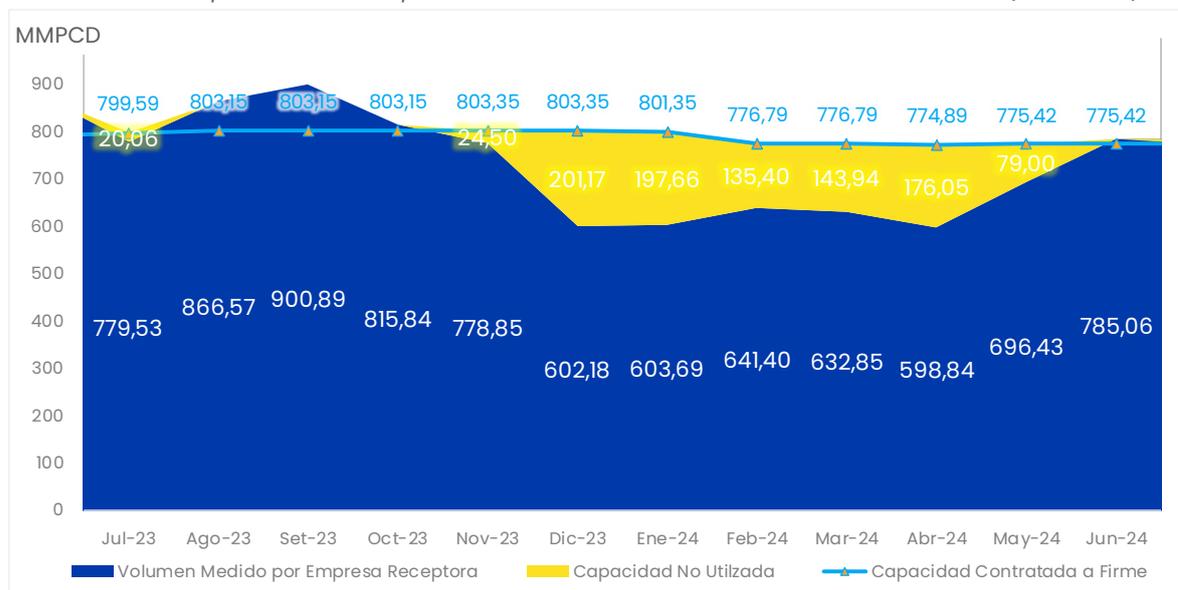
Elaboración propia [Fuente: Reporte Diario de TgP, Osinergmin, 2024]

Capacidad de Transporte Disponible

TGP, concesionaria del servicio de transporte de gas natural por ductos, realiza ofertas públicas para celebrar contratos de transporte de gas natural, siendo actualmente la modalidad de dicha contratación, la de servicio a firme, en los que asigna Capacidad Reservada Diaria (CRD) a los clientes contratantes.

En el Gráfico 24, se observan los niveles del volumen transportado en el primer trimestre de 2024, donde se muestra un incremento en los meses del segundo trimestre de 2024, sobrepasando la capacidad contratada a firme en el mes de junio debido a la temporada de estiaje. En amarillo se muestra la CRD no utilizada para el Mercado Interno.

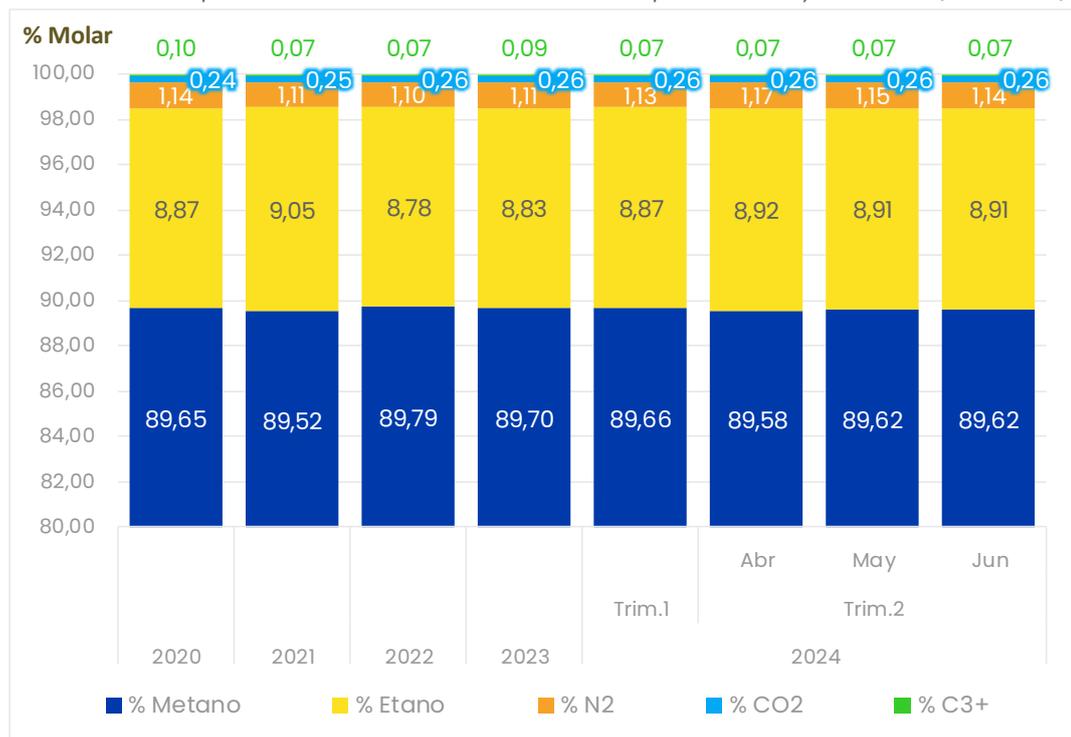
Gráfico 24. Capacidad de Transporte de Gas Natural no Utilizada en el Mercado Interno (en MMPCD)



Elaboración propia [Fuente: Facturas TgP reportadas al Osinerghmin, 2024]

El gas natural de Camisea está compuesto principalmente por Metano, aunque también contiene una proporción variable de Etano, Nitrógeno (N₂), CO₂ y trazas de hidrocarburos más pesados. En el Gráfico 25 se observa la composición porcentual del gas natural transportado por TGP en los últimos cinco años, estos valores corresponden a los monitoreados en el City Gate de Lurín.

Gráfico 25. Composición Porcentual del Gas Natural Transportado al City Gate Lurín (en MMPCD)



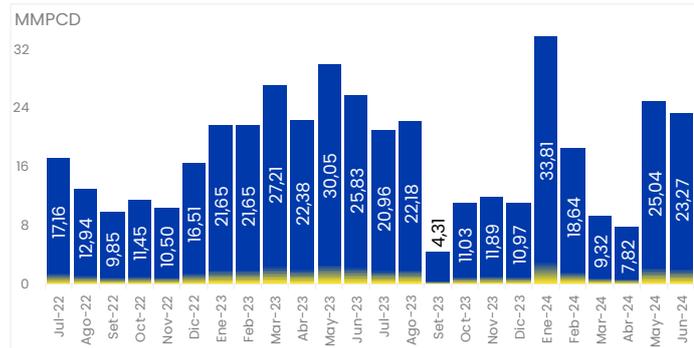
Elaboración propia. [Fuente: Certificados de Entrega TgP Reportadas al Osinerghmin, 2024]

Mercado Secundario de Gas Natural (Transferencias)

Las transferencias de capacidad de transporte de gas natural se dan por Acuerdos Bilaterales entre empresas privadas que tienen Contratos de Transporte de Gas Natural a Servicio Firme, y se ejecutan en su mayoría, cuando una de ellas tiene un consumo por debajo de su capacidad reservada diaria contratada, por lo que transfiere la capacidad residual a otra empresa que lo requiera.

La Capacidad de Transporte Firme transferido a empresas receptoras se muestran en el Gráfico 26. Estos valores son referenciales debido a que no se transfiere la misma cantidad todos los días.

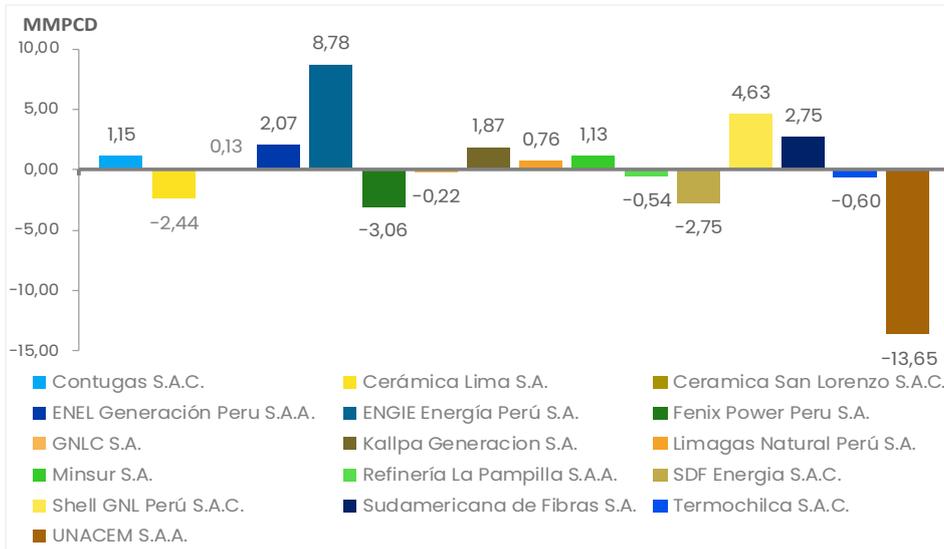
Gráfico 26. Capacidad de Transporte a Firme transferido a Empresas Receptoras (en MMPCD)



Elaboración propia

[Fuente: Facturas TgP reportadas al Osinergmin, 2024]

Gráfico 27. Capacidad de Transporte Firme transferidos en el mercado secundario durante junio-2024 (en MMPCD)



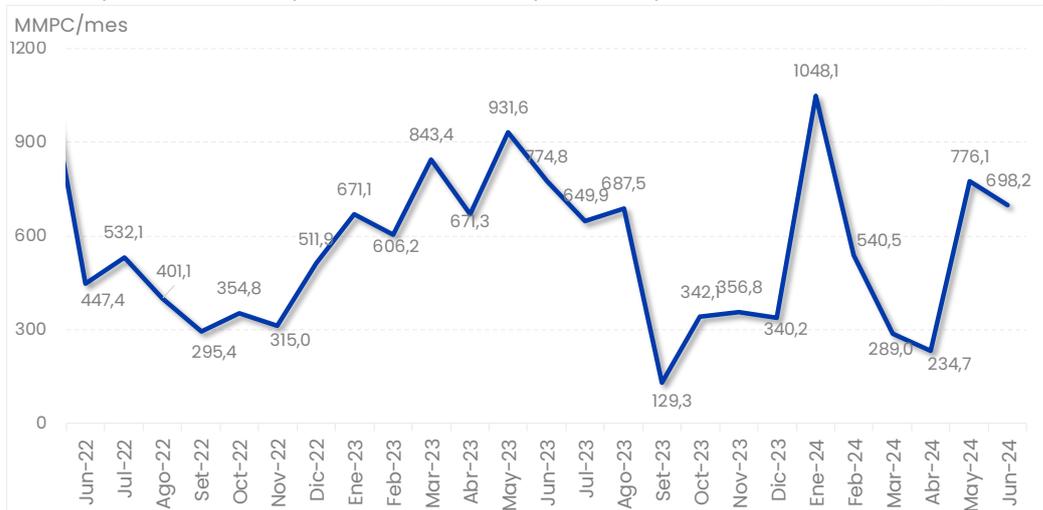
En el Gráfico 27 se detallan las transferencias realizadas entre las empresas como un promedio diario durante el mes junio del 2024.

Los valores negativos de transferencia se refieren a las empresas que cedieron capacidad de transporte a las empresas receptoras que tienen valores positivos.

Elaboración propia. [Fuente: Facturas TgP reportadas al Osinergmin, 2024]

Durante el segundo trimestre del 2024, hubo un aumento en las transferencias del mercado secundario en los meses de mayo y junio, respecto al trimestre anterior. Según la información disponible a la fecha, las capacidades de transporte totales que fueron transferidos a empresas receptoras entre junio de 2022 y junio de 2024 se muestran en el Gráfico 28.

Gráfico 28. Capacidad de Transporte transferido a Empresa Receptora. Promedio Mensual (en MMPC/mes)



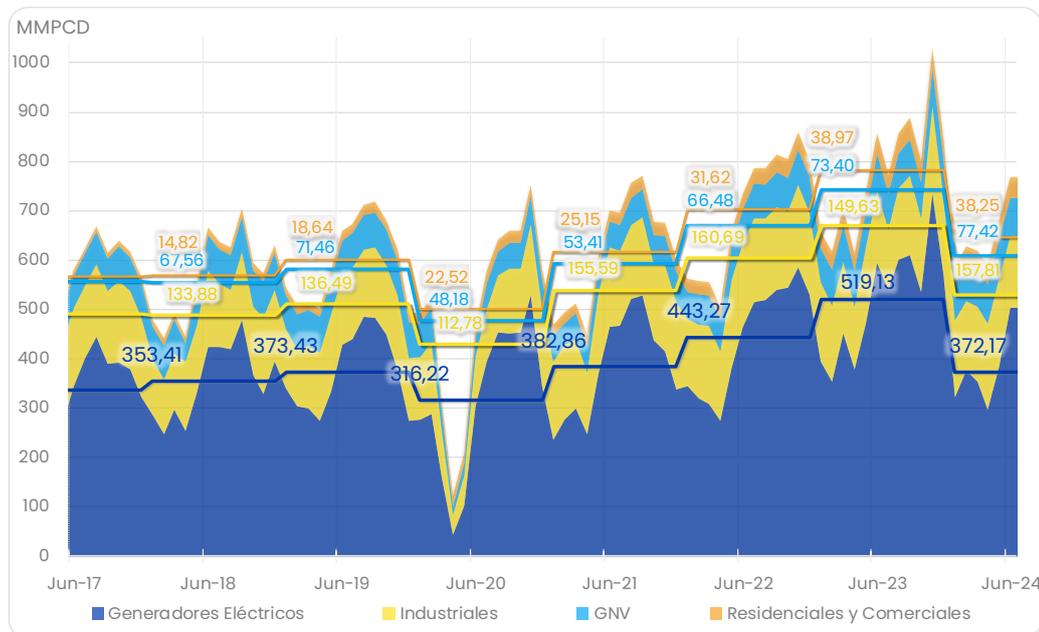
Elaboración propia [Fuente: Facturas TgP reportadas al Osinergmin, 2024]

CONSUMO DE GAS NATURAL

Consumo de Gas Natural de Camisea por Sectores

El consumo de gas natural de Camisea está en crecimiento constante y es el sector de generación eléctrica el mayor consumidor. El gráfico 29 muestra el consumo promedio mensual y anual del mercado interno de gas natural de Camisea. En los años posteriores a la emergencia provocada por el COVID-19 hubo una significativa recuperación en los niveles de consumo, llegando a un récord histórico en el cuarto trimestre de 2023. Se observa niveles promedio estables en el segundo trimestre del 2024 conforme a la temporada de Estiaje.

Gráfico 29. Consumo Promedio Mensual del Mercado Interno de Gas Natural de Camisea 2017 – 2024 (en MMPCD)

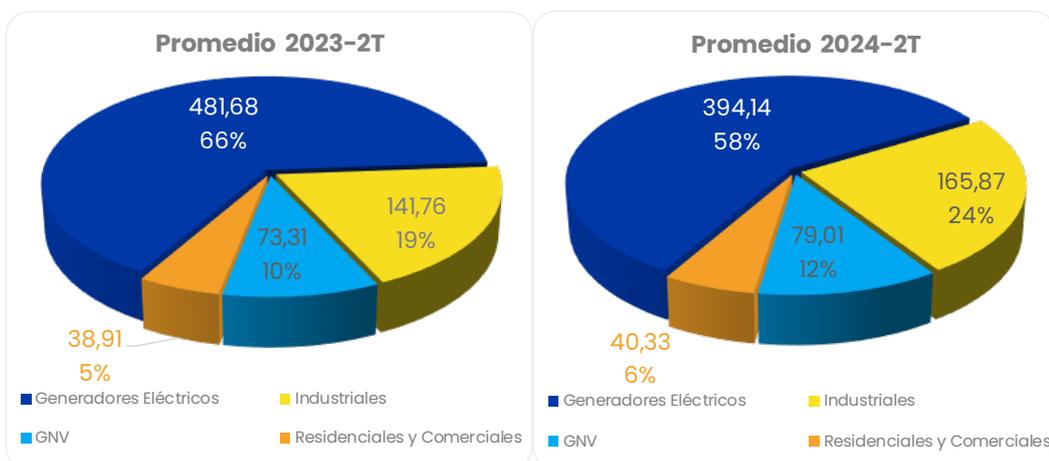


Elaboración propia [Fuente: Reportes Operativos por Categoría Tarifaria, Páginas Webs de Empresas que operan las Concesiones de Distribución]

Se puede observar una notable estacionalidad en el consumo de gas natural en el sector de generación eléctrica; las disminuciones en el consumo corresponde a los primeros meses del año, época de lluvias, en los que se incrementa la generación hidroeléctrica.

Para el segundo trimestre del 2024, en comparación con el mismo periodo del año anterior, los sectores Industriales, GNV y Residencial/Comercial incrementaron su consumo promedio en 24,11 MMPCD, 5,70 MMPCD y 1,42 MMPCD respectivamente, mientras que el sector Generadores Eléctricos redujo su consumo promedio en 87,54 MMPCD. En el Gráfico 30 se comparan los consumos promedios por sectores del segundo trimestre del 2023 y 2024.

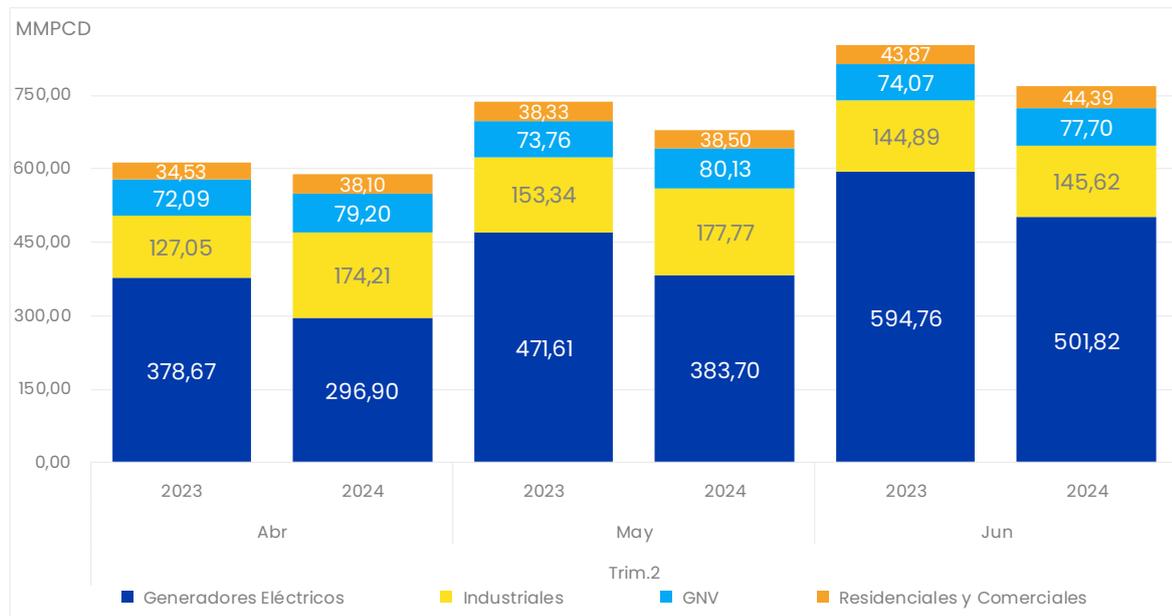
Gráfico 30. Consumo Promedio del Trimestre 2023-2T vs 2024 - 2T del Mercado Interno de Gas Natural de Camisea – (en MMPCD)



Elaboración propia [Fuente: Reportes Operativos por Categoría Tarifaria, Páginas Webs de Empresas que operan las Concesiones de Distribución]

En el Gráfico 31 se muestra el consumo promedio mensual de gas natural de Camisea durante cada uno de los meses del segundo trimestre del 2023 y 2024, se evidencia una reducción en el consumo del 2023 al 2024 en todos los meses, contrariamente, hay aumento en el consumo en todos los sectores, excepto el sector Generadores eléctricos.

Gráfico 31. Consumo Promedio Mensual del Mercado Interno de Gas Natural de Camisea – 2023–2T vs 2024–2T (en MMPCD)

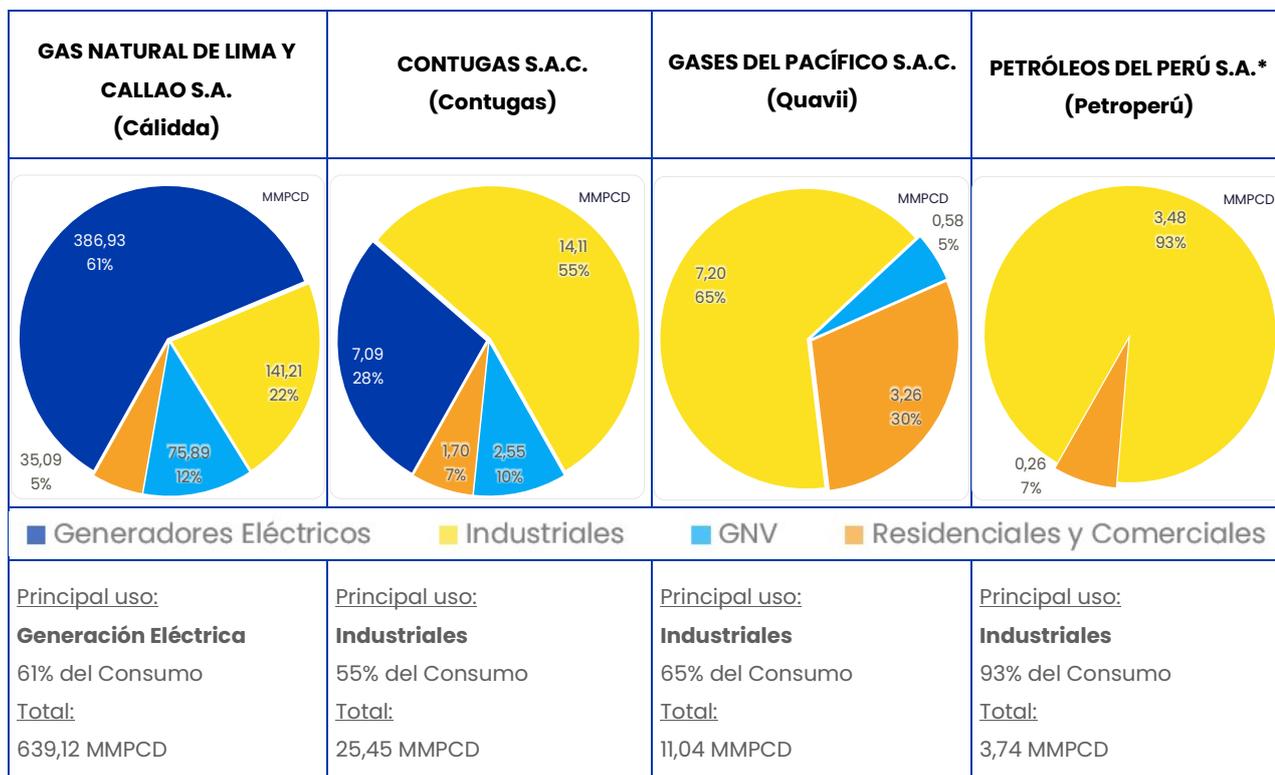


Elaboración propia [Fuente: Reportes Operativos por Categoría Tarifaria, Páginas Webs de Empresas que operan las Concesiones de Distribución]

Consumo de Gas Natural de Camisea por concesión

De acuerdo al estimado publicado por las empresas concesionarias en sus páginas Webs, tenemos en el gráfico 32, el detalle de la participación de los sectores económicos en el consumo de gas natural dentro de sus concesiones. Respecto al trimestre 2024–2T, como se puede apreciar, son los sectores de Generación Eléctrica e Industrial, los mayores consumidores.

Gráfico 32. Demanda de Gas Natural de Camisea Estimada por Sectores de las Concesiones de Distribución.



Elaboración propia [Fuente: Reportes Operativos por Categoría Tarifaria, Páginas Webs de Empresas que operan las Concesiones de Distribución]

*Petroperú opera la concesión Suroeste en mérito a un encargo especial en convenio con el MINEM.

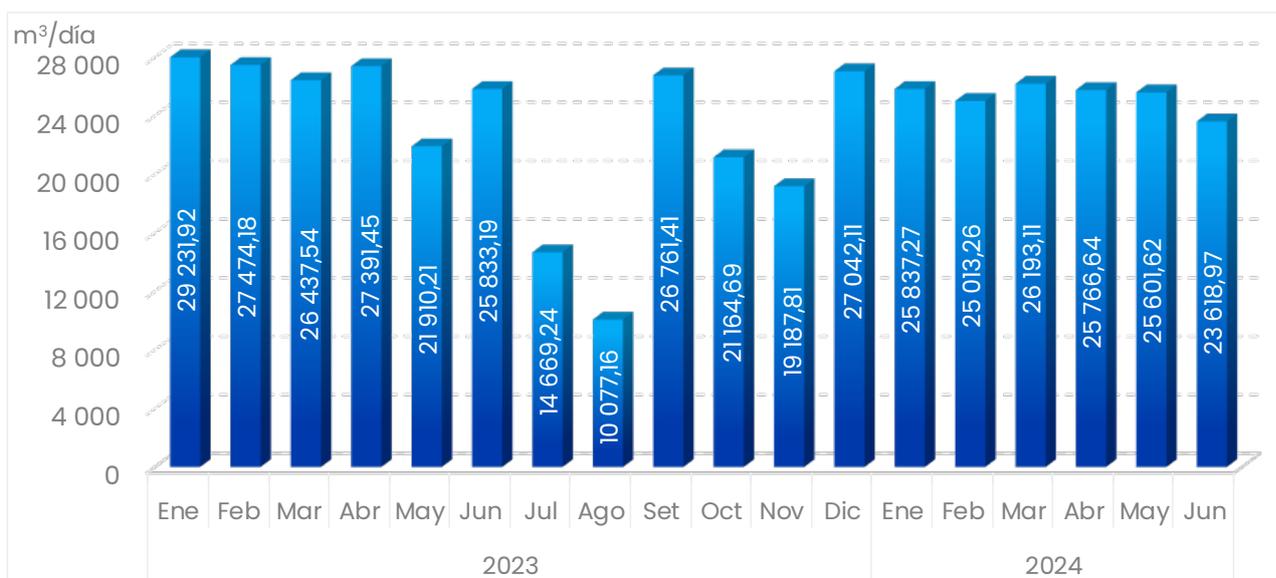
EXPORTACIÓN DE GAS NATURAL LICUADO

Suministro de Gas Natural a la Planta Melchorita

La Planta de Melchorita procesó un total de 54 593,45 MMPC de gas natural durante el segundo trimestre del 2024, produciendo con esto un volumen 2 275 218,61 m³ de Gas Natural Licuado. En el mismo periodo del 2023, la planta procesó 54 618,64 MMPC de Gas Natural, con los que obtuvo 2 275 955,70 m³ de GNL.

En el Gráfico 33 se muestra como promedio la producción diaria de GNL en m³. En el segundo trimestre del 2024 se observa que el promedio de GNL producido en la Planta Melchorita presenta valores estables.

Gráfico 33. Gas Natural Licuefactado Producido en la Planta Melchorita, Promedio Diario 2023–2024 (en m³/día)



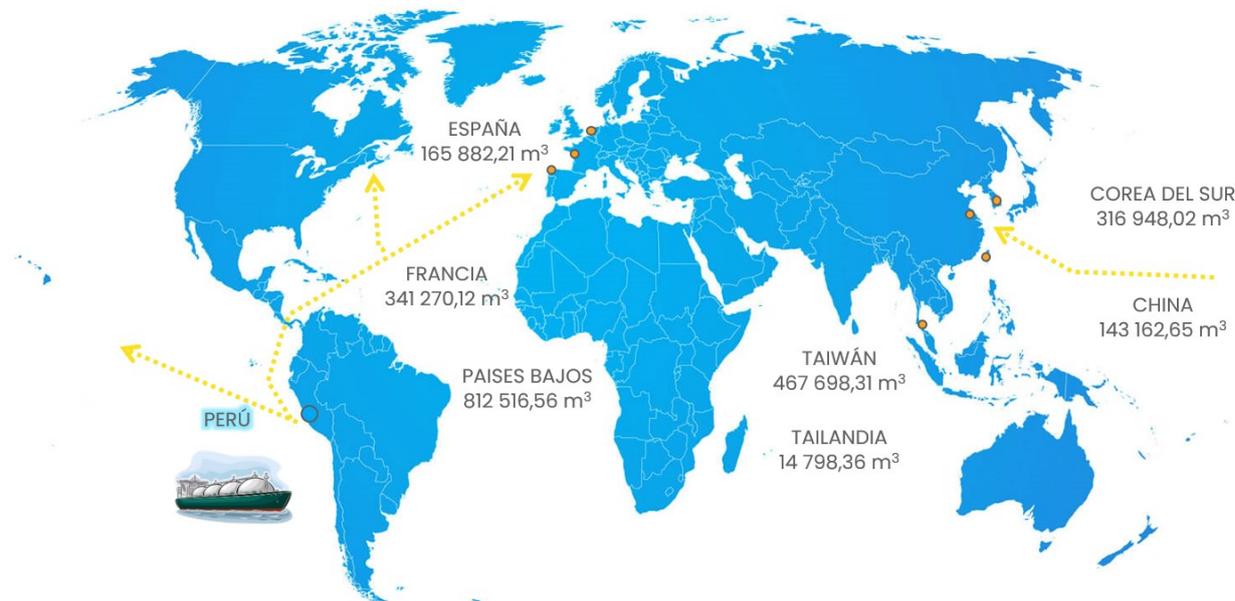
Elaboración propia [Fuente: Reporte Diario de Perú LNG al Osinergmin, 2024]

Volumen de Gas Natural Exportado

Shell International Trading Middle East (SITME) es el responsable de la exportación del GNL a mercados internacionales y quien determina el destino de las cargas de GNL, ello lo realiza por medio de barcos especialmente acondicionados, denominados buques metaneros.

En la Ilustración 7 se muestra el volumen total exportado, por país de destino, en el segundo trimestre 2024.

Ilustración 7. Volumen Total de Gas Natural Licuefactado Embarcado por país al 2024–2T (en m³)



Elaboración propia [Fuente: Estadísticas, web de Perupetro, 2024]

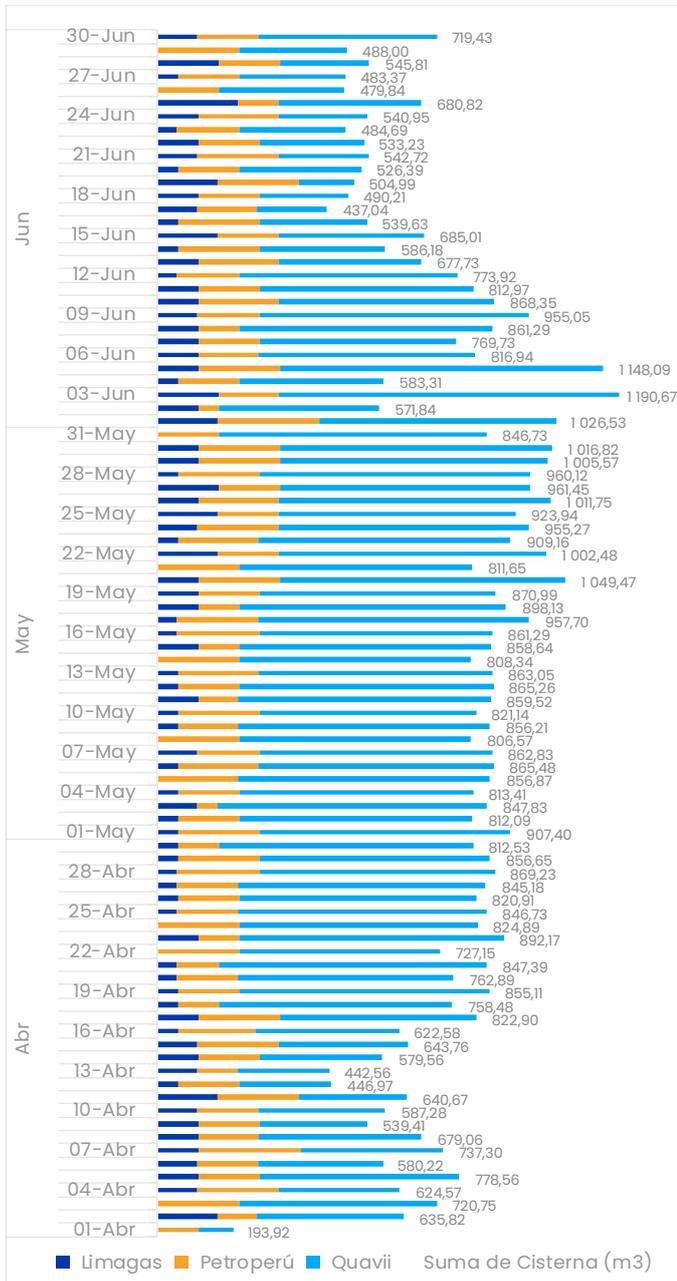
Embarques de Gas Natural Licuado

En el Gráfico 34 se muestran en detalle las fechas de cada uno de los embarques que se realizaron durante el segundo trimestre del 2024 desde la planta de licuefacción Melchorita. El volumen embarcado de GNL varía debido a la capacidad de cada uno de los buques metaneros y la periodicidad depende, en parte, de las condiciones marítimas.

Despacho de GNL a Camiones Cisterna

En el Gráfico 35 se muestran los despachos diarios de GNL vendidos por Shell GNL Perú S.A. a través de camiones cisterna, durante el segundo trimestre del 2024 desde la Estación de Carga (TLF) de Perú LNG S.R.L. (Planta de licuefacción Melchorita). Para una mejor visualización, se presenta el Gráfico 36, donde se tiene el total de GNL cargado y el número de camiones cisternas.

Gráfico 35. Volumen Total Diario Despachado de GNL en camiones cisterna en el 2024–2T (en m³)



Elaboración propia

[Fuente: Reporte Diario de Perú LNG al Osinergmin, 2024]

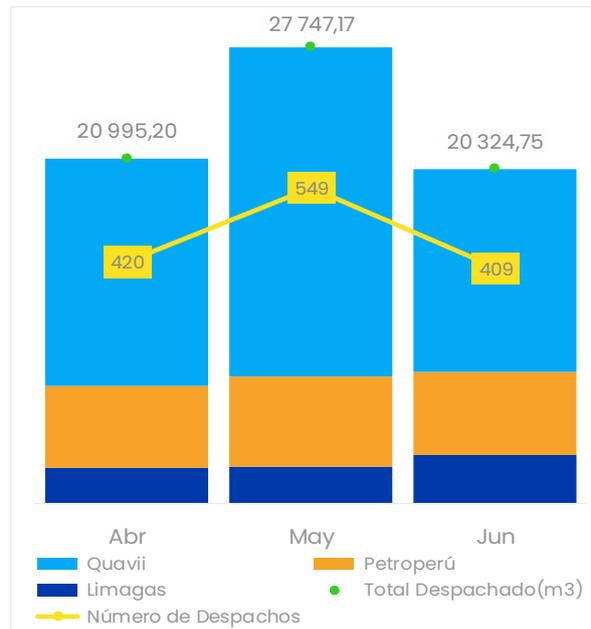
Gráfico 34. Total de embarques por mes y Volumen de GNL embarcado al 2024–2T (en m³)



Elaboración propia

[Fuente: Reporte Diario de Perú LNG al Osinergmin, 2024]

Gráfico 36 Volumen Total de GNL Despachado por Mes y Número de Despachos al 2024–2T (en m³)



Elaboración propia

[Fuente: Reporte Diario de Perú LNG al Osinergmin, 2024]

SUMINISTRO DE GNL EN AMÉRICA

Según lo publicado en el GIIGNL Annual Report 2024, el mercado mundial de GNL para el año 2023 experimentó un modesto aumento, respecto al año anterior, alcanzando los 401 millones de toneladas, una tasa de crecimiento de 2,1%. Este crecimiento, si bien representa una desaceleración respecto del 5,6% de expansión respecto al año 2022, señala una fase de estabilización del mercado. Este crecimiento fue impulsado por Asia (+7 TM) y América (+1,2 TM), mientras que en Europa la demanda se mantuvo estable en 121 TM.

América experimentó un crecimiento del 11% en las importaciones para el año 2023 respecto al año 2022, pasando de 11 TM a 12,2 TM, impulsado por Colombia, que aumentó las importaciones a 0,8 TM debido a la escasez de energía hidroeléctrica. Las importaciones de Brasil disminuyeron debido al aumento de la generación por energía renovable. Chile y Argentina siguieron siendo los mayores importadores regionales, con importaciones estables en 2,5 TM y 1,8 TM respectivamente.

Por primera vez, Estados Unidos se posicionó como el mayor proveedor de GNL del mundo, proporcionando 84,5 TM al mercado en 2023, un aumento del 12% en comparación al 2022. Estados Unidos representó el 21% del Suministro de GNL mundial. Asimismo, el aumento de la producción de la planta de Calcasieu Pass, que puso en marcha en 2022, junto con la reanudación de la producción en Freeport LNG, agregó 8,9 TM de suministro de GNL al mercado. De este aumento de producción en Estados Unidos, poco más de 8 TM se dividió entre Asia (39%) y Europa (61%), el resto se destina a los mercados de América. Respecto a las exportaciones, el suministro adicional de GNL representa un incremento del 10,5% respecto al año anterior, casi tres cuartas partes del GNL importados por el Reino Unido procedían de América, principalmente de Estados Unidos (61%), y el resto de Perú.

En cuanto a nuevas instalaciones, en Brasil destacó la estrategia de expansión receptiva, aportando en el aumento de la capacidad de regasificación global.

Ilustración 8. Mapa de GNL en América



Elaboración propia [Fuente: GIIGNL Annual Report 2024, junio 2024]

RELACIÓN RESERVAS Y PRODUCCIÓN – BALANCE VOLUMÉTRICO

Lote 88 – Operador: Pluspetrol Perú Corporation S.A.

El Lote 88 incluye los yacimientos San Martín, Cashiriari y San Martín Este. Los yacimientos que vienen explotándose actualmente son: San Martín que se compone de las locaciones San Martín 1 y San Martín 3 y Cashiriari compuesta por las locaciones Cashiriari 1 y Cashiriari 3.

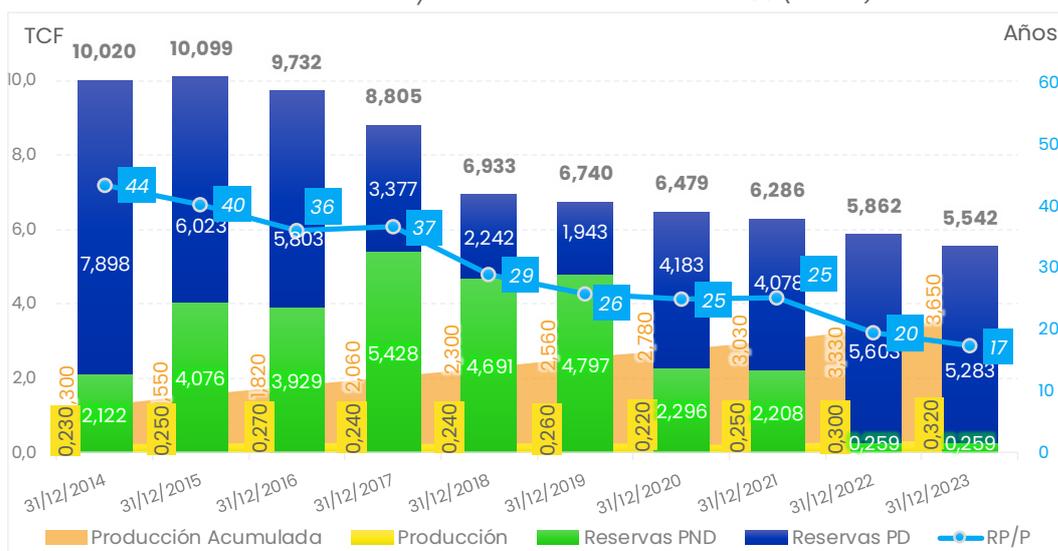
En el Gráfico N° 37, se presenta el comportamiento productivo en la última década (años 2014-2024) de la producción acumulada, la producción anual, las reservas probadas e índice de autonomía de reservas.

La reducción de las reservas probadas se debe principalmente a la producción fiscalizada del año, la actualización del modelo de simulación a partir de la última data adquirida y la implementación del uso de modelos de simulación integrados (Integrated Asset Model) que incluye la integración de los elementos de superficie (ductos, pozos y facilidades de superficie) y elementos de fondo (reservorios).

Al 31 de diciembre del 2023, el Lote 88, tiene una producción fiscalizada acumulada de 3,65 TCF de Gas Seco.

La producción fiscalizada anual de gas natural seco ha sido en promedio en la última década del orden de 0,26 TCF. En el año 2023 ha sido alrededor de 0,32 TCF. Considerando que se mantiene esta producción y las reservas probadas al 31 de diciembre 2022 (5,86 TCF); el índice de autonomía de reservas indica que tendríamos gas natural disponible para el mercado local durante 17 años. Esta proyección podría variar de acuerdo a la evolución de la Producción en los años siguientes y a la incorporación de proyectos futuros que generen crecimiento de la demanda de gas natural.

Gráfico 37. Reservas y Producción Acumulada. Lote 88 (en TCF)



Elaboración propia [Fuente: Unidad de Producción y Procesamiento de Gas Natural—Osinergmin]

Lote 56 – Operador: Pluspetrol Perú Corporation S.A.

En el año 2004, se otorgó el Lote 56 mediante negociación directa al consorcio formado por Pluspetrol, donde se estableció que el gas extraído podía ser exportado sin restricción alguna.

El Lote 56 incluye los yacimientos Pagoreni, Pagoreni Oeste y Mipaya. Los yacimientos que vienen explotándose actualmente son: Pagoreni que se compone de las locaciones Pagoreni A y Pagoreni B, y Mipaya.

En el Gráfico N° 38, se presenta el comportamiento productivo en la última década (años 2014-2024) de la producción acumulada, la producción anual, las reservas probadas e índice de autonomía de reservas.

La reducción de las reservas probadas se debe principalmente a la producción fiscalizada del año, la actualización del modelo de simulación a partir de la última data adquirida y la implementación del uso de modelos de simulación integrados (Integrated Asset Model).

Al 31 de diciembre del 2023, el Lote 56, tiene una producción fiscalizada acumulada de 2,22 TCF de Gas Seco.

La producción fiscalizada anual de gas natural seco ha sido en promedio en la última década del orden de 0,14 TCF. En el año 2023 ha sido alrededor de 0,11 TCF. Considerando que se mantiene esta producción y las reservas probadas al 31 de diciembre 2022 (1,01 TCF); el índice de autonomía de reservas indica que tendríamos gas natural disponible para el mercado externo durante 8 años. Esta proyección podría variar de acuerdo a la evolución de la Producción en los próximos años.

Gráfico 38. Reservas y Producción Acumulada. Lote 56 (en TCF)



Elaboración propia [Fuente: Unidad de Producción y Procesamiento de Gas Natural—Osinergmin]

Lote 57 — Operador: Repsol Exploración del Perú S.A

El Lote 57 incluye el yacimiento Kinteroni-Sagari. El yacimiento se compone de las locaciones Kinteroni, Sagari AX y Sagari BX.

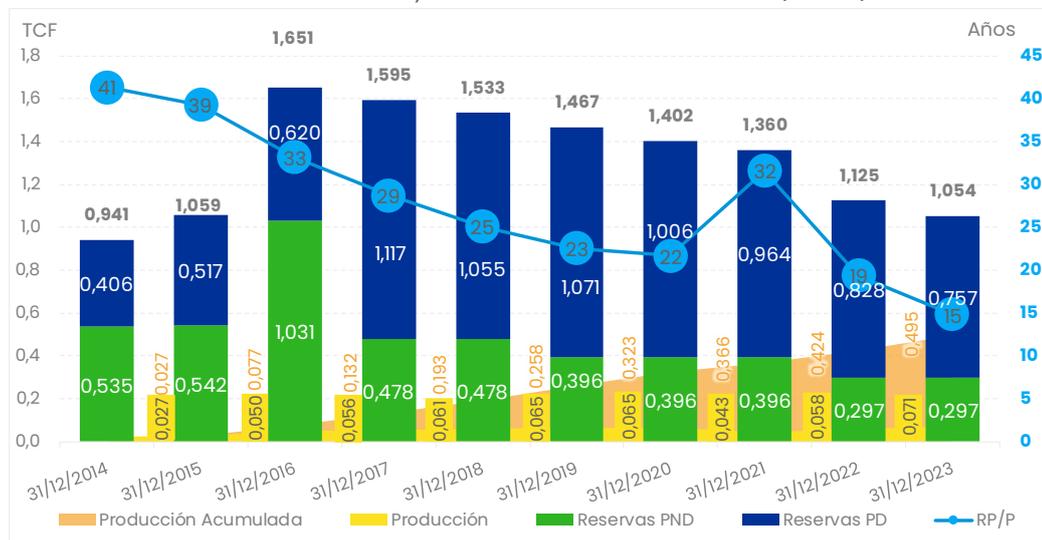
En el Gráfico N° 39, se presenta el comportamiento productivo en la última década (años 2014-2024) de la producción acumulada, la producción anual, las reservas probadas e índice de autonomía de reservas.

La reducción de las reservas probadas se debe principalmente a la producción fiscalizada del año y la actualización del modelo de simulación a partir de la última data adquirida.

Al 31 de diciembre del 2023, el Lote 57, tiene una producción fiscalizada acumulada de 0,52 TCF de Gas Seco.

La producción fiscalizada anual de gas natural seco ha sido en promedio en la última década del orden de 0,05 TCF. En el año 2023 ha sido alrededor de 0,07 TCF. Considerando que se mantiene esta producción y las reservas probadas al 31 de diciembre 2022 (1,12 TCF); el índice de autonomía de reservas indica que tendríamos gas natural disponible para 15 años. Esta proyección podría variar de acuerdo a la evolución de la Producción en los próximos años.

Gráfico 39. Reservas y Producción Acumulada. Lote 57 (en TCF)



Elaboración propia [Fuente: Unidad de Producción y Procesamiento de Gas Natural—Osinergmin]

CONTRATOS DE CONCESIÓN

Mapa de Concesiones

En la actualidad existen 6 concesiones de gas natural en el Perú (02 de transporte y 04 de distribución). En la Ilustración 9, podemos observar el mapa de concesiones.

En el siguiente cuadro podemos observar algunos datos importantes de las concesionarias como los operadores, el área de influencia o localización, la fecha de Puesta en Operación Comercial (POC) y el plazo de vigencia del contrato.

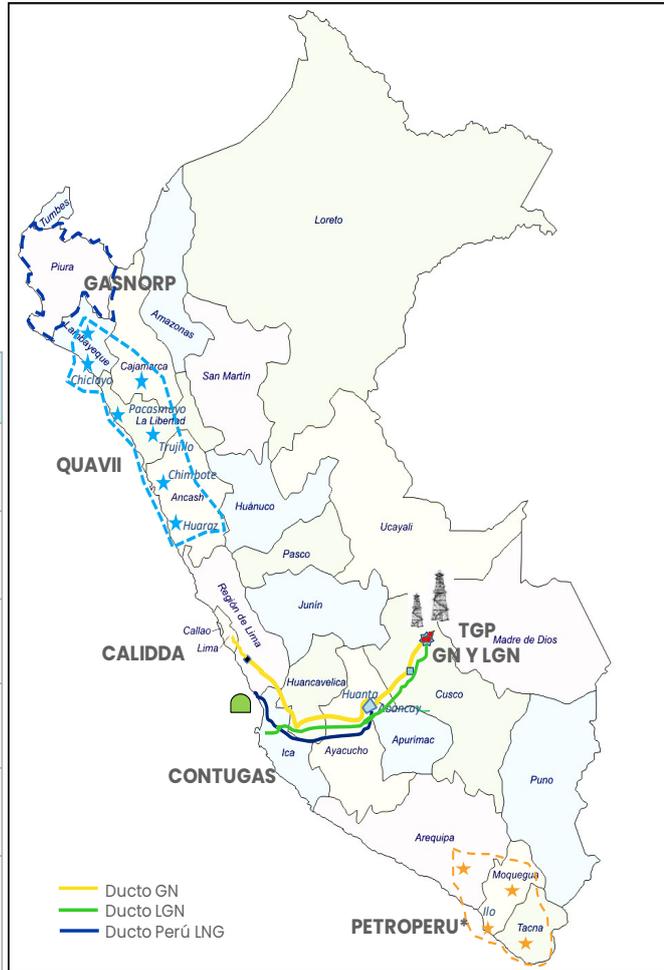
Tabla 6. Contratos de Concesión vigentes a junio 2024.

Titular	Operador	Localización/ área de influencia	POC	Plazo de la Concesión
TRANSPORTADORA DE GAS DEL PERÚ (GN)	Tecgas N.V. (Cogsa)	Cusco, Ayacucho, Huancavelica, Ica, Lima	20 - 08 - 2004	33 años
TRANSPORTADORA DE GAS DEL PERÚ (LGN)	Tecgas N.V. (Cogsa)	Cusco, Ayacucho, Huancavelica, Ica, Lima	20 - 08 - 2004	33 años
GAS NATURAL DE LIMA Y CALLAO S.A	EBB Perú Holdings	Lima y Callao	20 - 08 - 2004	33 años
CONTUGAS S.A.C.	TGI S.A. ESP.	Ica	30 - 04 - 2014	30 años
GASES DEL PACIFICO S.A.C.	Surtigas S.A. ESP	Ancash, Cajamarca, La Libertad, Lambayeque	07-12-2017	19 años
GASES DEL NORTE DEL PERÚ S.A.C.	Surtigas S.A. ESP	Región Piura (Talara, Paita, Piura, Sullana, Sechura)	29-04-2021 ETAPA(*) 14-09-2022 POC	32 años

Elaboración propia, Osinergmin

(*) En el caso de Concesión Piura, se dio inicio a la ETAPA, desarrollo constructivo de la Concesión antes de la POC.

Ilustración 9: Ubicación de Concesiones de Transporte y Distribución de Gas Natural en el Perú, 2024

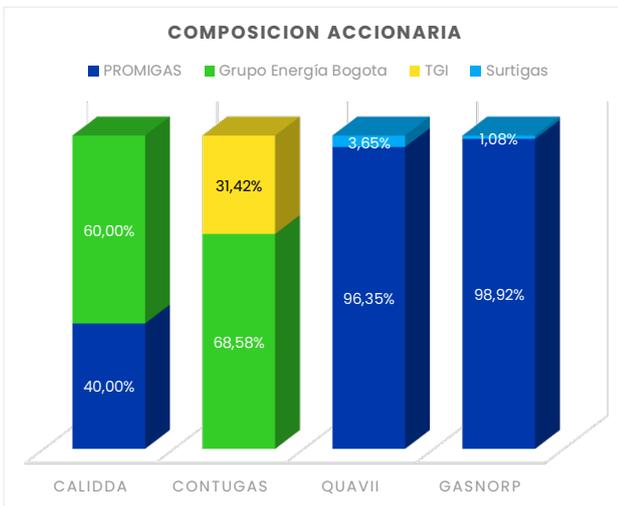


Elaboración propia, Osinergmin

*Petroperú opera la concesión Suroeste en mérito a un encargo especial en convenio con el MINEM.

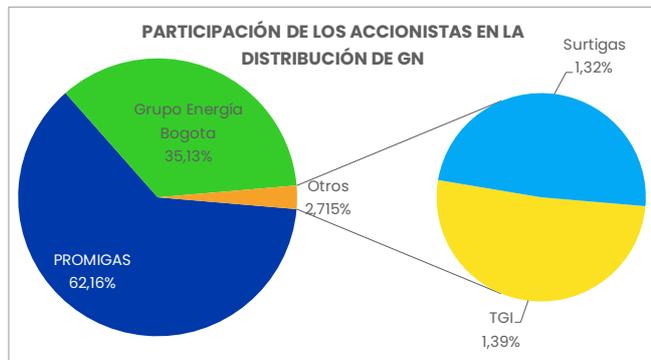
Respecto de las concesionarias de distribución es importante señalar su composición accionaria. En el siguiente gráfico se puede observar cómo está conformada cada empresa de acuerdo a la información remitida por las Concesionarias de Distribución sobre sus accionistas.

Gráfico 40. Composición Accionaria de las Concesiones de Distribución de Gas Natural



Elaboración propia, Osinergmin

Gráfico 41. Participación de los Accionistas en las Concesiones de Distribución de Gas Natural



Cabe precisar que el valor de cada acción varía según la empresa Concesionaria por lo que el valor de todas las acciones fueron llevados a nuevos soles (Tipo de Cambio aplicado del mes de junio del 2024: 3.8347)

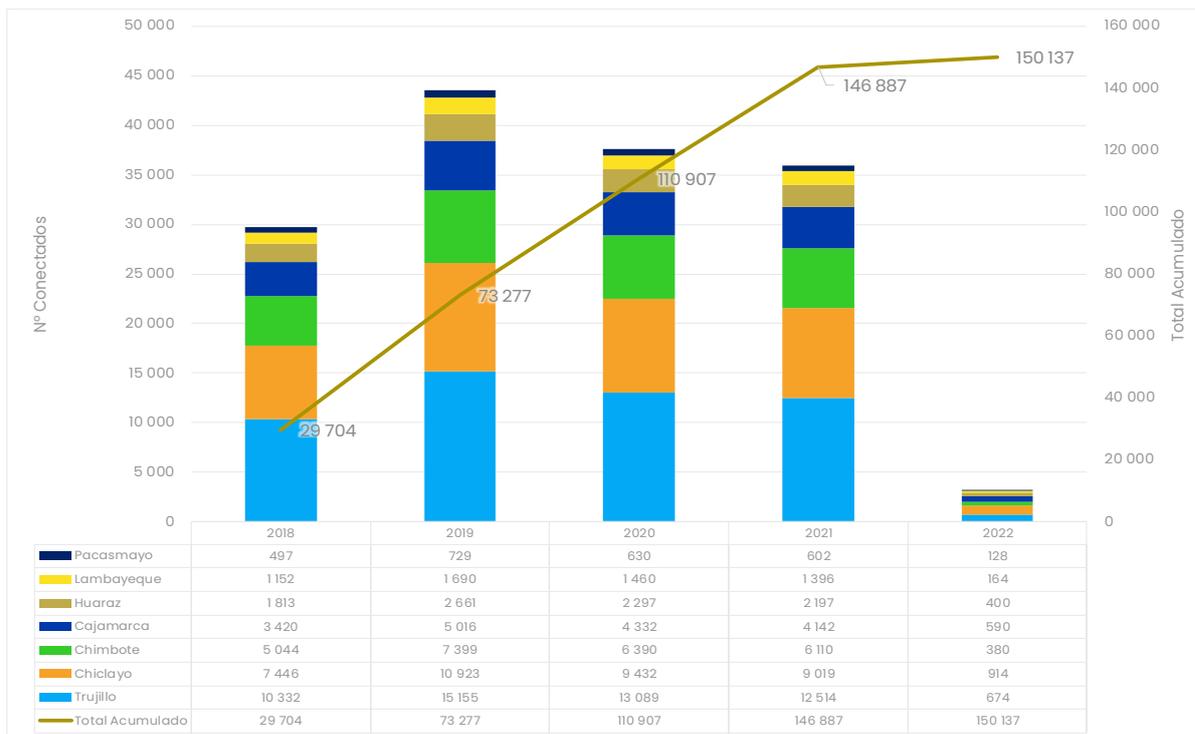
Elaboración propia, Osinergmin

Compromisos Contractuales

En el marco del cumplimiento de las obligaciones dispuestas en los contratos de concesión otorgados por el Estado y aquellos derivados de procesos de promoción de inversiones en el sector energía, cuya supervisión es competencia de la División de Supervisión de Gas Natural del Osinergrmin, se presentan algunos aspectos relevantes.

GASES DEL PACIFICO S.A.C., tenía el compromiso de conectar a 150 137 usuarios residenciales en un plazo de 5 años desde la Puesta en Operación Comercial (POC). En el Gráfico 42 se tiene el número de usuarios conectados comprometidos por localidad en el Contrato BOOT.

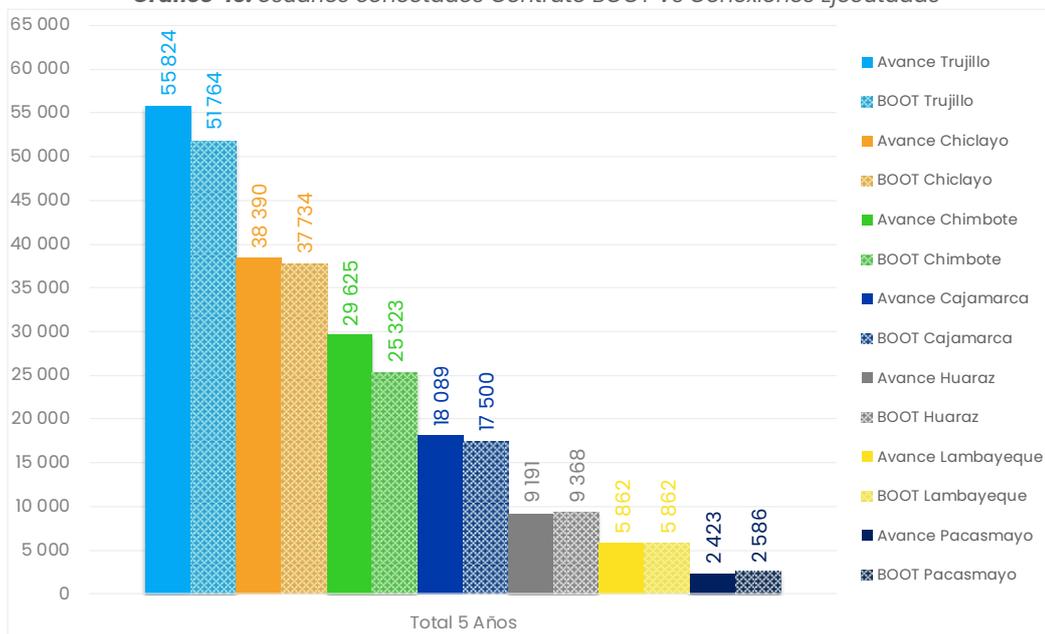
Gráfico 42. Primer Plan de Conexiones, Concesión Norte.



Elaboración propia [Fuente: Contrato de Concesión de Gas Natural Región Norte]

Al respecto, se muestra el cumplimiento de conectados según lo reportado por la concesionaria. El plazo de los 5 años según contrato culminó el 27 de junio de 2023 para las localidades de Chimbote y Huaraz; y el 07 de julio de 2023 para las demás localidades.

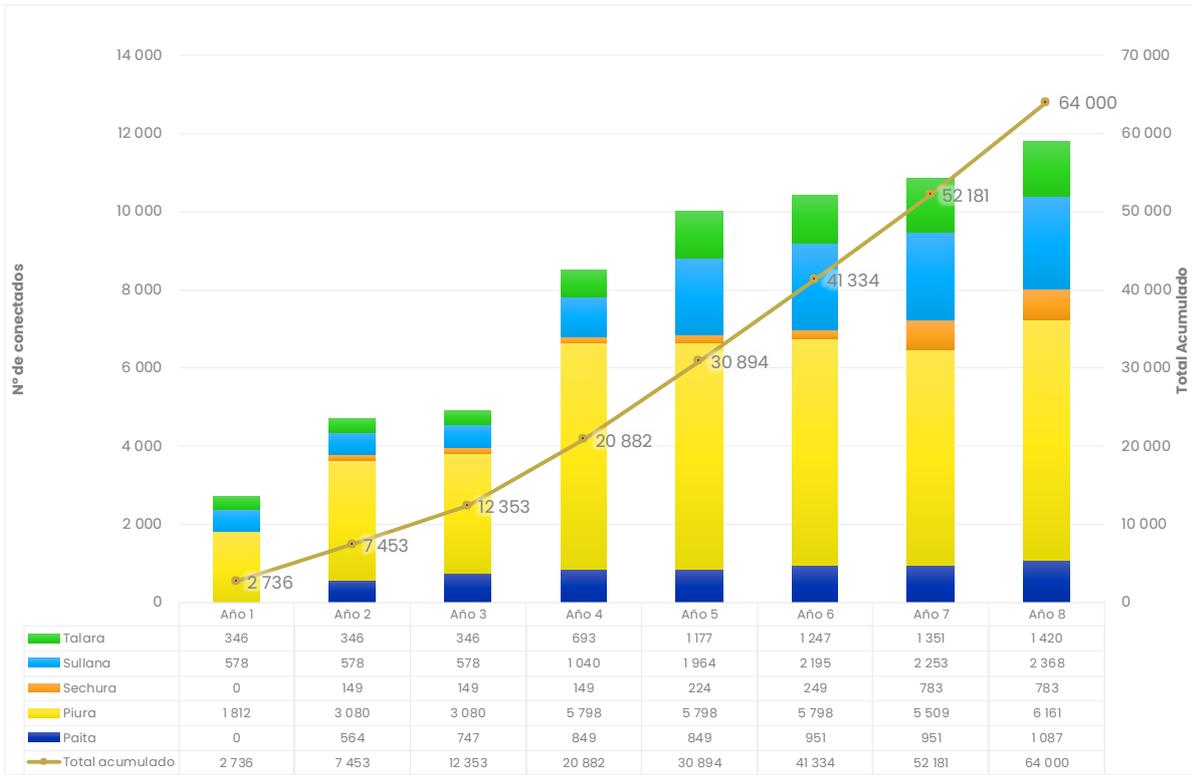
Gráfico 43. Usuarios conectados Contrato BOOT Vs Conexiones Ejecutadas



Elaboración propia. [Fuente: Reportes Conectados Gases del Pacífico al Osinergrmin]

GASES DEL NORTE DEL PERU S.A.C., tiene el compromiso de conectar 64 000 usuarios residenciales en un plazo de 8 años desde la Puesta en Operación Comercial (POC). En el Gráfico 44 se muestra también, el número de usuarios conectados de las metas anuales comprometidos en el Contrato BOOT.

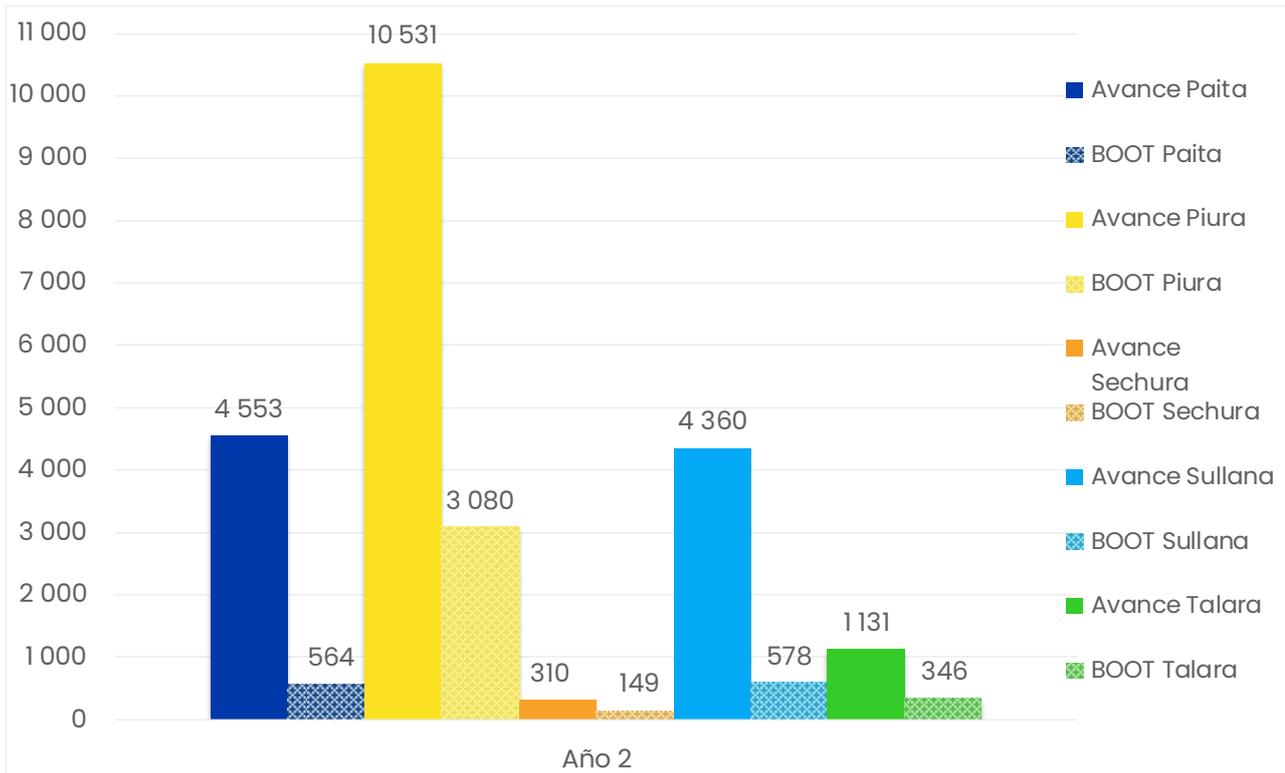
Gráfico 44. Primer Plan de Conexiones Región Piura



Elaboración propia [Fuente: Contrato de Concesión de Gas Natural Región Piura]

Al respecto, en el gráfico 45 se muestra el avance de conectados del Año 2 contractual, hasta el 30 de junio del 2024, según lo reportado por la Sociedad Concesionaria (sujeto a supervisión al cierre del Año 2 contractual, el 13 de setiembre de 2024). Es preciso señalar que la Sociedad Concesionaria cumplió con la meta BOOT correspondiente al Año 1 contractual, el cual finalizó el 13 de setiembre de 2023.

Gráfico 45. Usuarios conectados Contrato BOOT Vs Conexiones Ejecutadas (sin supervisar)



Elaboración propia [Fuente: Reportes Conectados Gasnorp al Osinergmin]

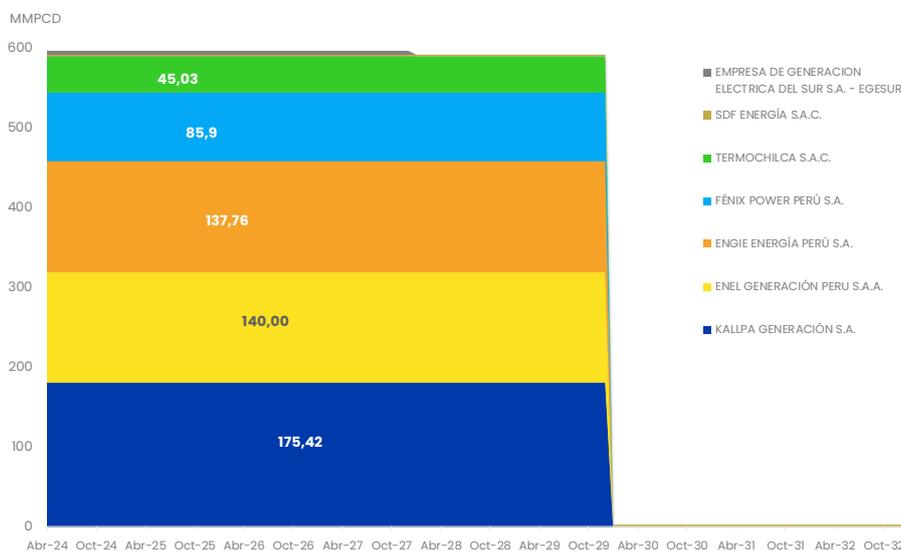
Régimen Contractual de Gas Natural en Camisea

En el mercado peruano de gas natural, la forma de contratar el suministro de gas natural depende del tipo de consumidor que califique el interesado.

La calificación de consumidor independiente (consumo $\geq 30\,000\text{ m}^3/\text{d}$) permite que el interesado pueda negociar la compra del gas natural directamente con el productor, participar en el proceso de oferta pública por el servicio de transporte del gas natural y, por consiguiente, celebrar un contrato para cada segmento. A diferencia del consumidor regulado (consumo $< 30\,000\text{ m}^3/\text{d}$) quien tendrá que contratar con el distribuidor, por lo que deberá pagar el Precio Medio del Gas, el Costo Medio del Transporte y la Tarifa de Distribución. Cabe precisar que los conceptos de Precio Medio del Gas y el Costo Medio de Transporte, solo se aplican a las concesiones de Lima e Ica, en las concesiones Norte y Suroeste no son aplicables por encontrarse en su periodo de tarifas iniciales y se les aplica la facturación según contrato de concesión.

De acuerdo a los contratos de suministro suscritos entre Pluspetrol y los usuarios independientes, en el caso de generadores eléctricos, en el gráfico 46 se muestran las capacidades contratadas de suministro desde abril 2024 hasta su término de vigencia.

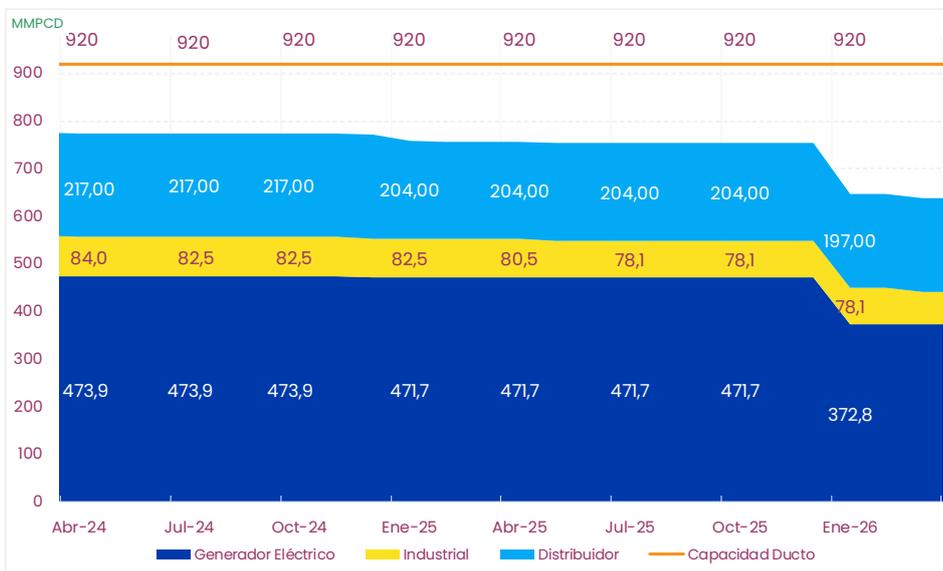
Gráfico 46. Volumen Contratado de Suministro para GEE. Pluspetrol (en MMPCD)



Elaboración propia [Fuente: Contratos de Suministro de gas natural remitidos por Pluspetrol al Osinerghmin]

De acuerdo a los contratos de Transporte suscritos bajo la modalidad de servicio firme hasta junio de 2024 entre TGP y los usuarios independientes tenemos el siguiente gráfico.

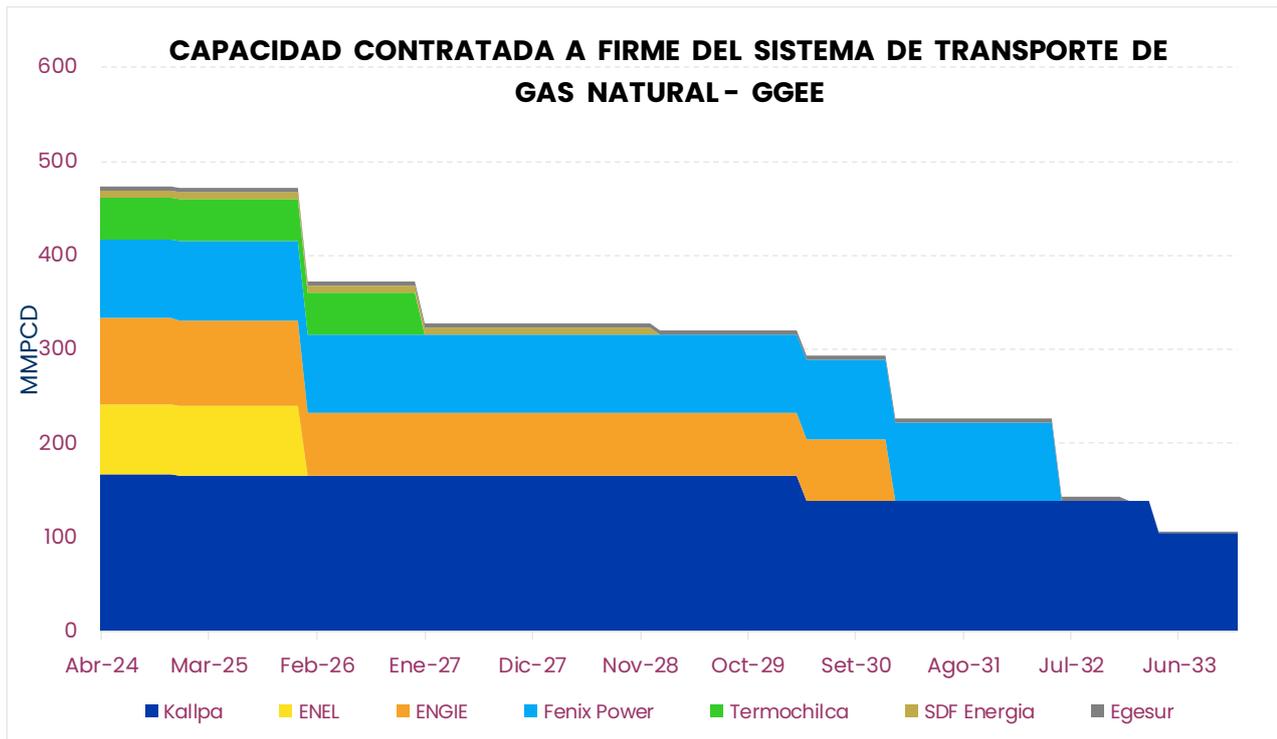
Gráfico 47. Capacidad Contratada de Transporte Firme. TgP (en MMPCD)



Elaboración propia [Fuente: Contratos de Transporte de gas natural remitidos por TGP al Osinerghmin]

Para los usuarios de mayor consumo, los generadores eléctricos, se tiene el siguiente gráfico con las capacidades contratadas a servicio firme desde abril 2024 hasta su término de vigencia.

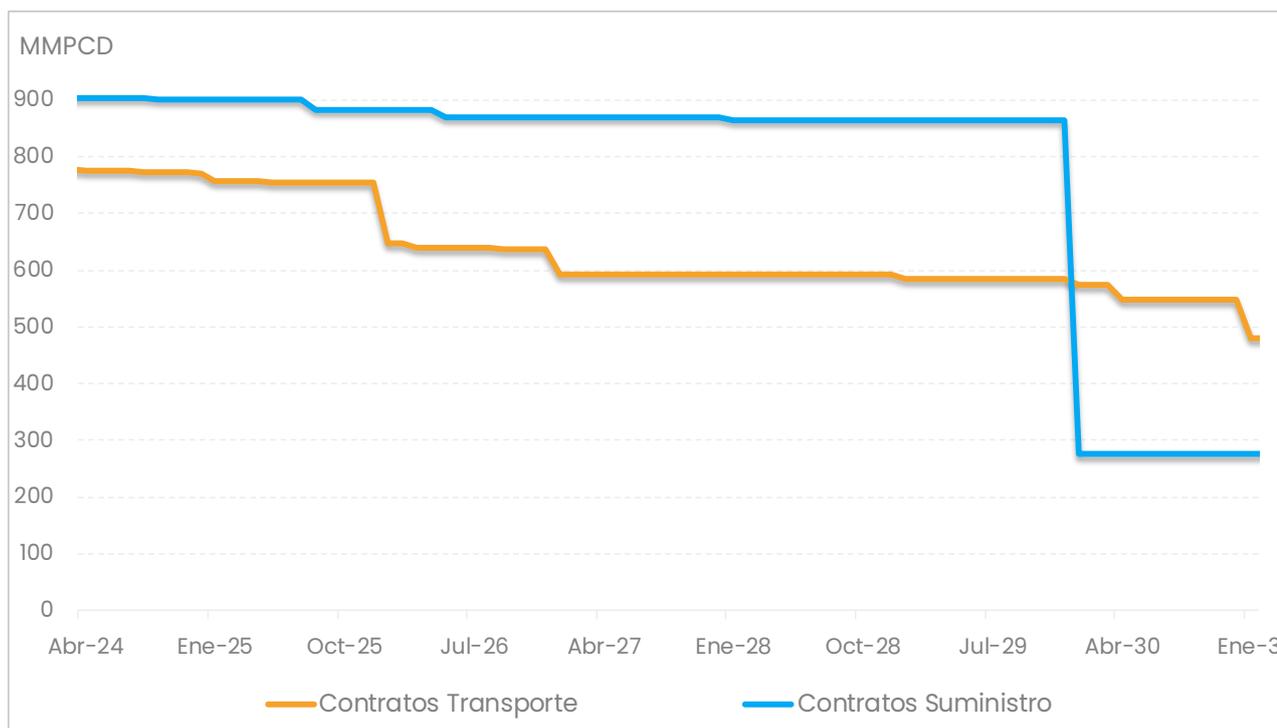
Gráfico 48. Capacidad Contratada a Firme de Transporte de Gas. Generadores Eléctricos (en MMPCD)



Elaboración propia [Fuente: Contratos de Transporte de gas natural remitidos por TGP al Osinergmin]

De los gráficos de capacidades contratadas de suministro y transporte de gas natural contratados de acuerdo a la modalidad firme, se observa en el gráfico 49 que los contratos de transporte tienen una vigencia más próxima. En el segundo trimestre de 2024, Minsur S.A. redujo su CRD de Transporte en 1,90 MMPCD, mientras que Limagas Natural Perú S.A. aumentó en 0,53 MMPCD.

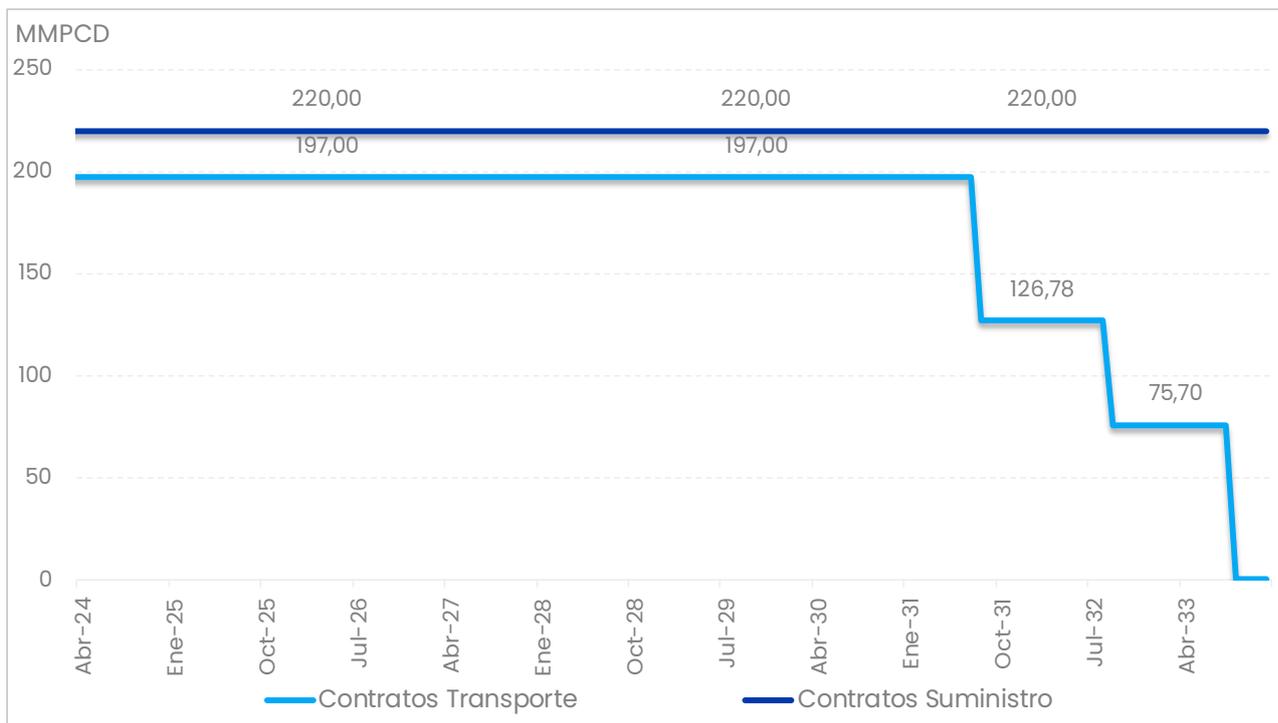
Gráfico 49. Contratos de Suministro vs. Contratos de Transporte. (en MMPCD)



Elaboración propia, [Fuente: Contratos de Suministro y Transporte de gas natural remitidos al Osinergmin]

De acuerdo a los contratos de suministro y de transporte suscritos entre Cálidda con Pluspetrol y TGP respectivamente, en el gráfico 50 se muestran las capacidades contratadas desde abril 2024 hasta su término de vigencia.

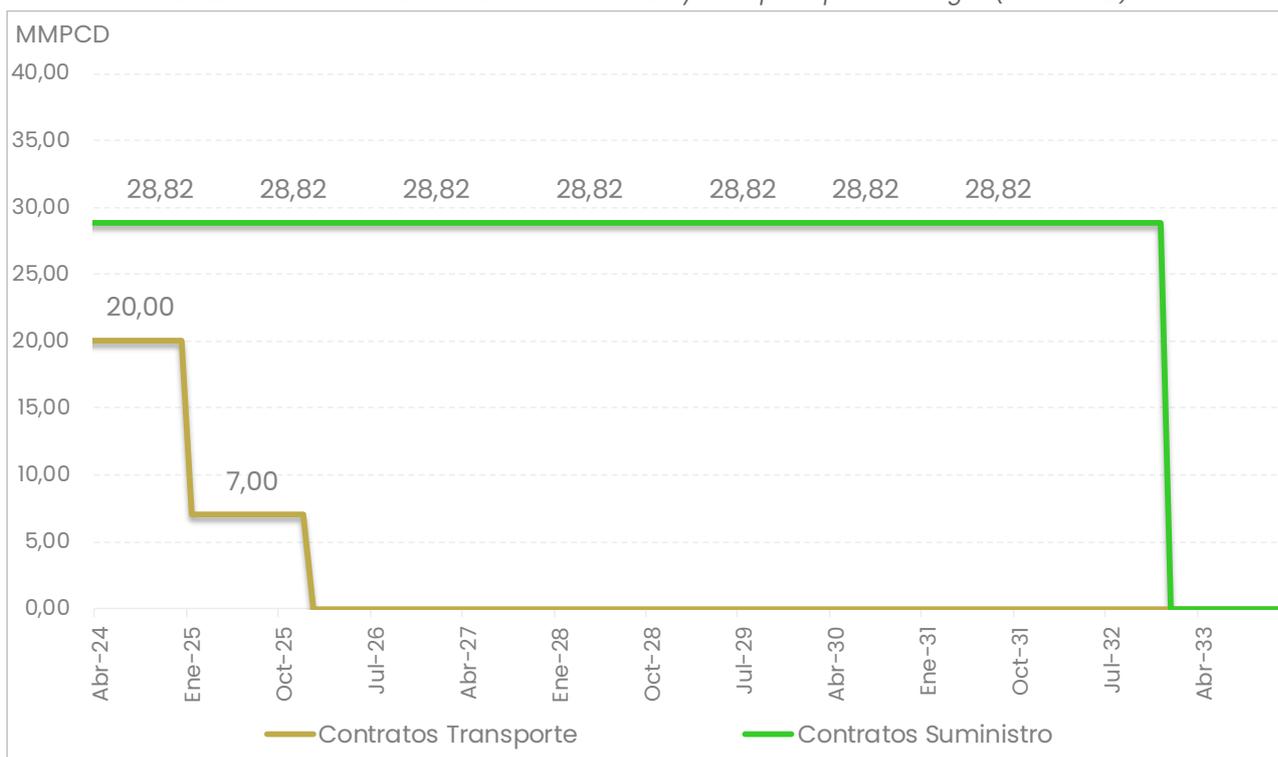
Gráfico 50. Volumen Contratado de Suministro y Transporte para Cálidda (en MMPCD)



Elaboración propia [Fuente: Contratos de Suministro y Transporte de gas natural remitidos al Osinerghmin]

De acuerdo a los contratos de suministro y de transporte suscritos entre Contugas con Pluspetrol y TGP respectivamente, en el gráfico 51 se muestran las capacidades contratadas desde abril 2024 hasta su término de vigencia.

Gráfico 51. Volumen Contratado de Suministro y Transporte para Contugas (en MMPCD)



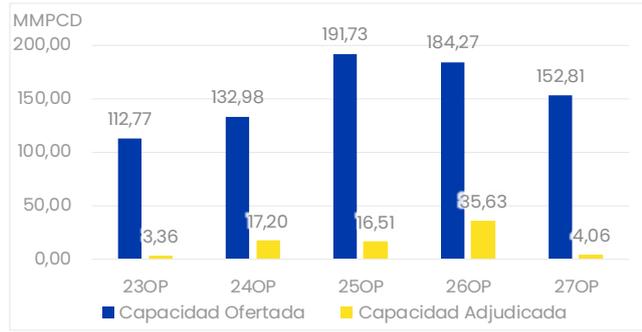
Elaboración propia, Osinerghmin [Fuente: Contratos de Suministro y Transporte de gas natural remitidos al Osinerghmin]

Oferta Pública de Capacidad de Transporte de Gas Natural

En el gráfico 52 se muestran las capacidades ofertadas y adjudicadas por TGP en las últimas cinco ediciones de los procesos de Ofertas Públicas.

En la 27ma edición de Oferta Pública realizada, el Acto de Apertura de Sobres y Admisión de Solicitudes para la Contratación del Servicio de Transporte Firme, se realizó en la fecha y hora señalada en el Cronograma del Pliego de Bases (30-10-2023, 09:00 horas) y contó con la presencia de un Notario Público. Se presentaron observaciones a las solicitudes presentadas, las cuales fueron subsanadas satisfactoriamente dentro del plazo.

Gráfico 52. Capacidad Ofertada vs Adjudicada en las Ofertas Públicas de TGP (en MMPCD)



Elaboración propia [Fuente: Pliego de Bases y Actas de Adjudicación Ofertas Públicas de TGP]

El Acto de Adjudicación de Capacidad de Transporte e inicio del periodo de negociación de Contratos de Servicio de Transporte adjudicados se realizó el 17 de noviembre del 2023, Para dicho acto, se contó con la presencia de un Notario Público, habiéndose realizado en la fecha y hora señalada en el Cronograma del Pliego de Bases (17-11-2023, a las 10:00 horas). De dichas actas se puede observar que las empresas que presentaron sobres con solicitudes de capacidad y a las que fue adjudicada capacidad fueron:

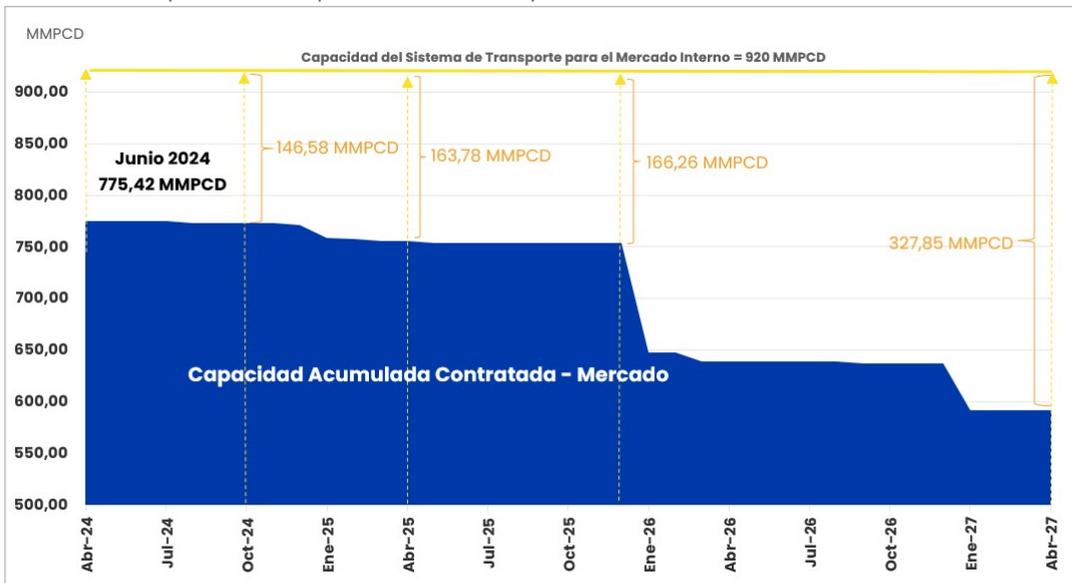
Tabla 7. Capacidades en la 27ma Oferta Pública de Capacidad de Transporte de Gas Natural.

CAPACIDAD OFERTADA			CAPACIDAD SOLICITADA Y ADJUDICADA				CAPACIDAD DISPONIBLE	
Fecha de disponibilidad	m3/día	MMPCD	Empresa Solicitante	Fecha Inicio	m3/día	MMPCD	m3/día	MMPCD
16/12/2023	3 303 212	116,65	Softys Perú S.A.C.	14/02/2024	45 000	1,59	4 214 747	148,84
			Limagas Natural Perú S.A.	02/05/2024	70 000	2,47		
01/01/2024 al 01/12/2024 (acumulativos)	1 026 535	36,25						
TOTAL	4 329 747	152,90			115 000	4,06		

Elaboración propia, Osinergmin

En el gráfico 53 se muestra la capacidad comprometida de transporte de gas natural hasta los próximos dos años de acuerdo a lo adjudicado hasta la 27ma Oferta Pública.

Gráfico 53. Capacidad Comprometida de Transporte de Gas Natural hasta la 27ma Oferta Pública



Elaboración propia [Fuente: Actas de Adjudicación Ofertas Públicas de TGP]

Mecanismo de Racionamiento para el abastecimiento de Gas Natural al mercado interno ante una declaratoria de emergencia

De acuerdo a lo establecido en el Decreto Supremo 017-2018-EM del 23 de julio del 2018, ante situaciones que afecten y originen la imposibilidad de cubrir total o parcialmente la demanda de gas natural al mercado interno, el MINEM declara la emergencia mediante Resolución Ministerial y se activa el Mecanismo de Racionamiento con Resolución Directoral, el mismo que es de cumplimiento obligatorio para los Productores, los Concesionarios de Transporte de Gas Natural por Ductos, los Concesionarios de Transporte de Líquidos de Gas Natural por Ductos, los Concesionarios de Distribución de Gas Natural por Red de Ductos, los operadores de Plantas de Licuefacción, el Comité de Operación Económica del Sistema Eléctrico Interconectado Nacional (COES) y los Consumidores de Gas Natural.



Declarada la Emergencia y activado el Mecanismo de Racionamiento, el productor debe realizar las asignaciones de volúmenes de gas natural, aplicando el orden de prioridad en la asignación de gas natural para los consumidores 1 y 2 según lo establecido en la norma. Respecto a los consumidores 3 al 6, la asignación de gas natural se aplica por prorateo.

Al respecto se aprobó mediante RCD N° 162-2019-OS/CD del 26 de septiembre de 2019, el "Procedimiento para la Supervisión y Fiscalización del Mecanismo de Racionamiento de Gas Natural" a fin de supervisar el cumplimiento de Entrega de información referida a las obligaciones previstas en el DS 017-2018, y el cumplimiento según el orden de prioridad la asignación de volúmenes de gas natural durante una situación de emergencia.

Tabla 8. Prioridad de la Asignación de Gas Natural en casos de Emergencia.

Consumidores	Asignación de Gas Natural	
1. Consumidores Residenciales y Comerciales Regulados.	100% GN requerido	
2. Establecimientos de Venta al Público de GNV, Establecimiento destinado al suministro de GNV en sistemas integrados de transporte y consumidores directos de GNV destinados al transporte público; y las estaciones de Compresión y Licuefacción de Gas Natural que abastezcan a los mencionados Agentes.	100% GN requerido	
3. Generadores Eléctricos	Prorateo	
4. Consumidores Industriales Regulados con consumos menores a 20,000 m3/día y Estaciones de Compresión y Licuefacción de Gas Natural	Prorateo	
5. Consumidores Industriales Regulados con consumos mayores a 20,000 m3/día.	Prorateo	
6. Consumidores Independientes con Contratos de Suministro y de Servicio de Transporte en Firme e Interrumpible.	Prorateo	

Elaboración propia, Osinermin

En la Tabla 9, se muestra los Mecanismos de Racionamiento activados durante el segundo trimestre del 2024, detallando la Resolución Directoral, el periodo y la causa de los mismos.

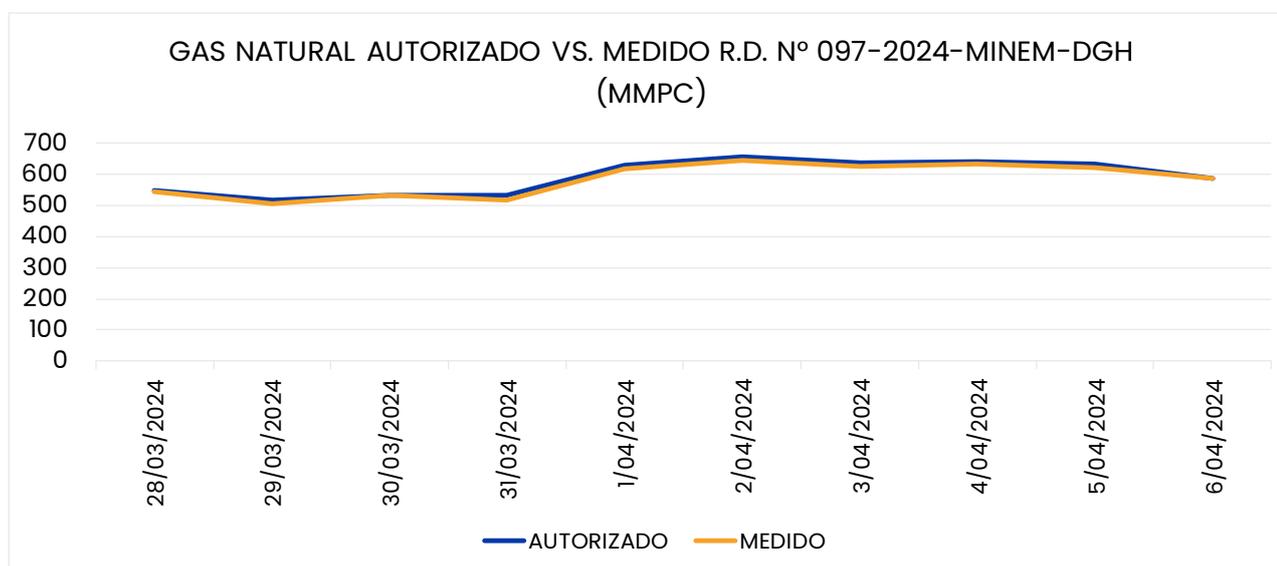
Tabla 9. Mecanismos de Racionamiento en el Segundo Trimestre 2024

Resolución Directoral	Periodo del Mecanismo de Racionamiento	Causa
RD 097-2024-MINEM-DGH	28 de marzo al 06 de abril de 2024	Trabajos de mantenimiento en Planta Malvinas (Crio - 5) y en Planta Compresora Kámani por parte de Pluspetrol y TGP respectivamente.

Elaboración propia, Osinergmin

En relación al Mecanismo de Racionamiento activado por RD 097-2024-MINEM/DGH, a continuación, en el Gráfico 54, se muestran los volúmenes de gas natural autorizados por el Transportista y los volúmenes medidos para cada día operativo. Al respecto, se observa que las empresas consumieron un volumen menor al total autorizado por el Transportista, teniendo una variación de 1,31%.

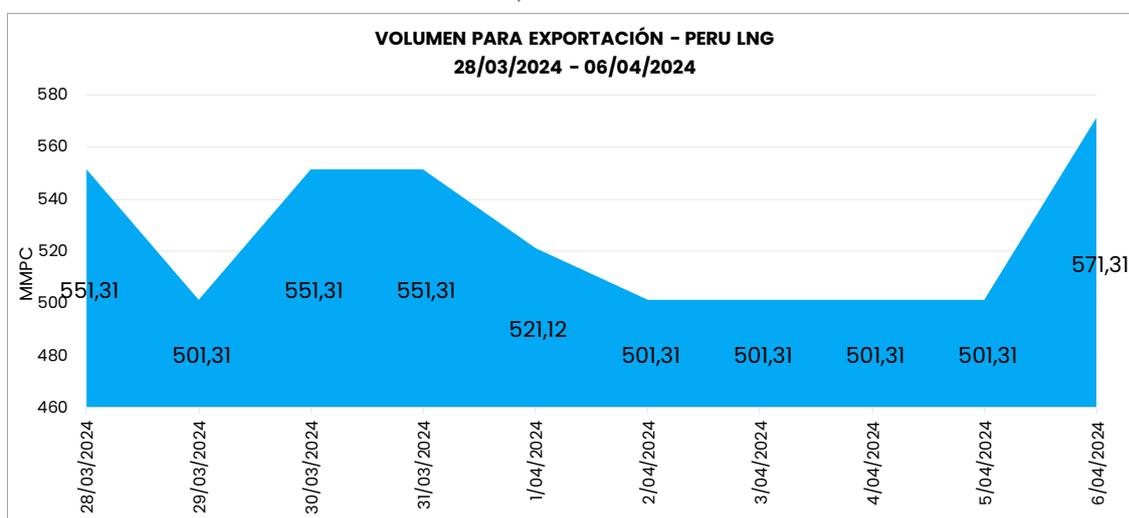
Gráfico 54. Volúmenes Autorizados y Medidos durante el periodo de Mecanismo de Racionamiento activado por RD 097-2024-MINEM/DGH



Elaboración propia [Fuente: Reportes diarios al Osinergmin]

El Gas Natural destinado a Perú LNG para exportación proveniente del Lote 56 durante el periodo de vigencia del Mecanismo de Racionamiento se muestra en el Gráfico 55.

Gráfico 55. Volumen para consumo propio PERU LNG durante el periodo de Mecanismo de Racionamiento activado por RD 097-2024-MINEM/DGH

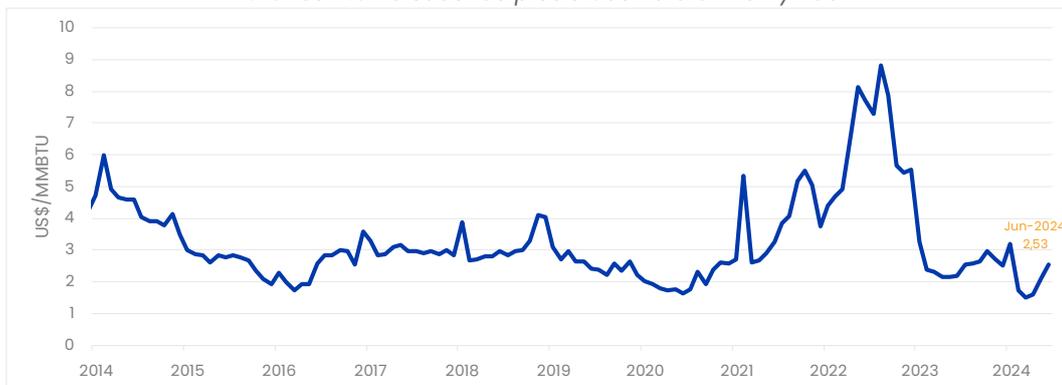


Elaboración propia [Fuente: Reportes diarios al Osinergmin]

INDICADOR DE PRECIOS DEL GAS NATURAL

Henry Hub Natural Gas es un indicador de precios de gas natural que se produce dentro de Estados Unidos cuyo punto central se encuentra en Henry Hub, Louisiana. Los precios del gas natural están determinados por el intercambio y dependen principalmente por el equilibrio entre la oferta/demanda. Además, las dinámicas de sus precios dependen de los perfiles de producción, las condiciones climáticas y en una menor extensión de los precios del crudo.

Gráfico 56. Indicador de precio Gas Natural Henry Hub

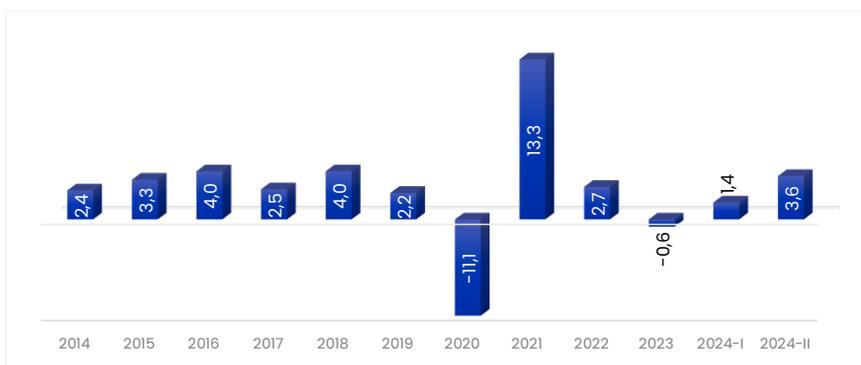


Elaboración propia [Fuente: Indicador de Precios Henry Hub]

Producto Bruto Interno en el Perú

En el año 2023, el Producto Bruto Interno (PBI) a precios constantes del 2007, registró un descenso de 0,6 %, principalmente por la reducción de la demanda interna, atenuado por el incremento de exportaciones, en un contexto de condiciones climatológicas adversas que afectaron la producción agrícola, pesquera y del sector transformación, no obstante, el incremento de la minería y del sector servicios.

Gráfico 57. Variación Anual (%) del PBI, Perú



Elaboración Propia [Fuente: Instituto Nacional de Estadística e Informática]

Índice de Precios de Combustibles

Tabla 10. Variación Porcentual Mensual de los Combustibles en el Índice de Precios al Consumidor de Lima Metropolitana. julio 2023 - junio 2024

Meses	GLP Vehicular Var. %	GNV Vehicular Var. %	Gasolina Var. %	Petróleo Var. %	Gas Propano Var. %	GN Var. %
Jul	-9,3	0,0	-2,0	-1,0	-2,3	-3,4
Ago	26,5	0,0	9,0	3,2	-1,6	-0,7
Set	13,3	0,2	3,9	4,2	1,4	0,2
Oct	-12,1	0,5	-1,0	4,1	0,0	0,0
Nov	-3,8	1,4	-4,6	3,9	0,0	5,9
Dic	-0,8	1,0	-3,3	-2,4	-5,8	0,1
Ene. 24	0,3	0,7	-4,2	-3,6	0,5	0,0
Feb	5,5	0,2	-0,9	-2,1	2,0	-2,2
Mar	1,4	0,4	3,2	3,6	1,7	1,9
Abr	-2,0	0,6	4,4	0,1	3,1	0,1
May	-1,8	0,2	-0,2	-0,3	2,0	-0,3
Jun	-1,7	0,9	-2,6	-2,6	0,0	2,3

Elaboración propia [Fuente: Instituto Nacional de Estadística e Informática]

Índice de Precios al Consumidor - Gas Natural Perú

Gráfico 58: Índice de Precio al consumidor de Gas Natural - Índice Base Dic 2021=100,0



Elaboración propia [Fuente: Instituto Nacional de Estadística e Informática]

Factores de Conversión de Unidades y Equivalencias

Volumen

Convertir de	a	Multiplicar por
Barril (bbl)	metro cúbico (m³)	0,158988
Barril (bbl)	pie cúbico (ft³)	5,61146
Galones (gal)	metro cúbico (m³)	0,00378541
Galones (gal)	litros (L)	3,78541
Galones (gal)	pie cúbico (ft³)	0,13376
Litros (L)	metro cúbico (m³)	0,001
Litros (L)	galones (gal)	0,26417
Metro cúbico (m³)	pie cúbico (ft³)	35,3147
Metro cúbico (m³)	barril US (bbl)	6,28981
Pie cúbico (ft³)	metro cúbico (m³)	0,028317
Pie cúbico (ft³)	barril US (bbl)	0,178107
Pie cúbico (ft³)	galones (gal)	7,4760

Presión

Convertir de	a	Multiplicar por
Atmósferas (atm)	bar (bar)	1,013
Atmósferas (atm)	pascal (Pa)	1,013*10 ⁵
Atmósferas (atm)	PSI (lb/pulg²)	14,7
Bar (bar)	atmósferas (atm)	0,987
Bar (bar)	pascal (Pa)	10 ⁵
Bar (bar)	PSI (lb/pulg²)	14,5
Pascal (Pa)	bar (bar)	10 ⁻⁵
Pascal (Pa)	atmósferas (atm)	0,987*10 ⁻⁵
Pascal (Pa)	PSI (lb/pulg²)	14,5*10 ⁻⁵
PSI (lb/pulg²)	bar (bar)	0,0689
PSI (lb/pulg²)	atmósferas (atm)	0,0680
PSI (lb/pulg²)	pascal (Pa)	6,894*10 ³

Energía

Convertir de	a	Multiplicar por
BTU	Calorías (cal)	252,164
BTU	Joule (J)	1,055056*10 ³
BTU	Kilowatt hora (KW.h)	2,9307*10 ⁻⁴
MMBTU	Gigajoule (GJ)	1,055
MMBTU	Kilocalorías (Kcal)	2,5191*10 ⁵
Calorías (cal)	BTU	3,96567*10 ⁻³
Calorías (cal)	Joule (J)	4,1840
Calorías (cal)	Kilowatt hora (KW.h)	1,16222*10 ⁻⁶
Gigajoule (GJ)	MMBTU	0,947817
Gigajoule (GJ)	Kilocalorías (Kcal)	2,39006*10 ⁵
Joule (J)	BTU	9,47817*10 ⁻⁴
Joule (J)	Calorías (cal)	0,239006
Joule (J)	Kilowatt hora (KW.h)	2,77778*10 ⁻⁷
Kilocalorías (Kcal)	Gigajoule (GJ)	4,184*10 ⁻⁶
Kilocalorías (Kcal)	MMBTU	3,96567*10 ⁻⁶
Kilowatt hora (KW.h)	BTU	3,412.14
Kilowatt hora (KW.h)	Calorías (cal)	8,60421*10 ⁵
Kilowatt hora (KW.h)	Joule (J)	3,6*10 ⁶

Equivalencias Usadas en GN

Convertir de	a	Multiplicar por
Barril equivalente de petróleo (BEP)	MMBTU	5,80
Barril equivalente de petróleo (BEP)	Tonelada equivalente de petróleo (TEP)	0,136
Barril equivalente de petróleo (BEP)	ft³ Gas Natural (GN)	5 800
Barril equivalente de petróleo (BEP)	m³ Gas Natural (GN)	164,2
Tonelada equivalente de petróleo (TEP)	MMBTU	42,5
Tonelada equivalente de petróleo (TEP)	Barril equivalente de petróleo (BEP)	7,33
Tonelada equivalente de petróleo (TEP)	ft³ Gas Natural (GN)	42 500
Tonelada equivalente de petróleo (TEP)	m³ Gas Natural (GN)	1 200
ft³ Gas Natural (GN)	MMBTU	0,001
ft³ Gas Natural (GN)	BTU	1 000
ft³ Gas Natural (GN)	Barril equivalente de petróleo (BEP)	0,000172
ft³ Gas Natural (GN)	Tonelada equivalente de petróleo (TEP)	0,0000235
m³ Gas Natural (GN)	MMBTU	0,0353
m³ Gas Natural (GN)	Barril equivalente de petróleo (BEP)	0,000608
m³ Gas Natural (GN)	Tonelada equivalente de petróleo (TEP)	0,00083
MMBTU	Barril equivalente de petróleo (BEP)	0,172
MMBTU	Tonelada equivalente de petróleo (TEP)	0,0235
MMBTU	ft³ Gas Natural (GN)	1 000
MMBTU	m³ Gas Natural (GN)	26,4443

Abreviaturas y Simbología Utilizada

Fuente: INTERNATIONAL SYSTEM OF UNITS.

Gas Natural			ABREVIATURA	DESCRIPCIÓN
 1 MMPC	22,09	TM GLP	BEP	Barriles equivalentes de petróleo
	21,33	TM GNL	MMBEP	Millones de barriles equivalentes de petróleo
	34,06	TM Carbón	BCF	Billones de pies cúbicos (EEUU: 10 ⁹ pies cúbicos / España: 10 ¹² pies cúbicos)
	169,35	BEP	BCFD	Billones americanos de pies cúbicos por día
	1 000	MMBTU	BLS	Barriles
	0,293	Gw-h	MBLS	Miles de barriles (10 ³ barriles)
	1 055	GJ	MMBLS	Millones de barriles (10 ⁶ barriles)
 1 m ³	35,315	PC	BPD	Barriles por día
			MBPD	Miles de barriles por día
 1 TM	1 327	m ³ GN	MMBPD	Millones de barriles por día
			BTU	British Thermal Unit (Unidad Térmica Británica)
	46,877	PC GN	MMBTU	Millones de BTU
Petróleo			Gal	Galón: equivale a 3,78533 litros (Galón de los EEUU)
 1 Barril	42	gal USA	GLP	Gas licuado de petróleo
	158,98	litros	GN	Gas natural
	0,1589	m ³	GNC	Gas natural comprimido, gas natural que ha sido comprimido a una presión máxima de 25MPa (250 bar)
 1 TM	7,19	Bls	GNV	Gas natural vehicular
			LNG	Gas natural licuado: gas natural en estado líquido a temperatura a -160°C, lo que permite reducir su volumen 600 veces para facilitar su almacenamiento y transporte.
GLP			LGN	Líquidos del gas natural
 1 TM de GLP	45,251	PC GN	m ³	Metro cúbico
	1,17	TM de GNL	m ³ STD	Metro cúbico estándar: un metro cúbico (m3) a 15°C y a una presión absoluta de 1.013 mbar
	11,44	Bls	PC	Pie cúbico
			MPC	Miles de pies cubico
CARBÓN			MPCD	Miles de pies cubico por día
 1 TM de carbón	0,0294	MMPC GN	MMPC	Millones de pies cúbico
	4,97	BEP	MMPCD	Millones de pies cúbico por día
	31,336	MMBTU	BCF	Billones de pies cúbico (Sistema Americano: 10 ⁹ pies cúbicos / Sistema Internacional: 10 ¹² pies cúbicos)
			TCF	Trillones americanos de pies cúbicos (Sistema Americano: 10 ¹² pies cúbicos / Sistema Internacional: 10 ¹⁸ pies cúbicos)
			Coma (.)	Para separar decimales
			TEP	Tonelada equivalente de petróleo
			TM	Toneladas métricas

Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minería – Osinergmin

Gerencia de Supervisión de Energía — División de Supervisión de Gas Natural

Diciembre 2024.

Equipo de Trabajo de la DSGN que preparó el Boletín

- ◆ Virginia Barreda Grados - *Gerente de la División de Supervisión de Gas Natural*
- ◆ Beatriz Adaniya Higa - *Jefe de Producción y Procesamiento de Gas Natural*
- ◆ José Unzueta Graus - *Jefe de Transporte de Gas Natural*
- ◆ Oscar Echegaray Pacheco - *Jefe de Contratos y Asuntos Regulatorios*



El contenido de esta publicación podrá ser reproducido total o parcialmente con autorización de la DSGN del Osinergmin. Se solicita indicar en lugar visible la autoría y la fuente de la información. Todo el material presentado en este reporte es propiedad del Osinergmin, a menos que se indique lo contrario.

Osinergmin no se identifica, necesariamente, ni se hace responsable de los datos vertidos en el presente documento. Las ideas expuestas en los artículos del reporte pertenecen a sus autores. La información contenida en el presente reporte se considera proveniente de fuentes confiables, pero Osinergmin no garantiza su completitud ni su exactitud. Las opiniones y estimaciones representan el juicio de los autores dada la información disponible y están sujetos a modificación sin previo aviso.

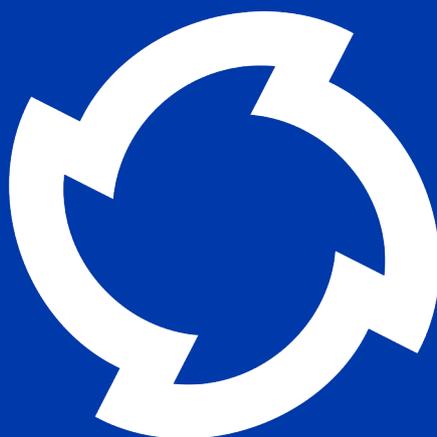
Copyright © Osinergmin – DSGN 2024

El Boletín Estadístico de Gas Natural es una publicación de la División de Supervisión de Gas Natural del Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minería, Osinergmin.

Editado por:

División de Supervisión de Gas Natural
Av. Jorge Chávez N° 154 - Miraflores - Lima -
Lima - Perú
Teléfonos: (01) 219 3410
www.Osinergmin.gob.pe

La reproducción total o parcial de este documento y/o su tratamiento informativo están permitidos siempre y cuando se cite la fuente.



Osinergmin

TRABAJANDO POR UNA ENERGÍA Y MINERÍA SEGURAS Y SOSTENIBLES