

Boletín

ESTADÍSTICO

Procesamiento, Producción y
Transporte de Gas Natural

4to Trimestre 2021



Como parte del trabajo de difusión del conocimiento que viene desarrollando la División de Supervisión de Gas Natural del OSINERGMIN, 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 OSINERGMIN.

La industria de gas y 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 a futuro. Según veremos más adelante, existe en nuestro país un mercado de gas natural con un alto potencial de desarrollo.

CONTENIDO



RESERVAS

Reservas de Gas Natural	(10)
Reservas de Líquidos de Gas Natural	(11)



PRODUCCIÓN

Producción de Gas Natural Húmedo	(12)
Producción de Líquidos de Gas Natural	(13)
Disponibilidad de Suministro de Gas Natural	(14)



PROCESAMIENTO

Gas Natural Reinyectado	(15)
Gas Natural Procesado	(15)
Productos Finales por Planta	(16)



TRANSPORTE

Transporte de Gas Natural por Lotes.	(17)
Capacidad Disponible de Transporte de Gas Natural	(18)



EXPORTACIÓN

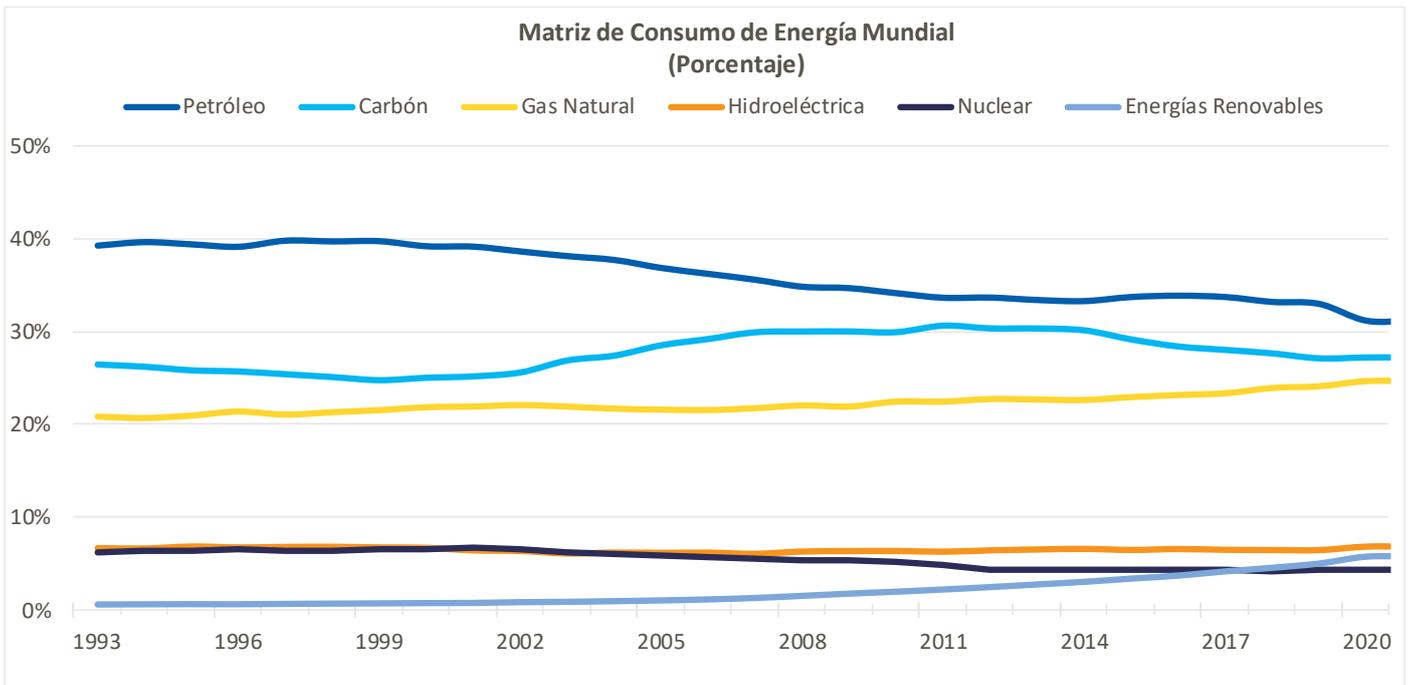
Exportación de GNL	(22)
Embarques y Despacho de GNL	(23)



INDICADORES

Reservas/Producción	(25)
Producto Bruto Interno	(35)
Precios al Consumidor de Combustibles	(35)

Gráfico 2. Participaciones del Consumo Mundial de Energía Primaria por Tipo de Combustible

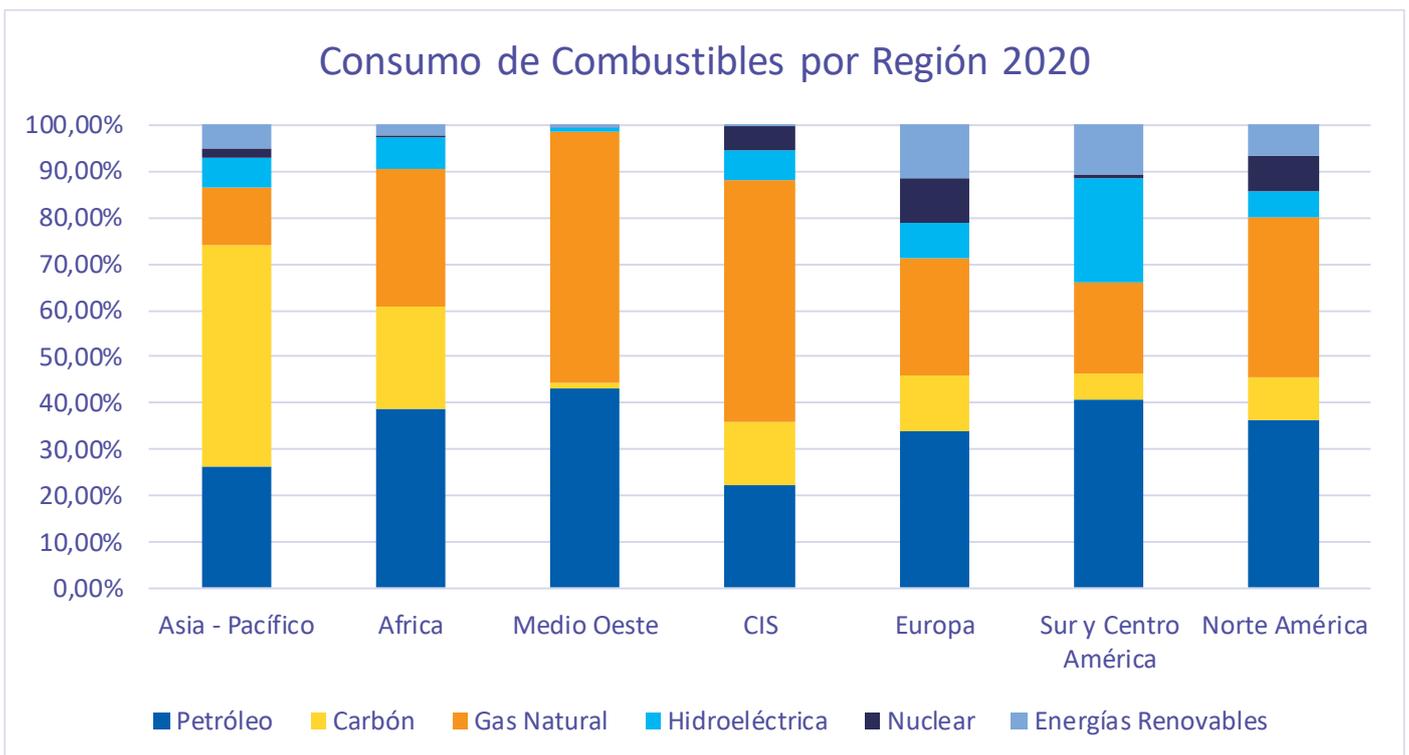


Elaborado por División de Supervisión de Gas Natural [Fuente: BP Statistical Review of World Energy, 2021]

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 combinación de energía en ambas regiones. El carbón es el combustible dominante en la región de Asia Pacífico. En el 2020, la cuota de consumo de energía primaria de carbón cayó a su nivel más bajo en Norte América y Europa, 12% y 9% respectivamente.

El petróleo se consume principalmente en Asia y América del Norte, en conjunto estas regiones representan el 60% del consumo mundial. Asia domina el consumo mundial de carbón, mientras que mas de dos tercios del consumo de energía nuclear se concentra en América del Norte y Europa . Asia, América Central y América del Sur representan casi el 60% de la energía hidroeléctrica. Más del 90% de las energías renovables se consumen en Asia, Europa y América del Norte.

Gráfico 3. Porcentaje de Consumo Regional por Combustibles, 2020.



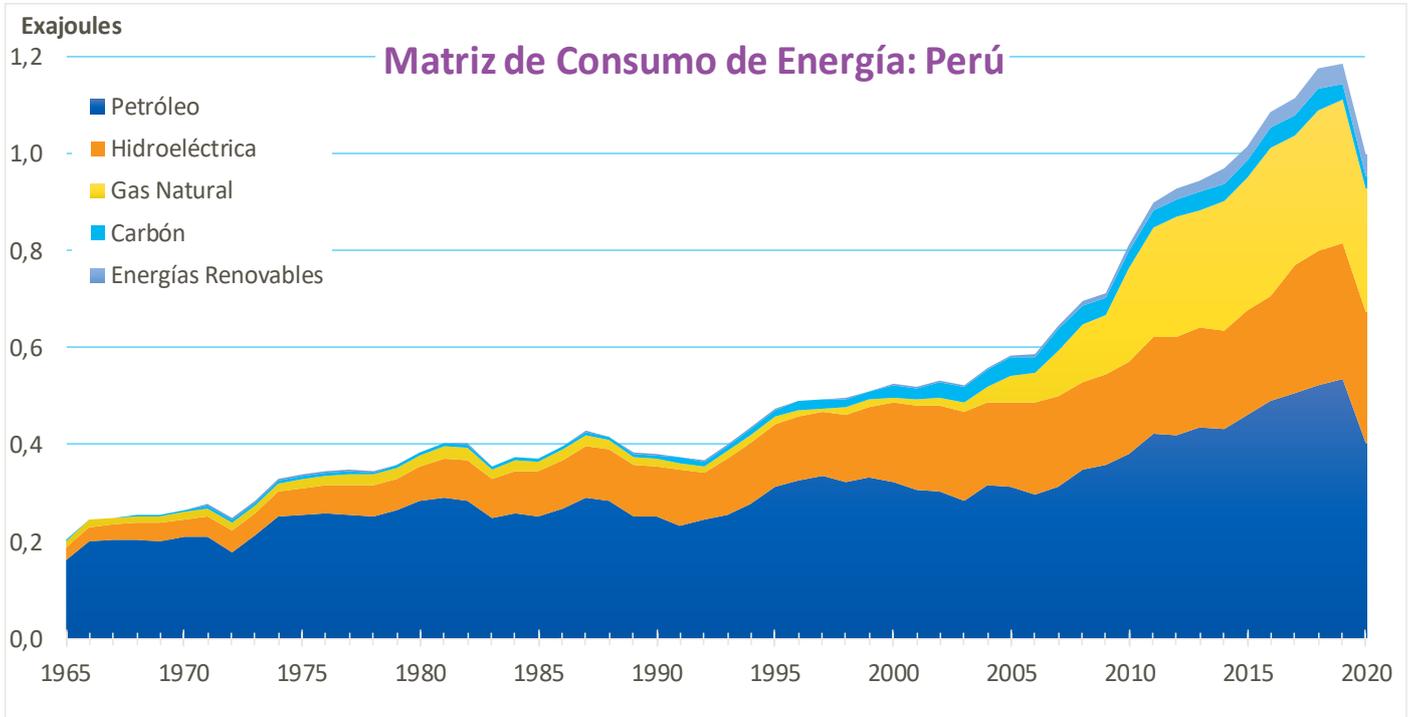
Elaborado por División de Supervisión de Gas Natural [Fuente: BP Statistical Review of World Energy, 2021]

MATRIZ ENERGÉTICA DEL PERÚ

En el 2020, el consumo energético en el Perú tuvo una disminución de 15,9%, respecto al año anterior, debido a la emergencia provocada por el COVID-19, siendo el consumo más bajo desde el 2015. En cuanto a las fuentes de energía, disminuyó el consumo del carbón en 26,6%, gas natural en 14,1%, Petróleo 24,7%, Hidroeléctrica 3,4%. Sin embargo, el consumo de energías renovables creció en 7,2%.

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

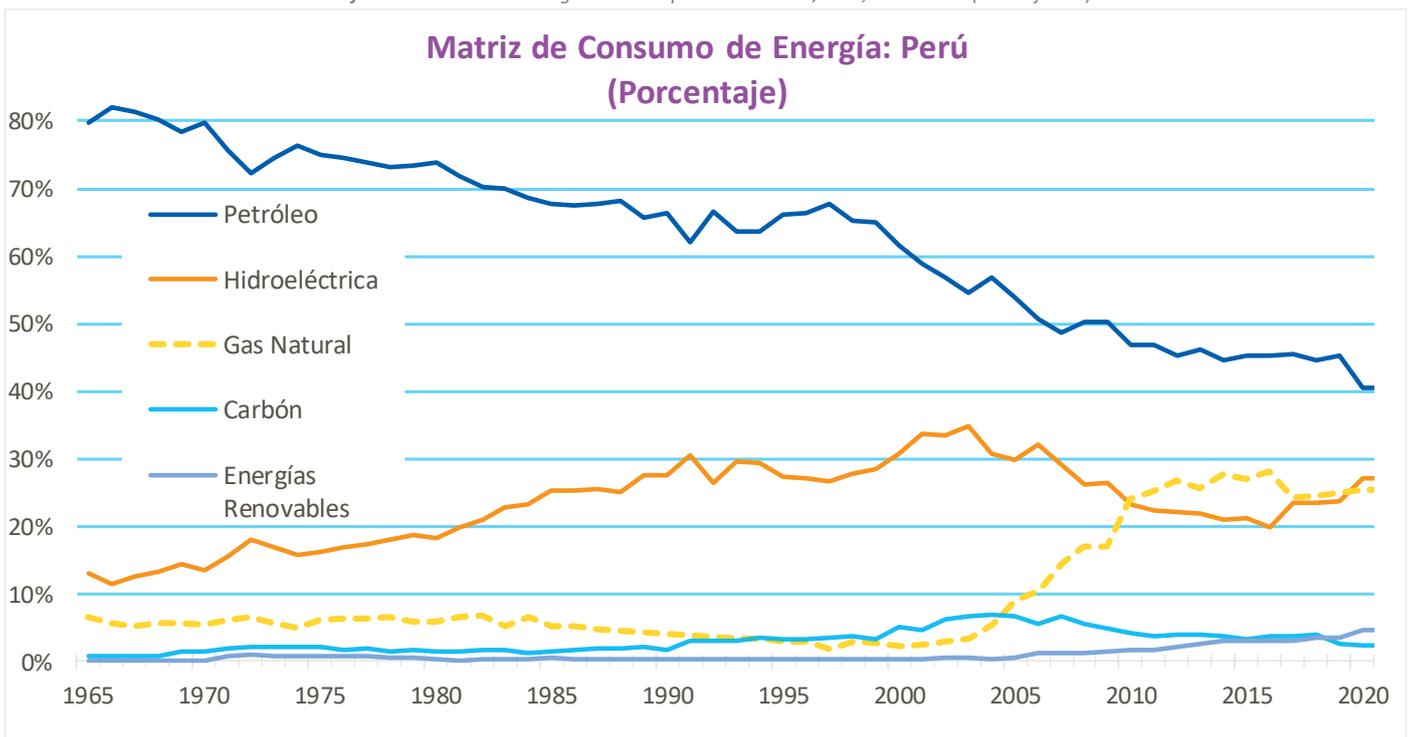
Gráfico 4. Consumo de Energía Primaria por Combustible: Perú, 1965-2020



Elaborado por División de Supervisión de Gas Natural [Fuente: BP Statistical Review of World Energy, 2021]

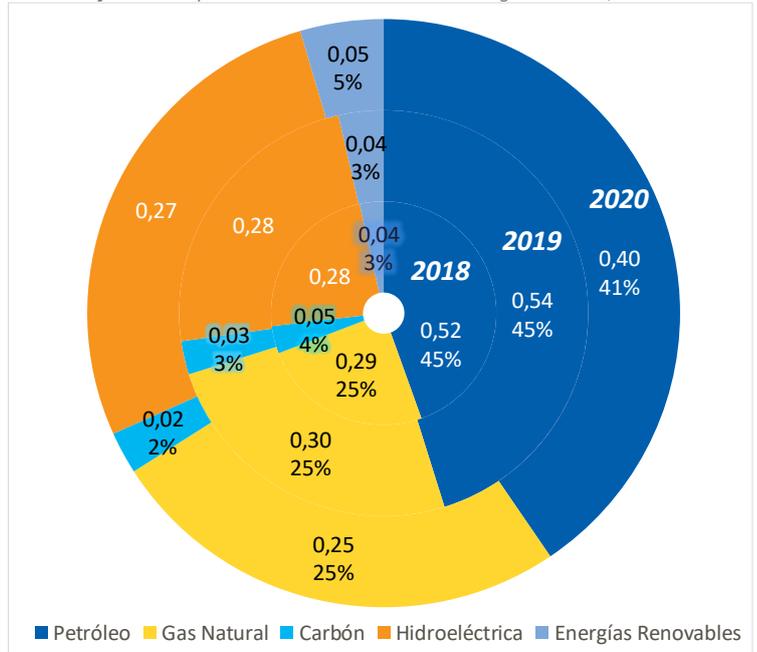
Como se observa en el Gráfico siguiente, existe una marcada tendencia al cambio en la participación en el mercado energético de cada una de las fuentes de energía, disminuyendo el consumo de carbón y el petróleo para utilizar nuevas fuentes de energía primaria más limpias, como el gas natural y las energía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

Gráfico 5. Consumo de Energía Primaria por Combustible, Perú, 1965-2020 (en Exajoules)



Elaborado por División de Supervisión de Gas Natural [Fuente: BP Statistical Review of World Energy, 2021]

Gráfico 6. Comportamiento del Consumo de Energía Primaria, Perú-2020



Elaborado por División de Supervisión de Gas Natural

[Fuente: BP Statistical Review of World Energy, 2020]

Cada año el gas natural se va posicionando en su participación en mercado energético, avanzando de 24,9% (0,30 EJ) el 2019 a tener un 25,5% (0,25 EJ) en el 2020. Caso contrario sucede con el petróleo, reduciendo 4,7% (0,14 EJ).

Asimismo, las energías renovables van escalando en su participación de la cuota de mercado al incrementarse de 3,6% en el 2019 a 4,5% en el 2020.

En el Gráfico 6 se compara el comportamiento del consumo de energías primarias en el Perú en los años 2018, 2019 y 2020, medidos en Exajoules (EJ).

En el 2020 disminuyó la participación del Petróleo y del Carbón. En cambio la participación del gas natural, Hidroeléctrica y las energías renovables aumentó.

INFRAESTRUCTURA

El crecimiento de la infraestructura de producción, procesamiento y transporte de gas natural en el país, se ha dado con mayor fuerza 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) apreciándose que existen áreas para desarrollo futuro.

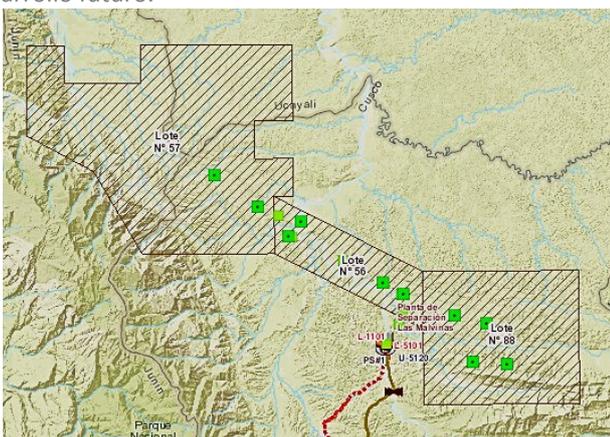


Ilustración 1. Lotes Productores en Camisea ESCALA 1:1,155,581

A) Pozos en el Lote 57: 6 Productores

Tabla 1. Infraestructura de Pozos en el Lote 57

LOCACIÓN	POZO	ESTADO
KINTERONI	KINTERONI 1X	Productor
	KINTERONI 2D	Productor
	KINTERONI 3D	Productor
SAGARI	SAGARI 7D	Productor
	SAGARI 8D	Productor
	SAGARI 4 XD	Productor

B) Pozos en el Lote 88: 14 Productores y 4 Reinyectores.

Tabla 2. Infraestructura de Pozos en el Lote 88

LOCACIÓN	POZO	ESTADO
SAN MARTÍN 1	SAN MARTIN 1	Productor
	SAN MARTIN 1001D	Productor
	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	CR1-1R	Productor
	CR1-1001D	Productor
	CR1-1002D	Productor
	CR1-1003D	Productor
	CR1-1004D	Productor
CASHIRIARI 3	CR3-ST2	Productor
	CR3-1005D-ST1	Productor
	CR3-1006D	Productor
	CR3-1007D	Productor
	CR3-1008D	Productor

C) Pozos en el Lote 56: 8 Productores, y 2 Reinyectores

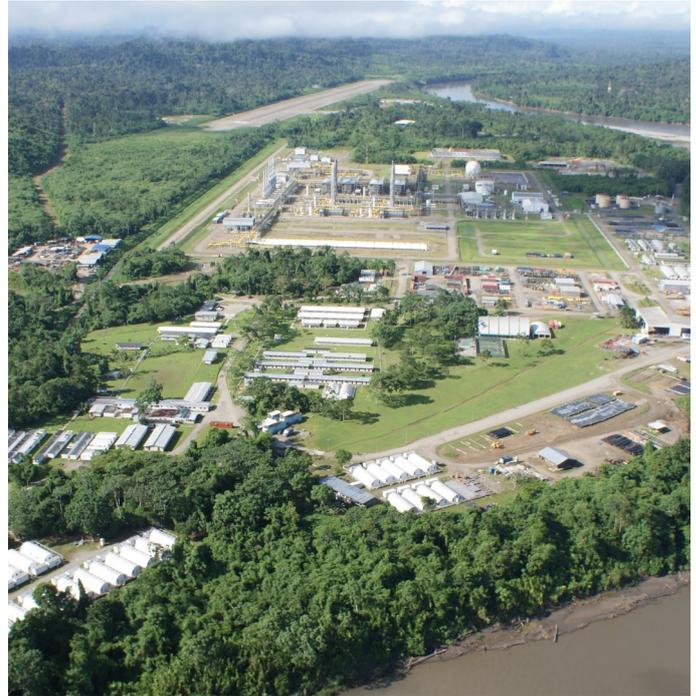
Tabla 3. Infraestructura de Pozos en el Lote 56

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

Infraestructura de Procesamiento

- A. La Planta Malvinas 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 al instalar un nuevo tren criogénico con dos turbocompresores de 240 MMPCD cada uno, cuatro módulos en el Slug Cárcher, una unidad estabilizadora de condensados de 25 000 barriles por día y una esfera de almacenamiento de 25 000 barriles .
- B. La planta 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 55,7 MPCD.
- C. La planta de fraccionamiento 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, 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 Procesadora de Gas Pariñas (UNNA Energía S.A.), ubicada en Talara, ha mantenido su capacidad de procesamiento de 44 MMPCD.
- F. La Planta Criogénica de Gas Natural Pariñas (PGP), ubicada en Talara, ha mantenido su capacidad de procesamiento inicial de 40 MM SFCD.
- G. La planta de Licuefacción de GN de Perú LNG, ubicada en 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.



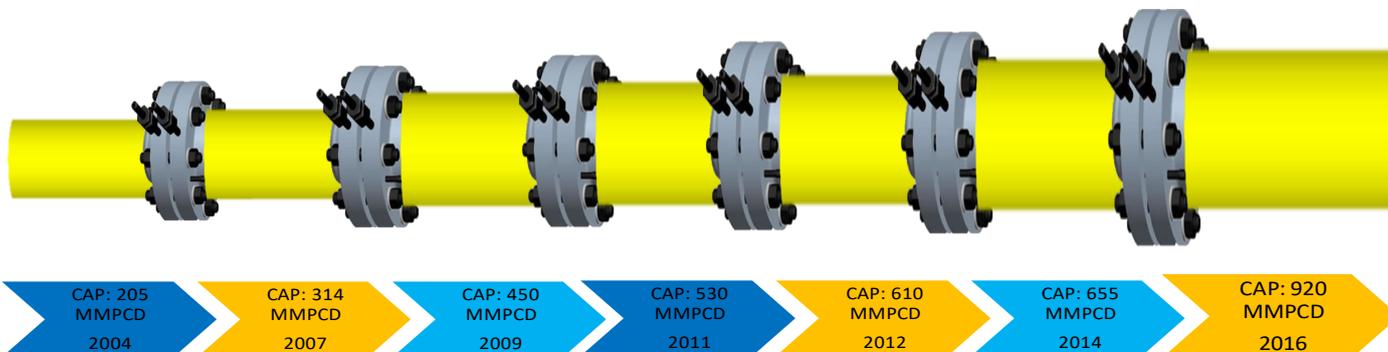
Fuente: División de Supervisión de Gas Natural, OSINERGMIN

Infraestructura de Transporte

Los sistemas de transporte de GN y LGN 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.

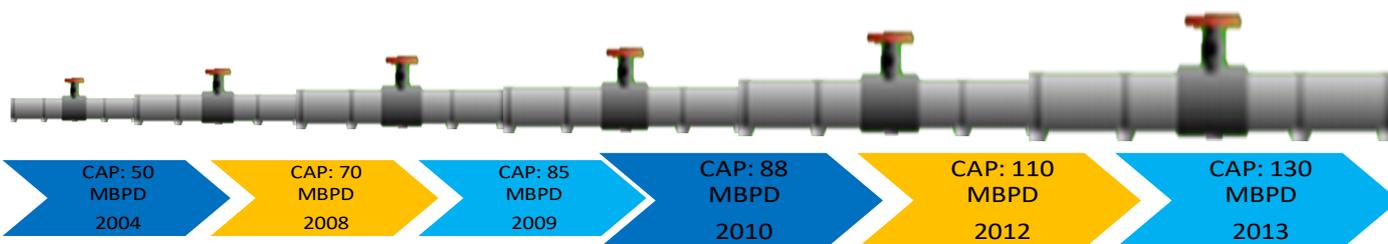
Ilustración 2. Capacidad de Transporte de Gas Natural – TgP



Elaborado por División de Supervisión de Gas Natural, OSINERGMIN

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

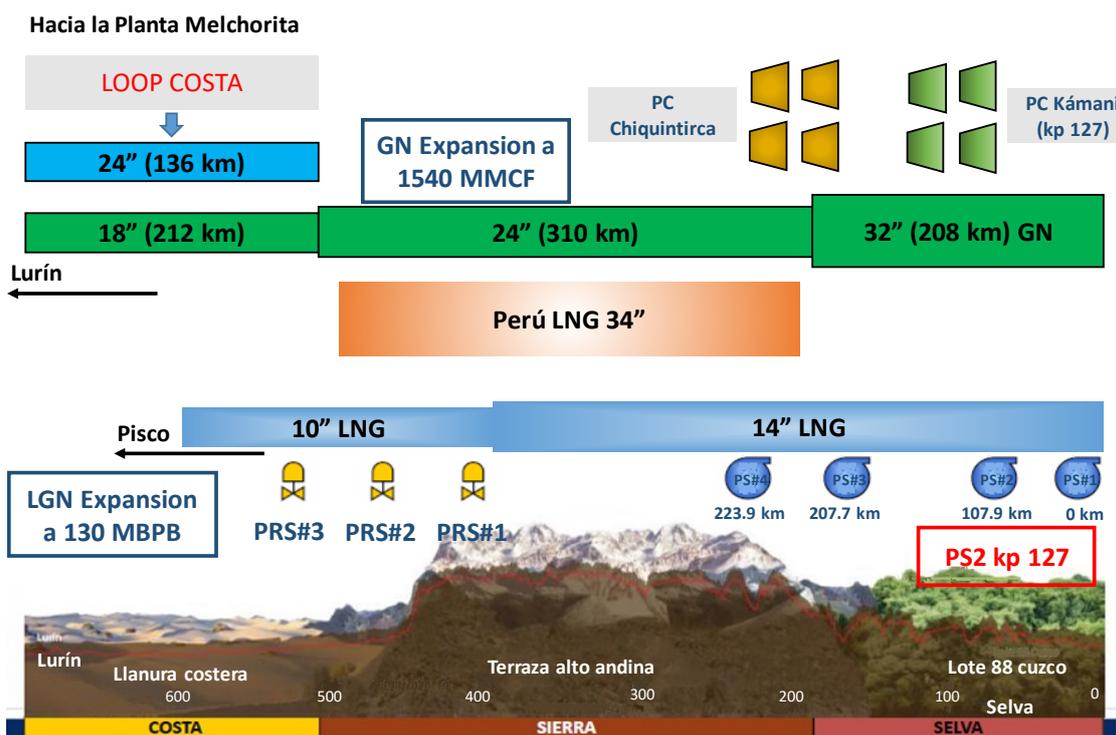
Ilustración 3. Capacidad de Transporte de Líquidos de Gas Natural



Elaborado por División de Supervisión de Gas Natural, 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, también se puede ver el ducto de Perú LNG que va desde la Planta Chiquintirca hasta la Planta Melchorita

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



Elaborado por División de Supervisión de Gas Natural, OSINERGMIN

RECURSOS DE PETROLEO

Son aquellas cantidades de petróleo 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.

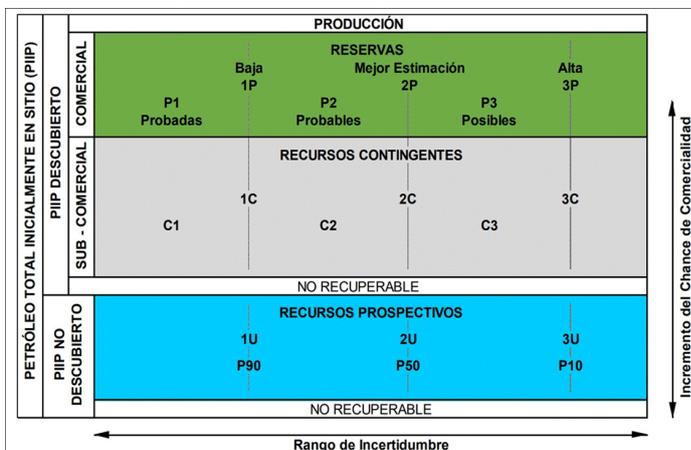
En el gráfico 7 se representa gráficamente el sistema de clasificación de recursos del Sistema de Gerencia de los Recursos de Petróleo.

RESERVAS

Son aquellas cantidades de petróleo 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.

Las Reservas son recomendadas como las cantidades de venta según lo medido en el punto de referencia.

Gráfico 7. Sistema de Clasificación de Recursos



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

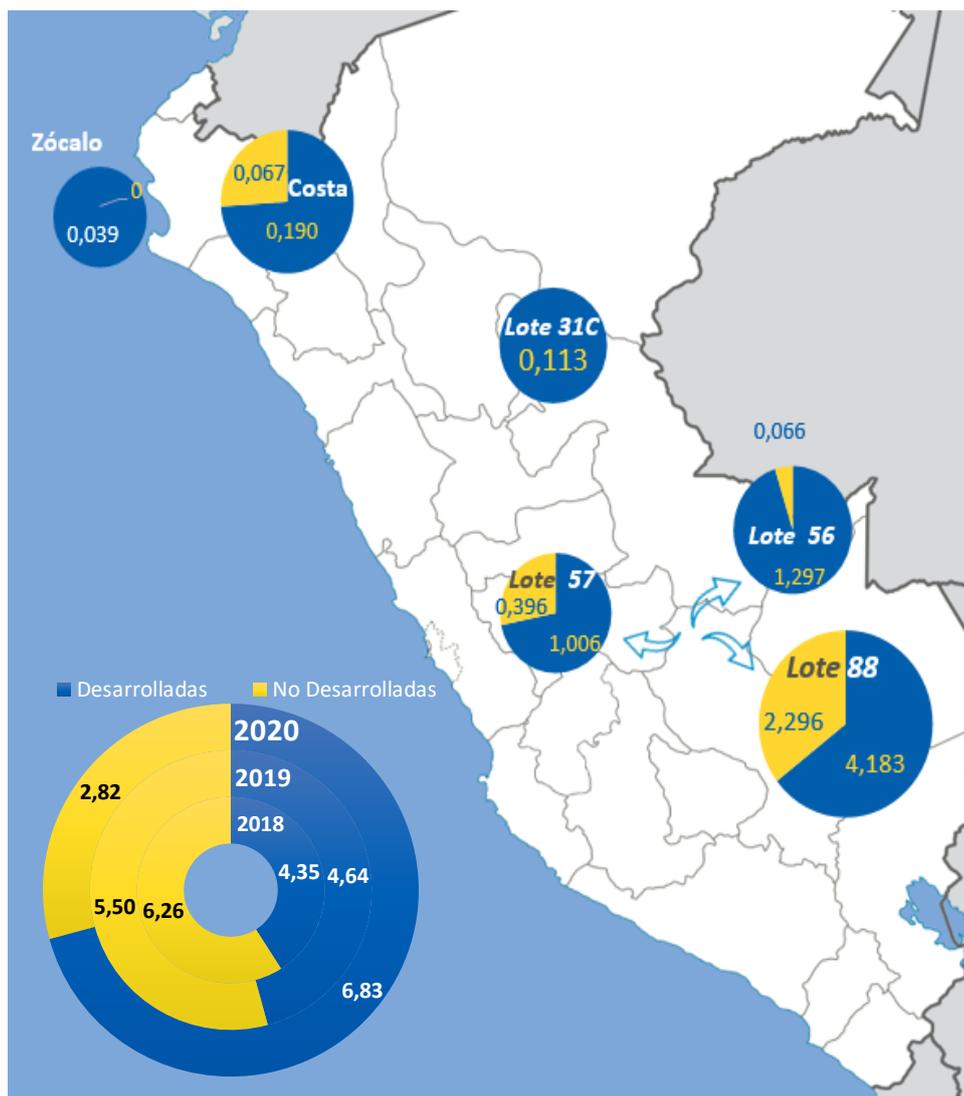
Reservas de Gas Natural

Las reservas probadas estimadas, al 31 de diciembre de 2020, han disminuido en 0.49 TCF, con respecto al estimado realizado al 31 de diciembre del año 2019. La reducción se debió principalmente a la producción (0.44 TCF) del año 2020 y actualización de los modelos de simulación de los yacimientos de Camisea con la información de ingeniería de reservorios y producción obtenida durante el año 2020.

En el Gráfico 8 se muestran los estimados de reservas probadas (Desarrolladas y No desarrolladas) de gas natural al 31 de diciembre de los años 2018, 2019 y 2020. 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 en el Gráfico 8, el mayor volumen de reservas probadas se encuentra en la selva sur del país (lotes 88, 56 y 57), que representan el 95.8 % de las reservas probadas de Gas Natural al 31 de diciembre del 2020.

Gráfico 8. Mapa de Reservas Probadas de Gas Natural por Lotes, al 31 de diciembre de 2020 *(en TC [10⁹])



Elaborado por División de Supervisión de Gas Natural

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

Las Reservas probadas son aquellas cantidades de petróleo, que mediante el análisis de datos de geociencias y de 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 de los campos Cashiriari y San Martín disminuyeron principalmente por la producción (0.44 TCF) del año 2020

Tabla 4. Reservas y Recursos para el Mercado Nacional al 31 de diciembre de 2020*

Lote	Reservas (TCF)			Recursos (TCF)	Comentarios
	1P (Probadas)	2P (Probadas + Probables)	3P (Probadas + Probables + Posibles)	Contingentes 2C	
88	6,479	7,429	7,863	0,515	Fin Contrato: 2040 / Vida útil: 2047
58	0	0	0	2,650	Fin Contrato: 2045 / Vida útil: 2047

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

Tabla 5. Reservas y Recursos para Exportación al 31 de diciembre de 2020*

Lote	Reservas (TCF)			Recursos (TCF)	Comentarios
	1P (Probadas)	2P (Probadas + Probables)	3P (Probadas + Probables + Posibles)	Contingentes 2C	
56	1,363	1,633	1,951	0,163	Fin Contrato: 2044 / Vida útil: 2047
57	1,402	1,828	2,204	0,285	Fin Contrato: 2044 / Vida útil: 2047

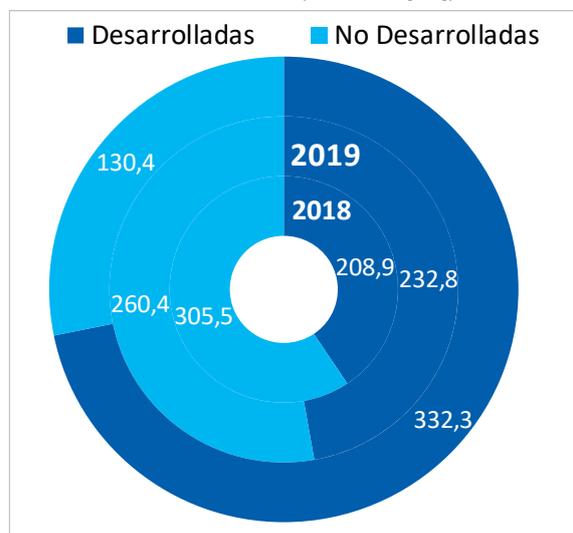
Reservas de Líquidos de Gas Natural

Las reservas probadas de Líquidos de Gas Natural estimadas al 31 de diciembre del 2020 son del orden de 462.6 MMSTB, de los cuales 457.6 MMSTB (98,9%) corresponden a la zona selva sur.

Las reservas probadas de Líquidos de Gas Natural estimadas al 31 de diciembre del 2020 disminuyeron en 30.6 MMSTB en comparación a las reservas probadas estimadas al 31 de diciembre del 2019.

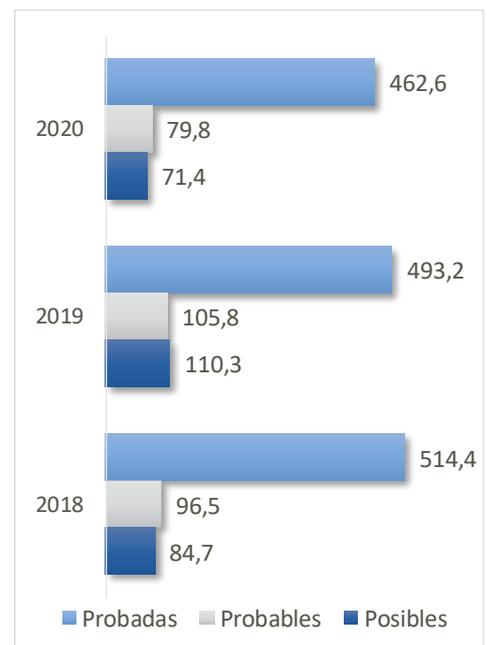
La disminución de las reservas probadas de líquidos de gas natural de debió principalmente a la producción (31.1 MMSTB) del año 2020.

Gráfico 9. Reservas Probadas de Líquidos de Gas Natural al 31 de diciembre de 2020 (en MMSTB [10⁶])



Elaborado por División de Supervisión de Gas Natural
[Fuente: Unidad de Producción y Procesamiento de Gas Natural—Osinergmin]

Gráfico 10. Reservas de Líquidos de Gas Natural al 31 de diciembre de 2020 (en MMSTB [10⁶])



Elaborado por División de Supervisión de Gas Natural
[Fuente: Unidad de Producción y Procesamiento de Gas Natural—Osinergmin]

PRODUCCIÓN

Producción de Gas Natural Húmedo

En la zona denominada Camisea se ubica la principal fuente de gas natural del país. Se encuentra ubicada en las inmediaciones del río Camisea, a unos 20 km. de la margen derecha del río Urubamba. Comprende los lotes 56, 57, 58 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 hasta el cuarto trimestre del 2021, se observa que el lote 57 aumentó su producción respecto del trimestre anterior debido a que el mercado de gas natural se encontró en condiciones normales. En el cuarto trimestre del 2021 en promedio el lote 88 produjo 1 174,92 MMPCD; asimismo, los lotes 56 y 57 produjeron 428,49 y 206,41 MMPCD respectivamente, haciendo un total de 1 809,83 MMPCD.

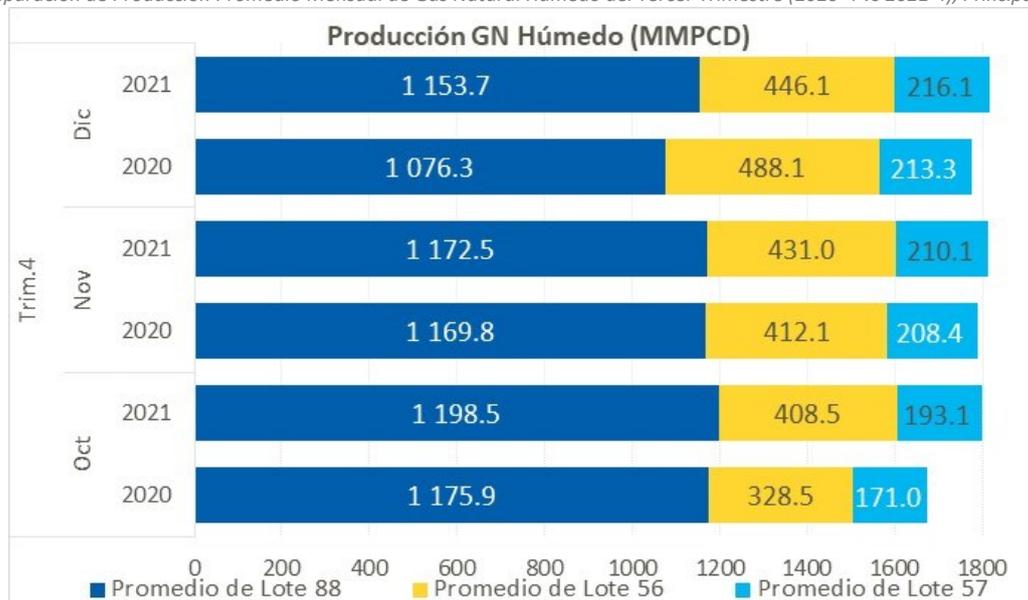
Gráfico 11. Producción Promedio Mensual de Gas Natural Húmedo al 2021, Principales Lotes (en MMPCD)



Elaborado por División de Supervisión de Gas Natural [Fuente: Reporte Diario de Pluspetrol al OSINERGMIN, 2021]

En el Gráfico 12 se observa en Camisea un aumento de la producción promedio mensual en el cuarto trimestre de este año respecto al anterior. En el cuarto trimestre del 2021 se produjo en promedio 1 174,92 MMPCD en el lote 88; 428,49 MMPCD en el lote 56 y 206,41 MMPCD en el lote 57; en comparación al cuarto trimestre del año 2020, donde se produjo en promedio 1 140,36 MMPCD; 409,53 MMPCD y 197,46 MMPCD respectivamente, de los lotes mencionados.

Gráfico 12. Comparación de Producción Promedio Mensual de Gas Natural Húmedo del Tercer Trimestre (2020-4 vs 2021-4), Principales Lotes (MMPCD)



Elaborado por División de Supervisión de Gas Natural [Fuente: Reporte Diario de Pluspetrol al OSINERGMIN, 2021]

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 Líquidos.

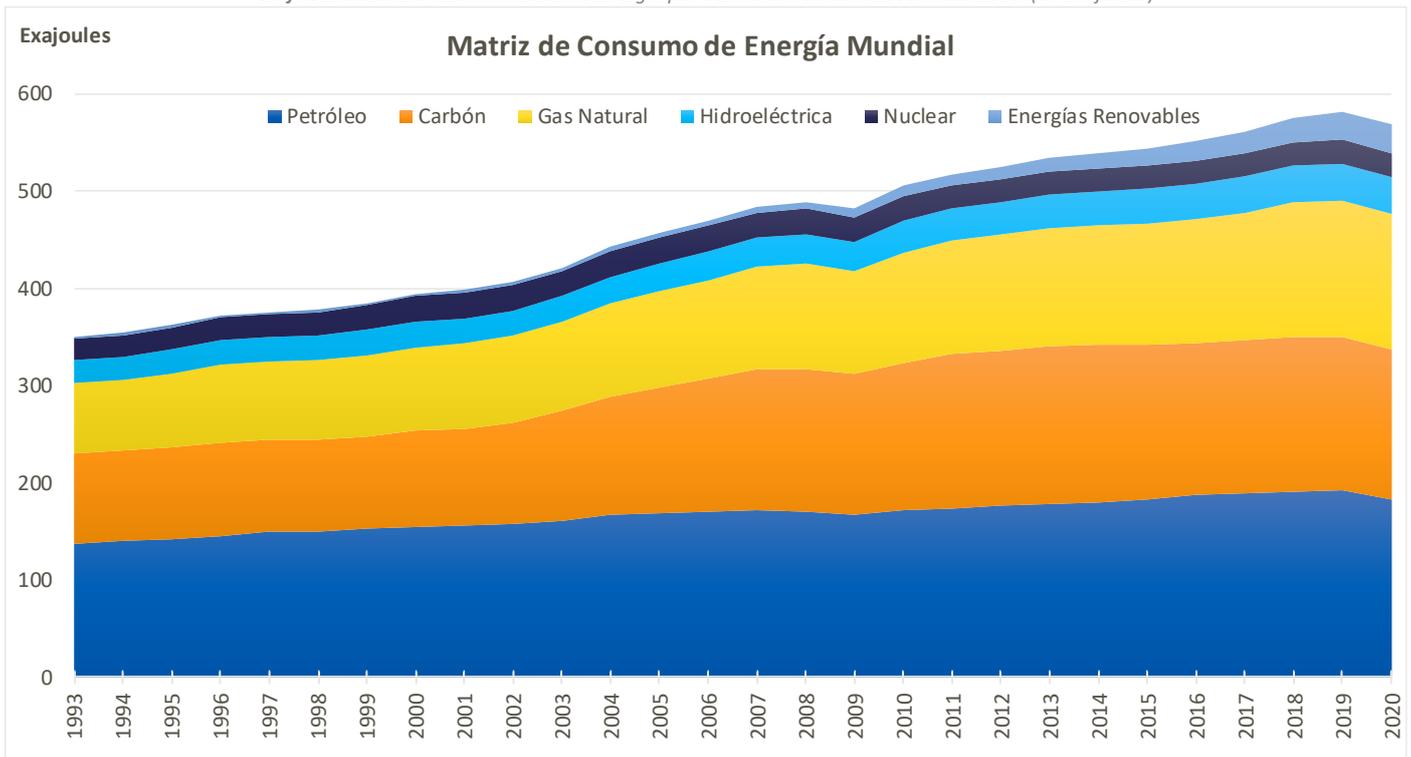
Posteriormente, en agosto del 2004 se da inicio a las operaciones comerciales del Proyecto Camisea, dando lugar a un creciente desarrollo de la industria del gas natural en nuestro país, lo cual impulsó a OSINERGMIN a replantear su organización creando así, en agosto del 2007, la Gerencia de Fiscalización de Gas Natural, con la finalidad de atender la demanda de regulación y supervisión de las actividades del 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

El consumo de energía primaria mundial disminuyó en 4,3% en el 2020, siendo el primer descenso de consumo de energía desde el 2009. Por regiones, el consumo cayó en todas las regiones, con las mayores caídas en América del Norte (-8,0%) y Europa (-7,8%). En otras regiones, como Asia-Pacífico, el descenso fue menor (-1,6%) debido al crecimiento en China (+2,1%), el único país importante donde el consumo de energía aumentó en 2020.

La caída fue impulsada principalmente por el petróleo (-9,7%), que representó casi las tres cuartas partes de la disminución. Todos los combustibles disminuyeron su consumo; tal como se muestra en el Gráfico 1:

Gráfico 1. Consumo Anual Mundial de Energía por Combustible desde 1993 hasta 2020 (en Exajoules)



Elaborado por División de Supervisión de Gas Natural [Fuente: BP Statistical Review of World Energy, 2021]

El petróleo continúa siendo el combustible dominante en el mundo (31,2%).

El carbón es el segundo combustible más utilizado, pero disminuyó ligeramente en el 2020, representando ahora el 27,2%, con un ligero aumento respecto al 27,1% del 2019. La participación tanto del gas natural como de las energías renovables aumentó a un nivel récord máximos de 24,7% y 5,7% respectivamente. Las energías renovables representan el 5,7% de la matriz energética, superando al 4,3% de la energía nuclear. La energía Hidroeléctrica aumentó en 0,4%, llegando a 6,9%, el primer aumento desde 2014.

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

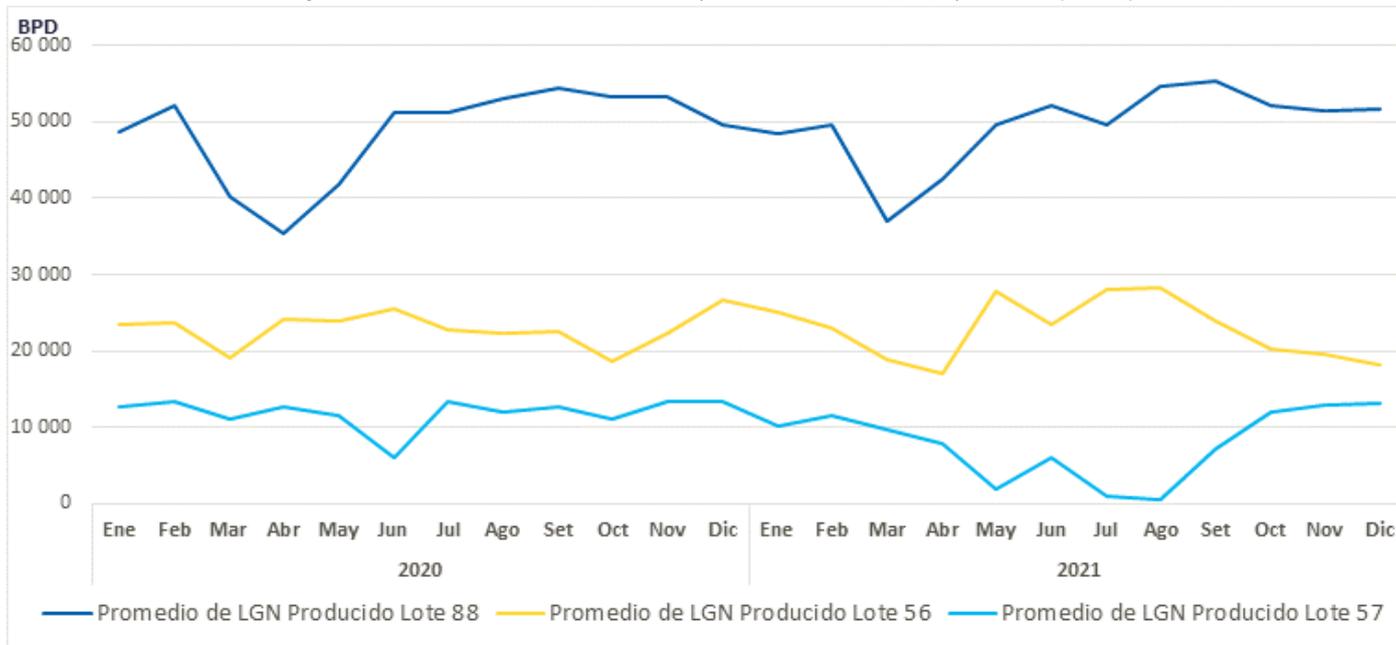
Producción de Líquidos de Gas Natural

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 cuarto trimestre del 2021, la producción de LGN fue en promedio 51,788 BPD en el lote 88, 19,306 BPD en el lote 56 y 12,694 BPD en el lote 57. La menor producción en el lote 57, se debió a la afectación en el procesamiento en Planta Malvinas por paros en la Planta de licuefacción de gas natural Perú LNG.

La producción promedio mensual en Barriles por Día (BPD) durante el 2020 y 2021 se detalla en el Gráfico 13:

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

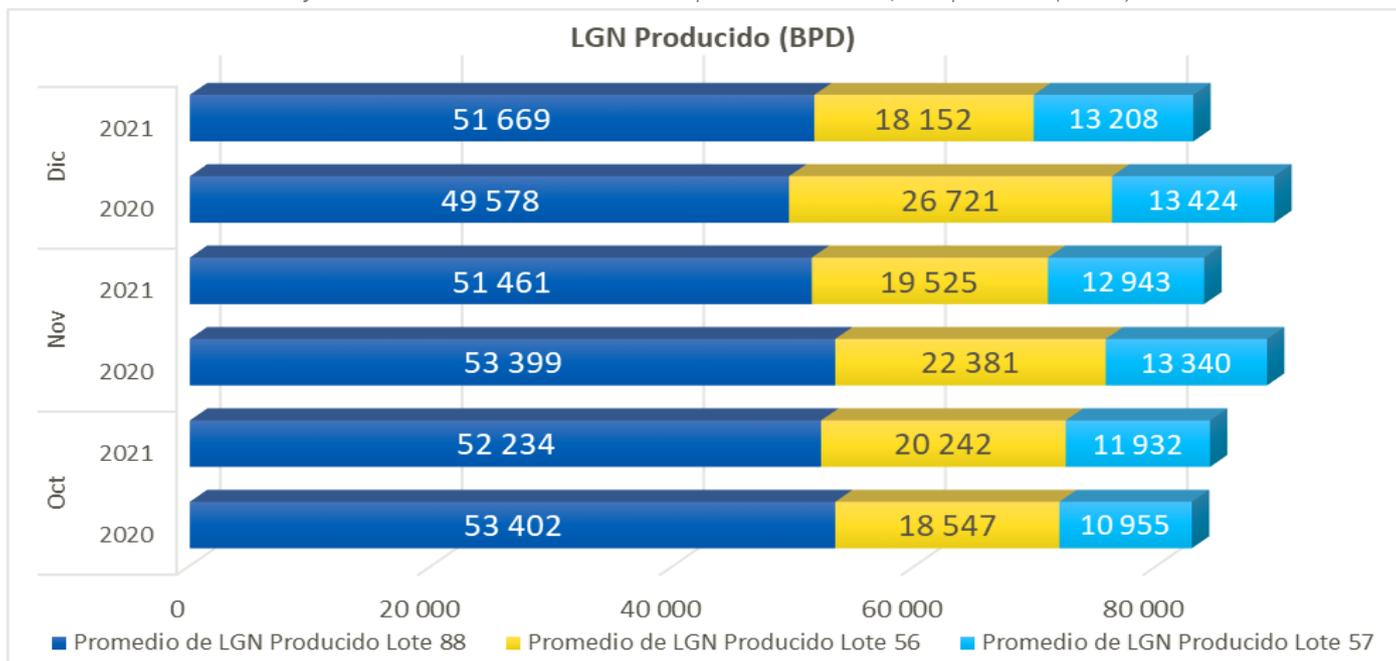


Elaborado por División de Supervisión de Gas Natural [Fuente: Reporte Diario de Pluspetrol al OSINERGMIN, 2021]

En el Gráfico 14 se compara la producción de LGN promedio mensual del cuarto trimestre del 2021 y la producción del mismo periodo del año 2020.

Se observa una disminución en la producción en el lote 56 los meses de noviembre y diciembre del 2021 respecto de los mismos meses del año 2020..

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



Elaborado por División de Supervisión de Gas Natural [Fuente: Reporte Diario de Pluspetrol al OSINERGMIN, 2021]

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 15 se muestran los promedios de venta mensual por cada uno de los lotes durante el cuarto trimestre del 2021, 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 16:

Gráfico 15. Ventas de Gas Natural Promedio

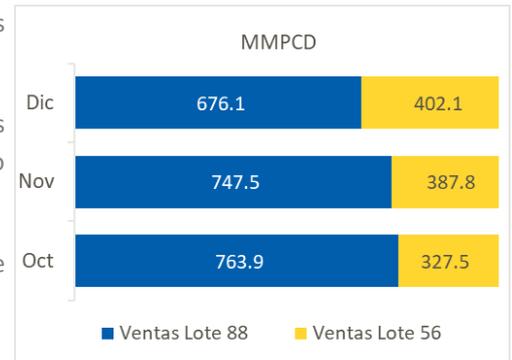
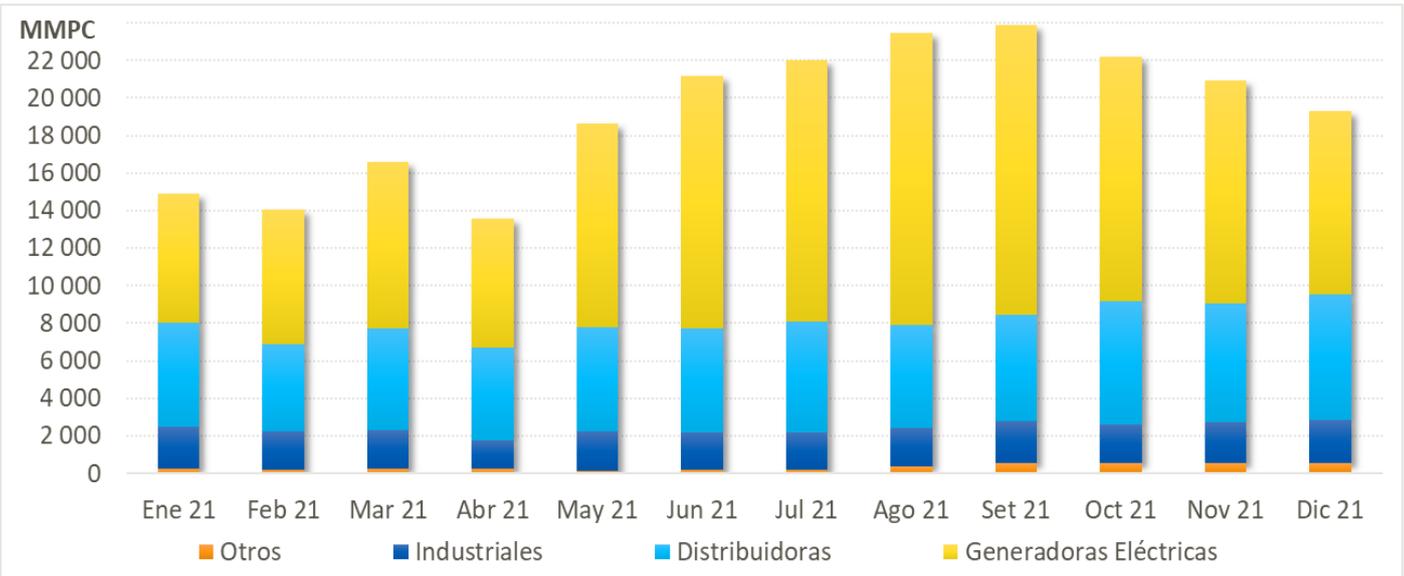


Gráfico 16. Ventas Mensuales de Pluspetrol al T3-2021, Lote 88 (en MMPC)

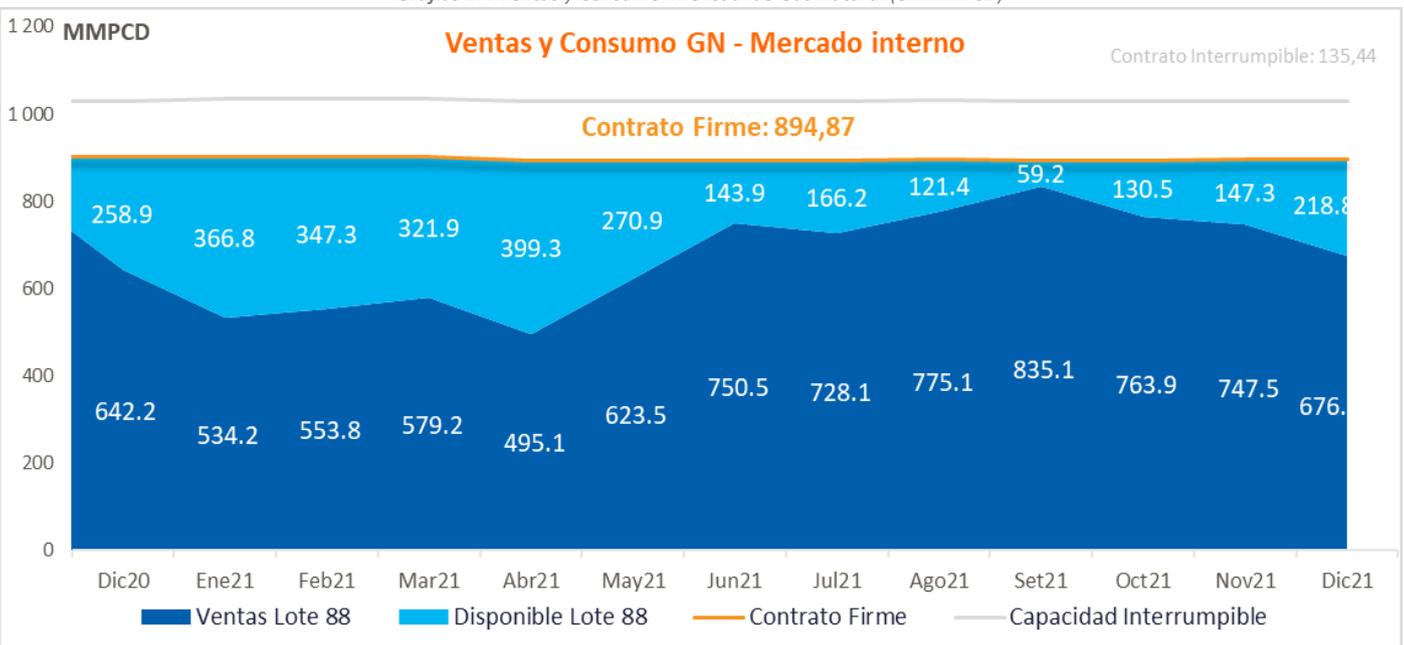


Elaborado por División de Supervisión de Gas Natural [Fuente: Informe Mensual Sobre Hidrocarburos Procesados Planta Pisco & Malvinas]

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 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 celeste en el Gráfico 17, se observa un nivel de ventas estable, con un ligero ascenso a finales del último trimestre.

Gráfico 17. Ventas y Consumo Mensual de Gas Natural (en MMPCD)



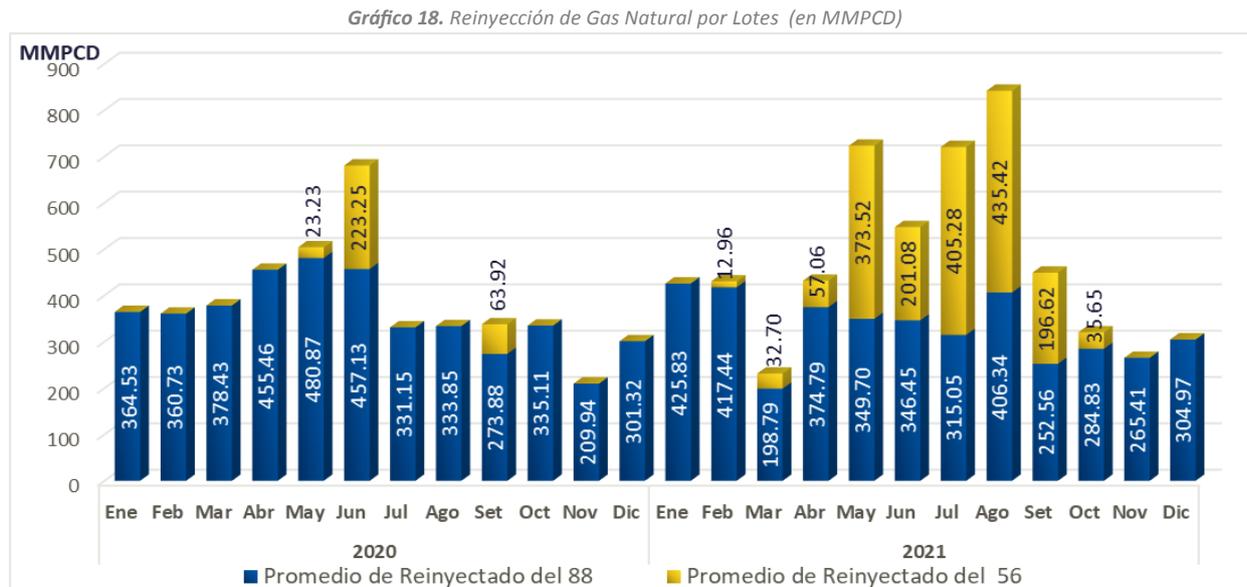
Elaborado por División de Supervisión de Gas Natural [Fuente: Informe Mensual Sobre Hidrocarburos Procesados Planta Pisco & Malvinas]

Gas Natural Reinyectado

El proyecto del Gas de Camisea se planteó de forma tal de maximizar el factor de recuperación de gas, maximizar la recuperación de líquidos asociados (Condensados y GLP), reinyectando a los reservorios, de ser necesario, el gas excedente a las necesidades del mercado.

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 inyección 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 inyecta en el yacimiento Pagoreni. Los volúmenes reinyectados se muestran en el Gráfico 18 como un promedio diario para cada uno de los meses del 2020 y 2021

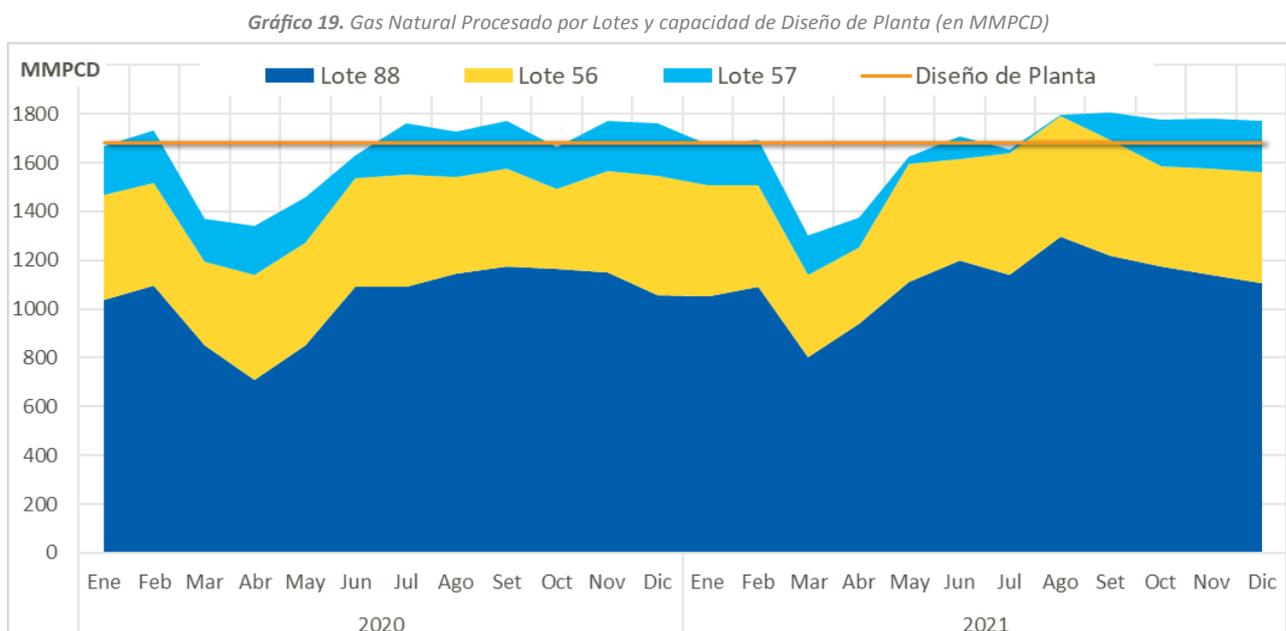


Elaborado por División de Supervisión de Gas Natural [Fuente: Reporte Diario de Pluspetrol al OSINERGMIN, 2021]

PROCESAMIENTO

Gas Natural Procesado

A la Planta de Procesamiento de Malvinas ingresa gas natural que requiere ser procesado para separar los líquidos de Gas Natural del gas natural seco y otros componentes no deseados, en el Gráfico 19 se observa que en ciertas ocasiones se procesa mayor volumen de gas natural por lo cual se infiere que se está operando dentro del rango de flexibilidad (rango entre el valor de diseño y el de operación) de la Planta Malvinas, siendo su capacidad de diseño de 1 680 MMPCD.



Elaborado por División de Supervisión de Gas Natural [Fuente: Reporte Diario de Pluspetrol al OSINERGMIN, 2021]

Planta Pisco

Los Líquidos de Gas Natural son trasladados 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 en el cuarto trimestre del 2021, 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 .

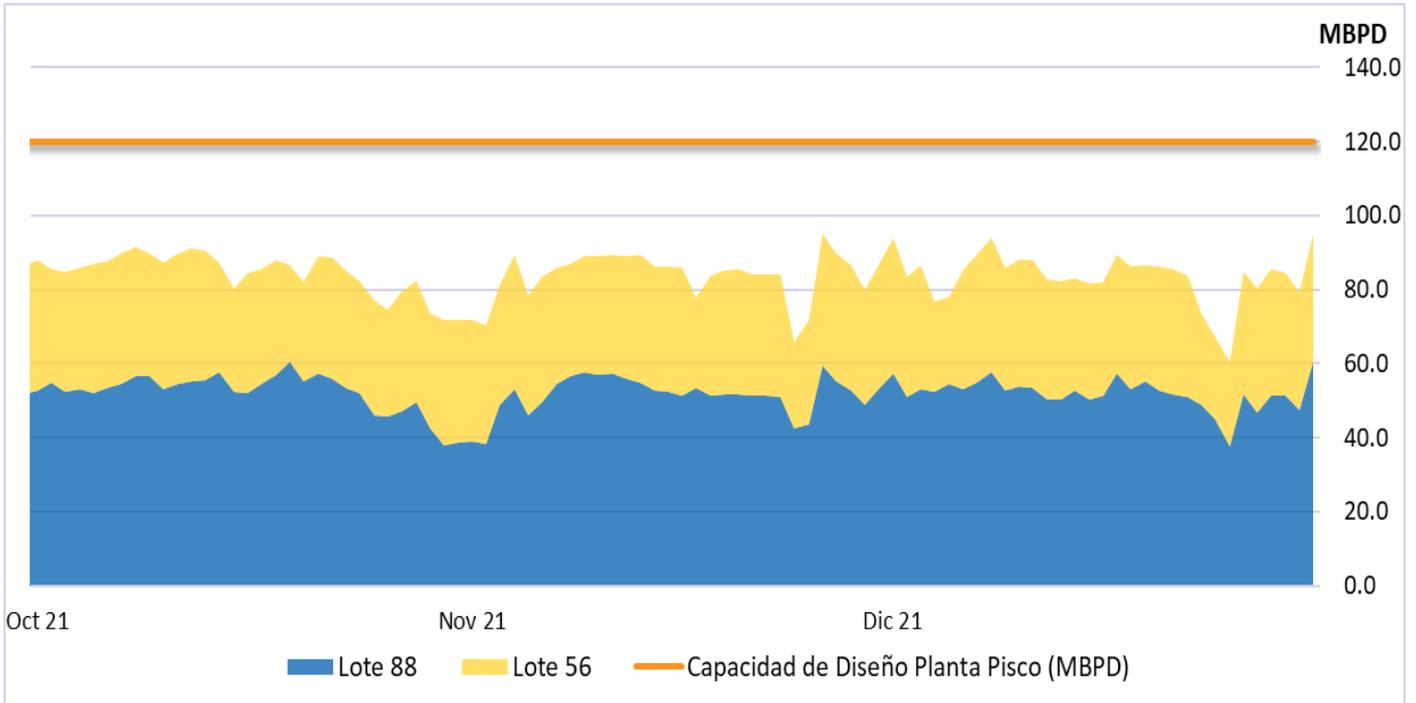


Gráfico 20. Líquidos de Gas Natural Procesados por Lote y capacidad de Diseño de Planta Pisco (en MBPD)
División de Supervisión de Gas Natural [Reporte Diario de Pluspetrol al OSINERGMIN, 2021]

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 Diésel.

En el Gráfico 21 se muestra la producción promedio mensual de la Planta Pisco, donde se evidencia una producción estable en los meses del cuarto trimestre 2021.

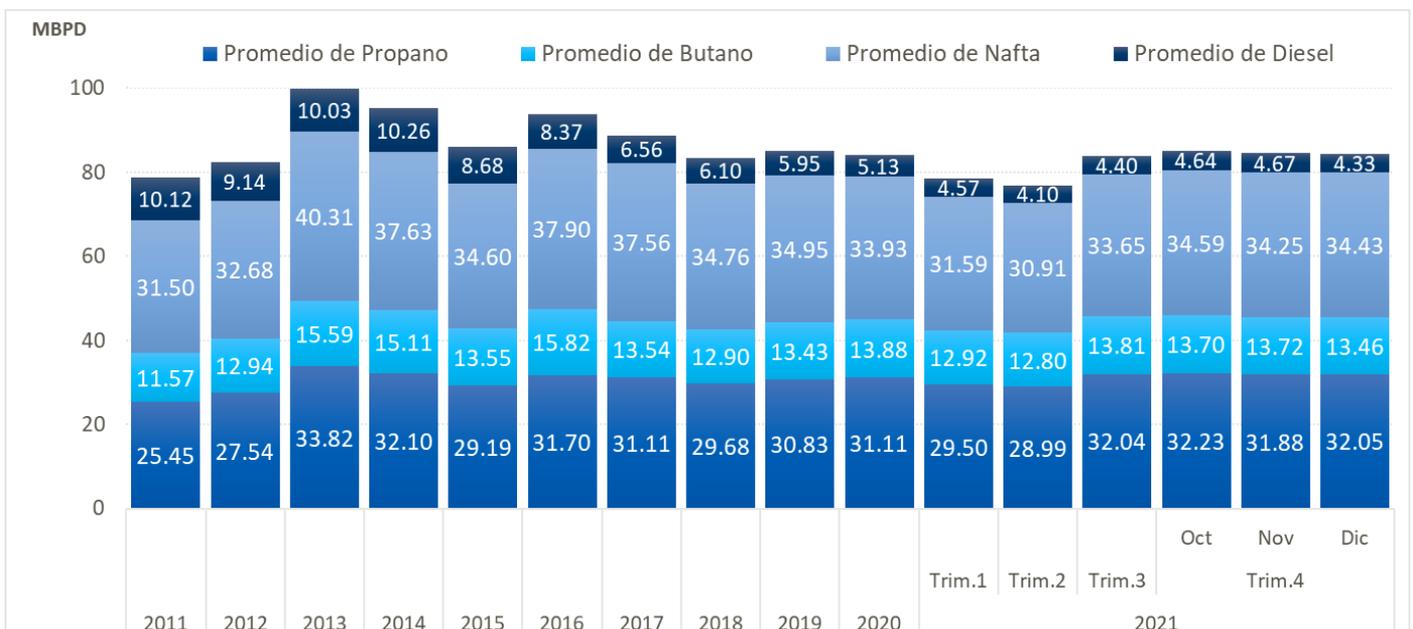


Gráfico 21. Productos Finales Obtenidos del Procesamiento de Líquidos de Gas Natural (en MBPD)
División de Supervisión de Gas Natural [Reporte Diario de Pluspetrol al OSINERGMIN, 2021]

TRANSPORTE

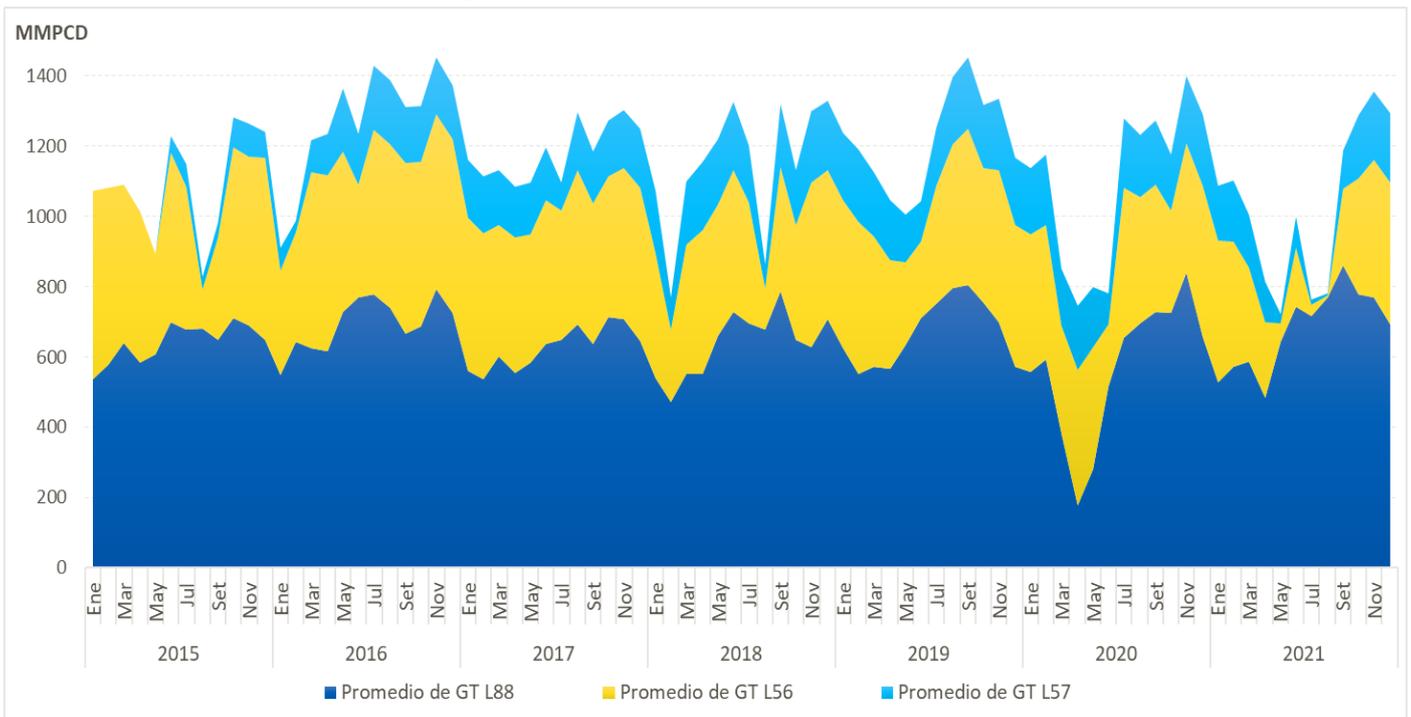
Transporte de Gas Natural

La concesión de Transporte de Gas Natural por ductos está a cargo de Transportadora de Gas del Perú S.A. (TgP). En el Gráfico 22 se representa el volumen promedio diario transportado por cada mes y por cada lote.

El volumen promedio transportado mensualmente durante el cuarto trimestre del 2021 se encuentra representado en el Gráfico 23, en el cual también se compara con el mismo periodo del año anterior.

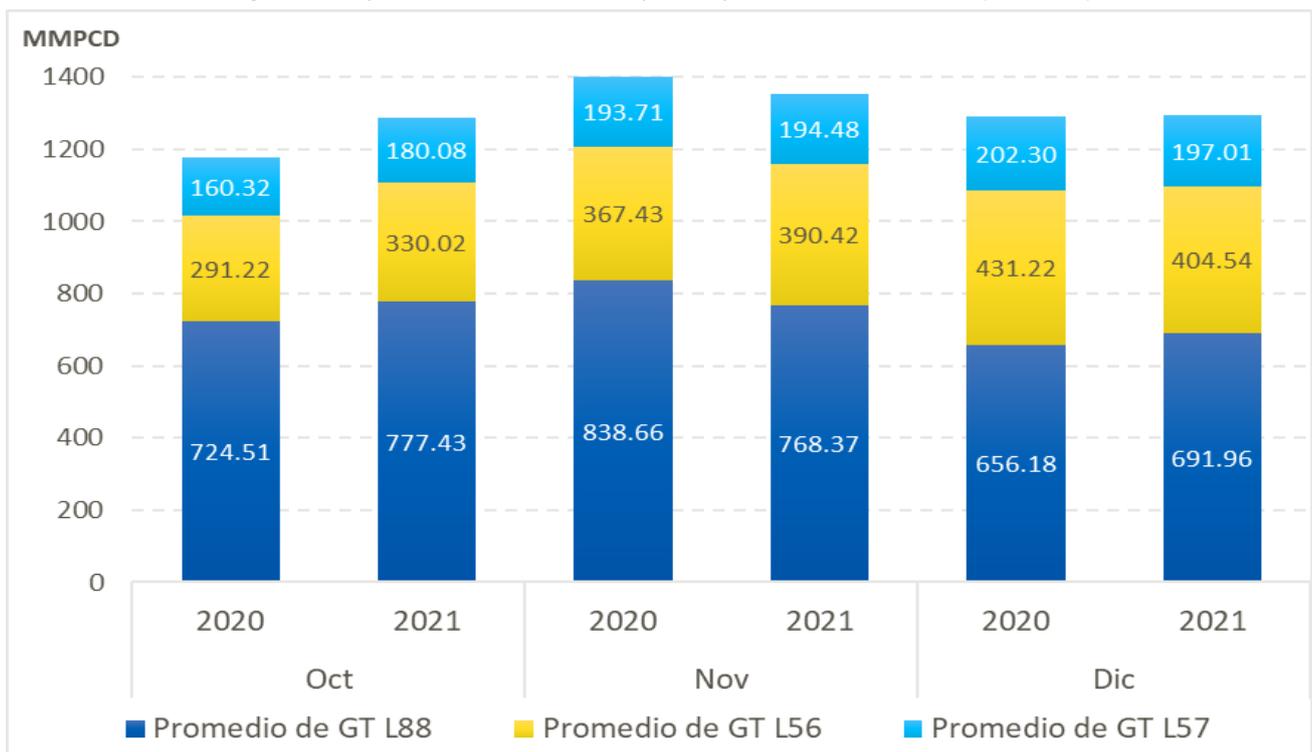
El promedio diario de gas transportado durante al cuarto trimestre del 2021 presenta un aumento de alrededor de 1,78% respecto al mismo trimestre del año anterior.

Gráfico 22.. Gas Natural Transportado por Lotes (en MMPCD)



Elaborado por División de Supervisión de Gas Natural [Fuente: Reporte Diario de TgP al OSINERGMIN, 2021]

Gráfico 23.. Comparación de Gas Natural Transportado por Lotes T3-2020 vs T3-2021(en MMPCD)



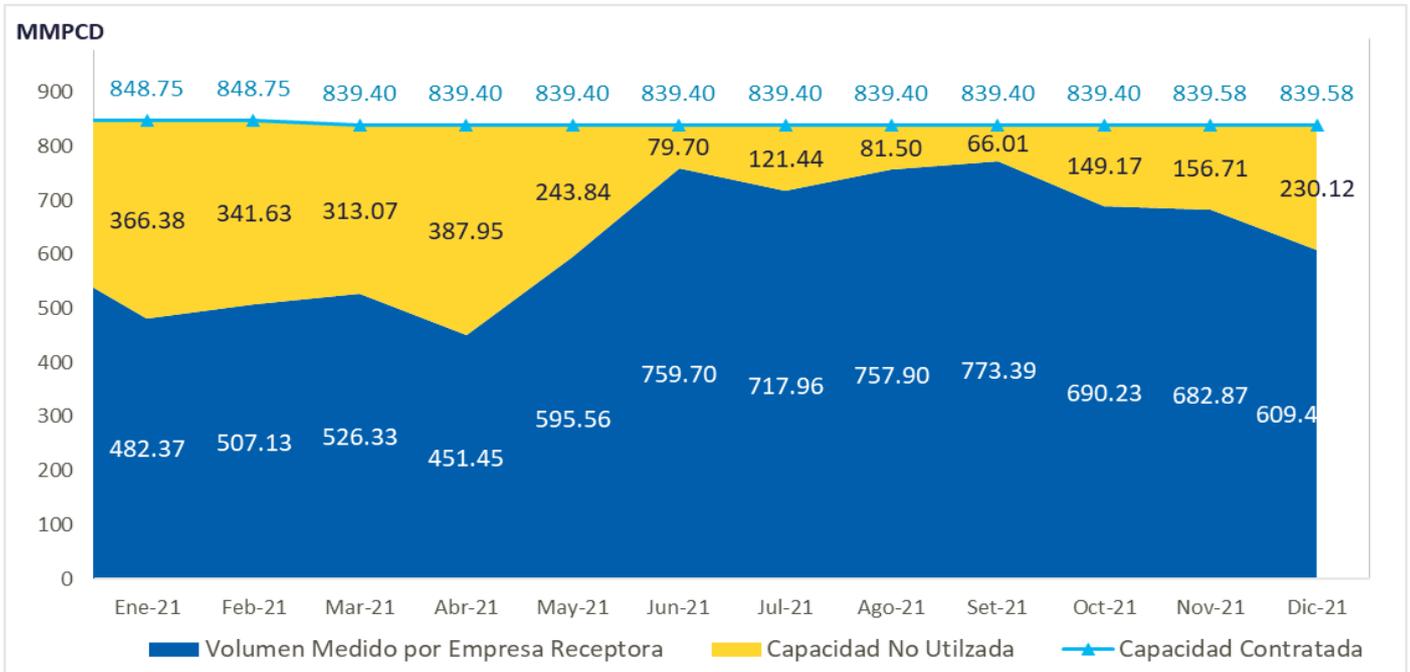
Elaborado por División de Supervisión de Gas Natural [Fuente: Reporte Diario de TgP, OSINERGMIN, 2021]

Capacidad de Transporte Disponible

TgP, concesionaria del servicio de transporte de gas natural por ductos, mediante ofertas públicas celebra contratos de transporte a servicio firme, en los que asigna Capacidad Reservada Diaria (CRD) a las empresas contratantes.

En el siguiente Gráfico 24, se observa niveles normales del volumen transportado, con excepción un ligero ascenso a finales del último trimestre, en amarillo la CRD no utilizada por los consumidores nacionales:

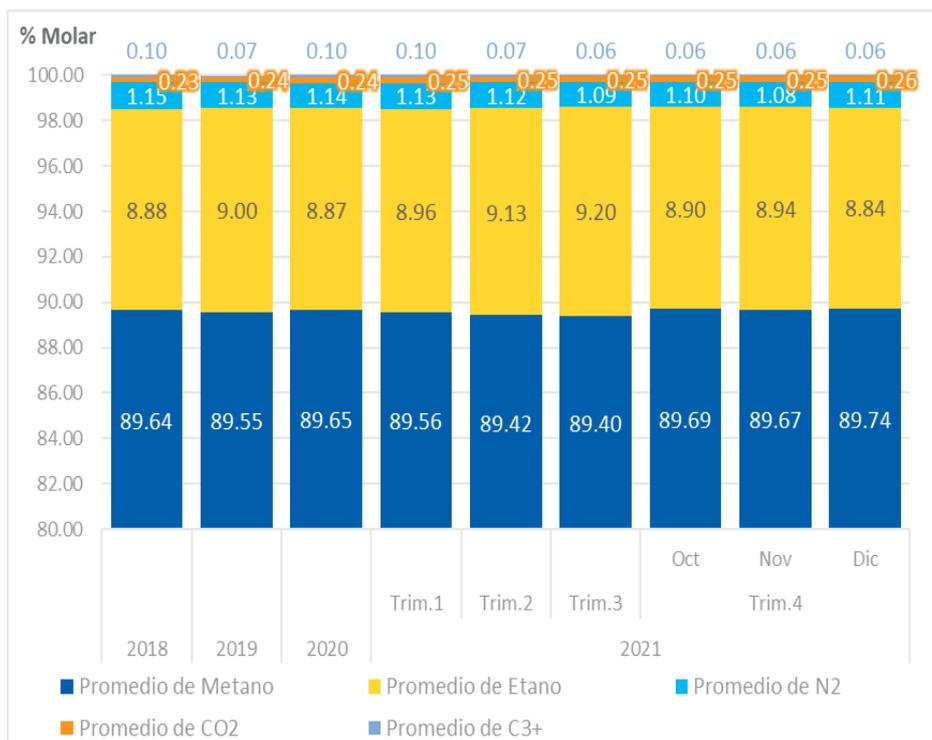
Gráfico 24.. Capacidad de Transporte de Gas Natural no Utilizada en el Mercado Interno (en MMPCD)



Elaborado por División de Supervisión de Gas Natural [Fuente: Facturas TgP reportadas al OSINERGMIN, 2021]

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, estos valores corresponden a los tomados en el City Gate de Lurín.

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



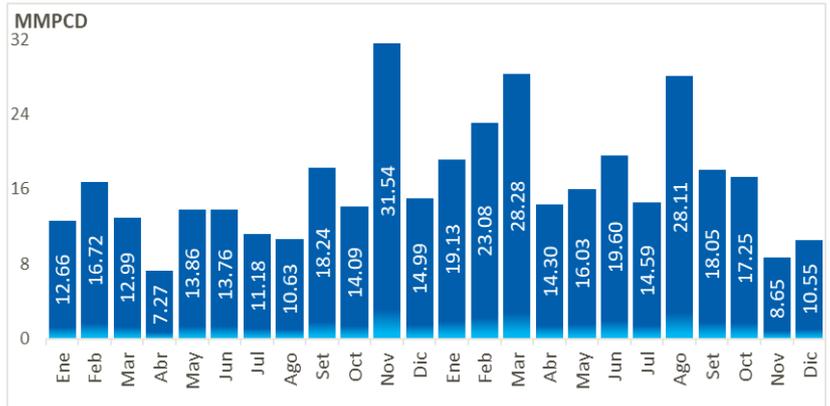
Elaborado por División de Supervisión de Gas Natural [Fuente: Certificados de Entrega TgP Reportadas al OSINERGMIN, 2021]

Mercado Secundario de Gas Natural (Transferencias)

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

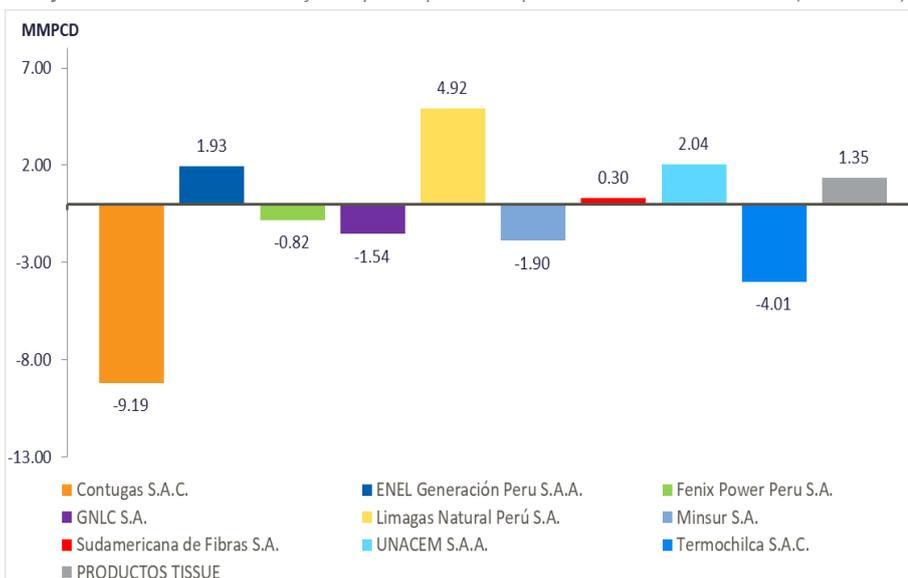
El volumen transferido entre empresas receptoras se muestran en el Gráfico 26. Estos valores son referenciales debido a que no se transfiere la misma cantidad todos los días.

Gráfico 26. Volumen Transferido Entre Empresas Receptoras (en MMPCD)



Elaborado por División de Supervisión de Gas Natural
[Fuente: Facturas TgP reportadas al OSINERGMIN, 2021]

Gráfico 27. Volumen Total Transferido por Empresa Receptora durante diciembre-2021 (en MMPCD)



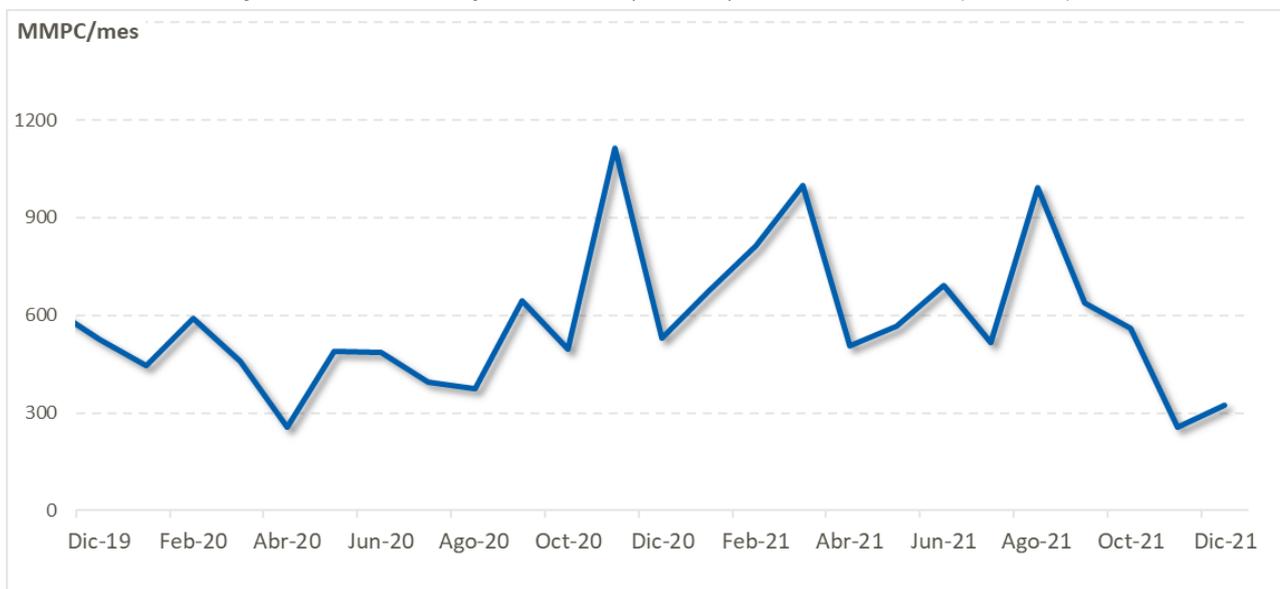
En el Gráfico 27 se detallan las transferencias realizadas entre las empresas como un promedio diario durante el mes de diciembre del 2021.

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

Elaborado por División de Supervisión de Gas Natural
[Fuente: Facturas TgP reportadas al OSINERGMIN, 2021]

Según la información disponible a la fecha, los volúmenes totales transferidos que fueron cedidos a empresas receptoras entre diciembre de 2019 y diciembre de 2021 se muestran en el Gráfico 28.

Gráfico 28. Volumen de Transferencia entre Empresa Receptora. Promedio Mensual (en MMPCD)



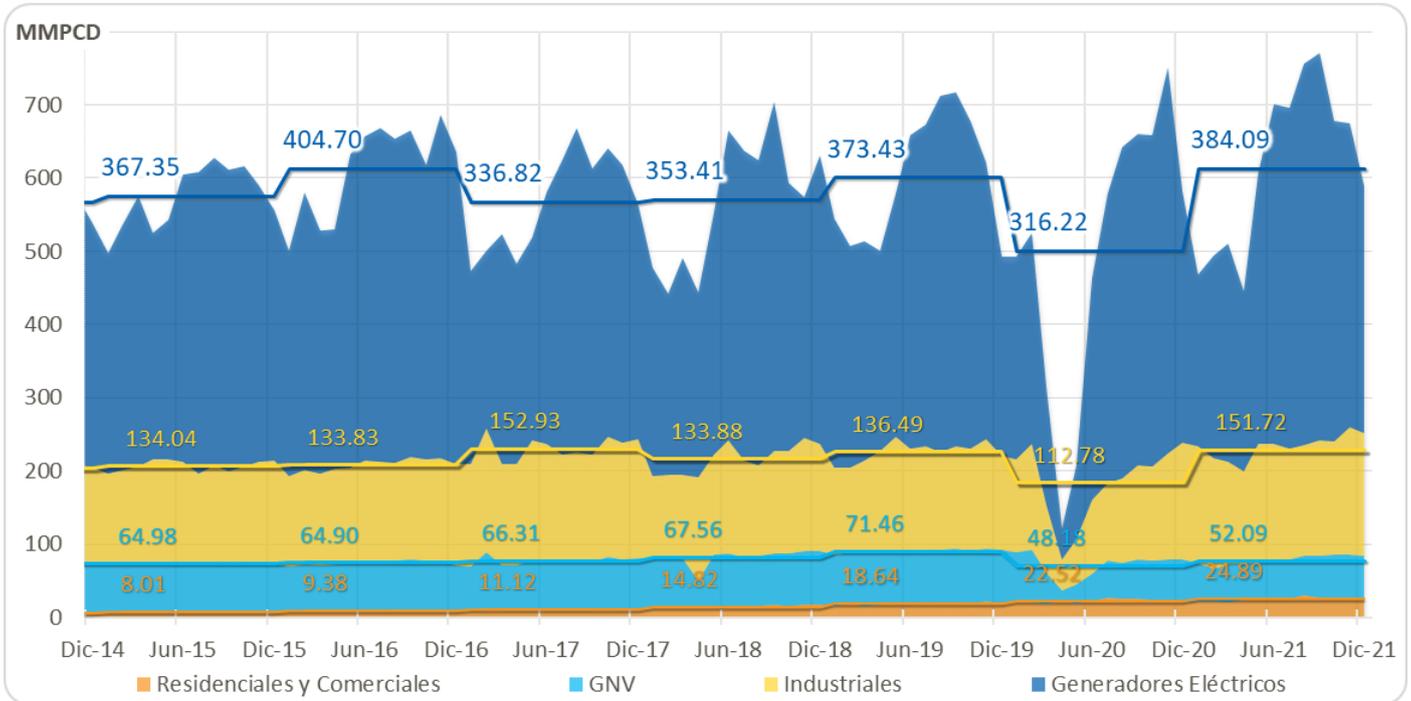
Elaborado por División de Supervisión de Gas Natural [Fuente: Facturas TgP reportadas al OSINERGMIN, 2021]

CONSUMO DE GAS NATURAL

Consumo de Gas Natural de Camisea por Sectores

El consumo de gas natural en el Perú, está en crecimiento constante y es el sector de generación eléctrica el mayor consumidor. En los años 2017 y 2018, el consumo total de gas natural tuvo una contracción, aunque se incrementó el consumo de los sectores industrial, GNV y residencial/comercial, esto no compensó la disminución del consumo de gas natural en la generación eléctrica. Se mantienen niveles estables de consumo en el cuarto trimestre del 2021, luego de una considerable disminución en el año 2020 debido a la emergencia provocada por el COVID-19.

Gráfico 29. Consumo Promedio Mensual del Mercado Interno de Gas Natural de Camisea – 2021 (en MMPCD)



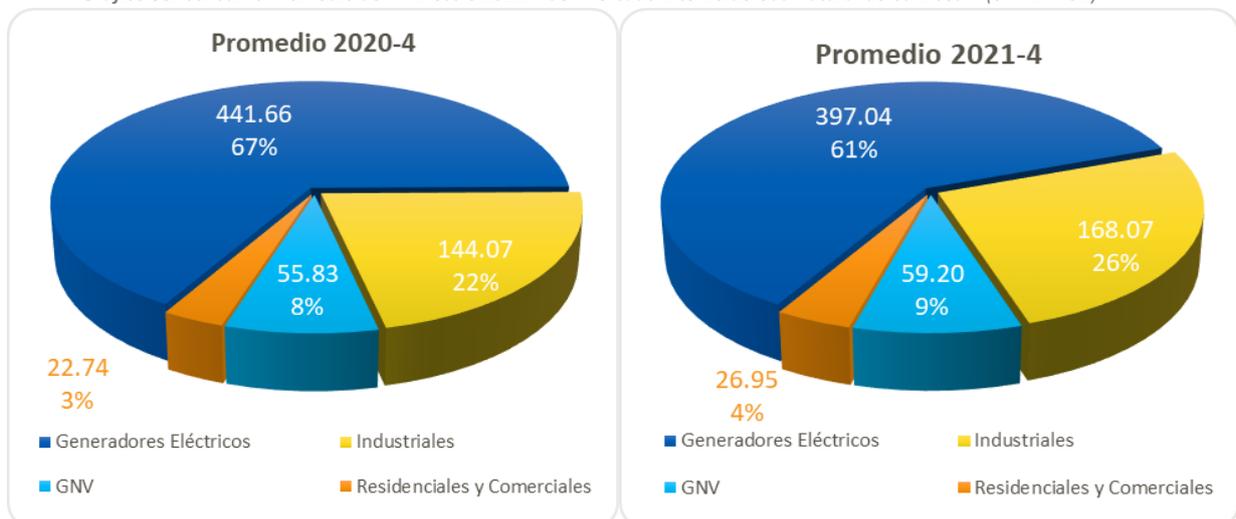
Elaborado por División de Supervisión de Gas Natural [Fuente: Reportes Operativos por Categoría Tarifaria]

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

Para el cuarto trimestre del 2021, en comparación con el mismo periodo del año anterior, los sectores Industriales, GNV y Residencial/Comercial incrementaron su consumo en promedio 24,00; 3,37; y 4,21 MMPCD respectivamente, mientras que el sector Generación Eléctrica disminuyó su consumo en promedio 44,62 MMPCD.

En el Gráfico 30 se comparan los consumos promedios por sectores del cuarto trimestre del 2020 y 2021.

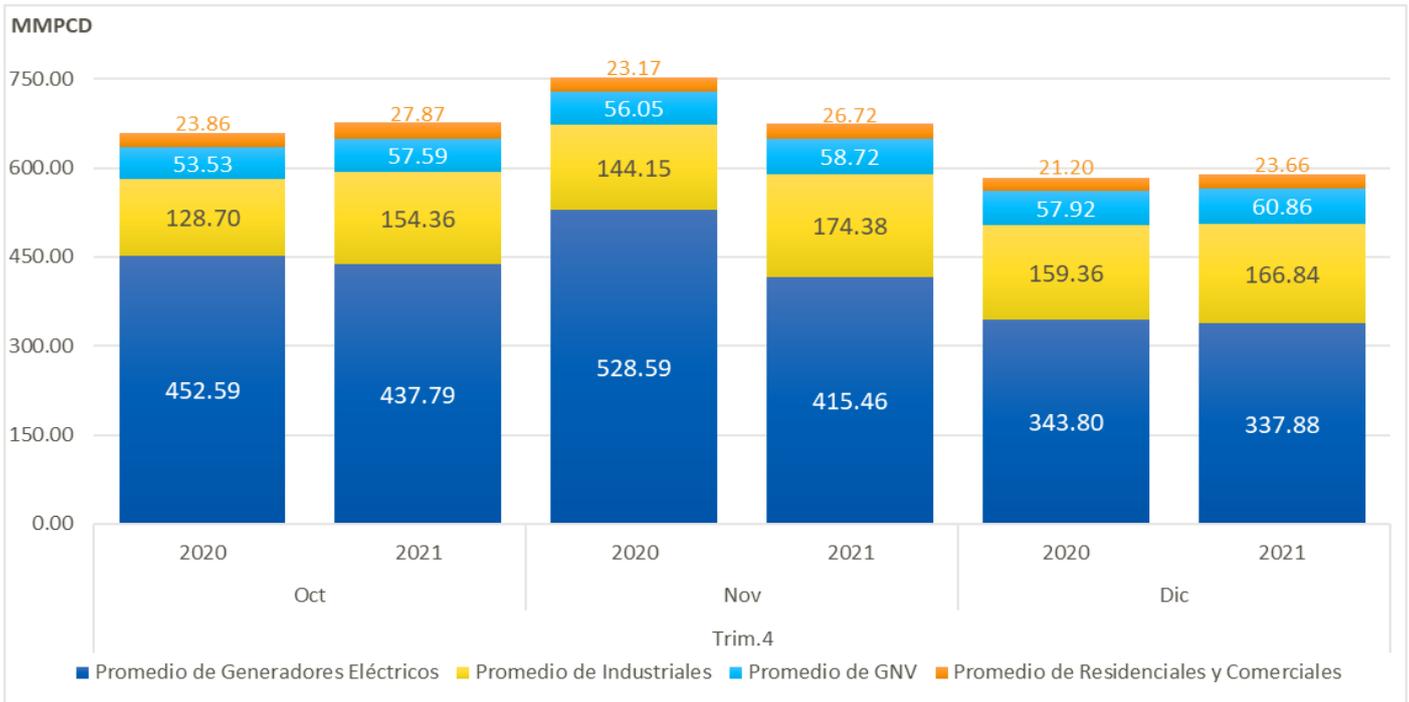
Gráfico 30. Consumo Promedio del Trimestre 2021-4 del Mercado Interno de Gas Natural de Camisea – (en MMPCD)



Elaborado por División de Supervisión de Gas Natural [Fuente: Reportes Operativos por Categoría Tarifaria]

En el Gráfico 31 se muestra el consumo promedio mensual de gas natural en el país durante cada uno de los meses del tercer trimestre del 2020 y 2021, se evidencia aumento del consumo del 2020 al 2021, en todos los sectores, generadores eléctricos, industriales, GNV y residencial/comercial.

Gráfico 31. Consumo Promedio Mensual del Mercado Interno de Gas Natural de Camisea – T4-2020 vs T4-2021 (en MMPCD)

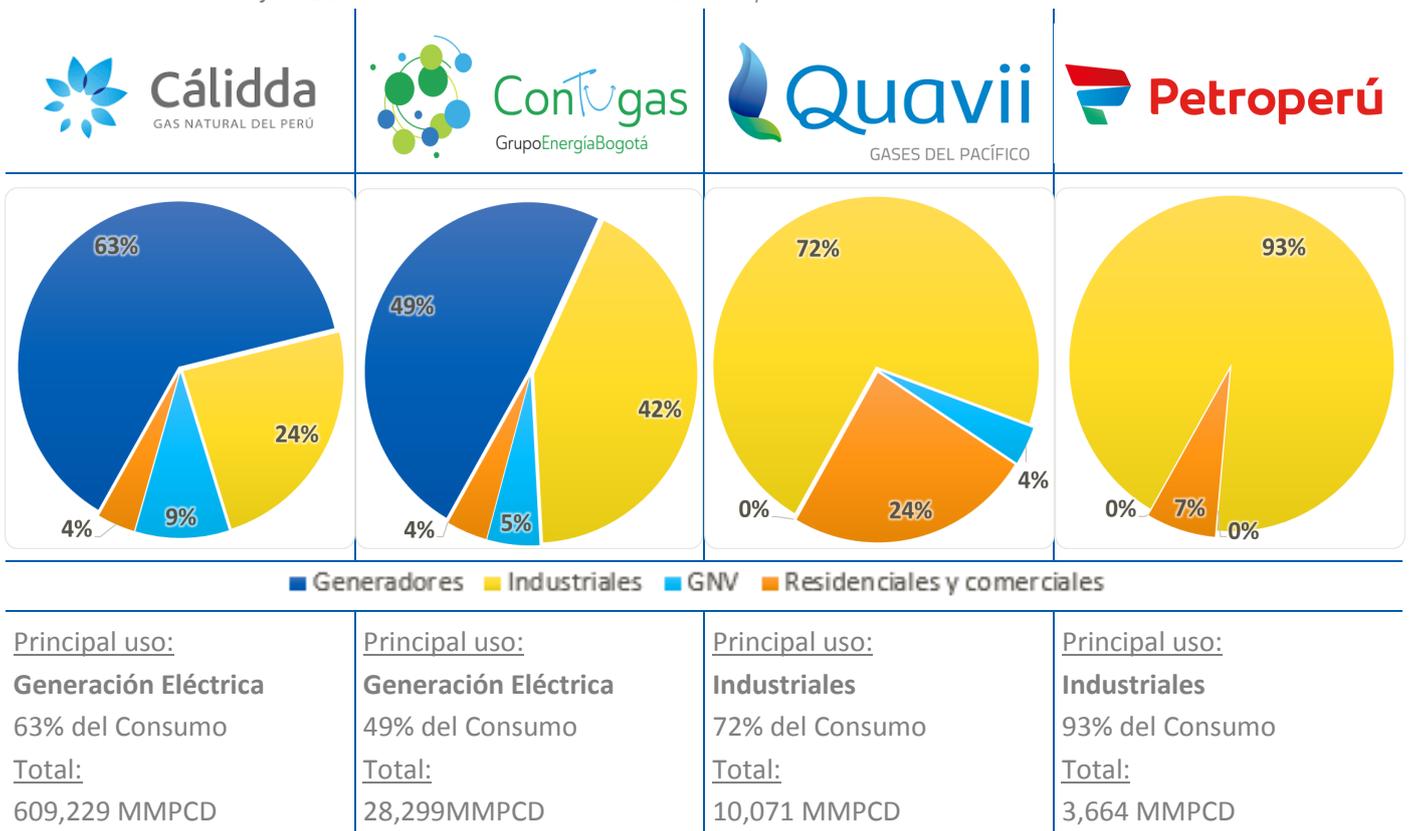


Elaborado por División de Supervisión de Gas Natural [Fuente: Reportes Operativos por Categoría Tarifaria]

Consumo de Gas Natural de Camisea por concesión

De acuerdo al estimado de las empresas concesionarias, tenemos en el siguiente gráfico, el detalle de la participación de los sectores económicos en el consumo de gas natural dentro de sus concesiones. Respecto al cuarto 2021-4, 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.



Elaborado por División de Supervisión de Gas Natural [Fuente: Reportes Operativos por Categoría Tarifaria]

EXPORTACIÓN DE GAS NATURAL LICUADO

Suministro de Gas Natural a la Planta Melchorita

La Planta de Melchorita recibió de TgP en promedio 14 149,4 MMPC de gas natural durante el cuarto trimestre del 2021, produciendo con este volumen 549 318,2 m³ de Gas Natural Licuado.

En el mismo periodo del 2020, la planta recibió 57 593,9 MMPC de Gas Natural, con los que obtuvo 2 409 666,0 m³ de GNL.

En el Gráfico 33 se muestra como promedio mensual la producción diaria de GNL en m³. En el cuarto trimestre se observa que las actividades en Planta Melchorita se normalizaron respecto al trimestre anterior.

Gráfico 33. Gas Natural Licuefactado Producido en la Planta Melchorita, Promedio Mensual 2013-2021 (en MMPCD)



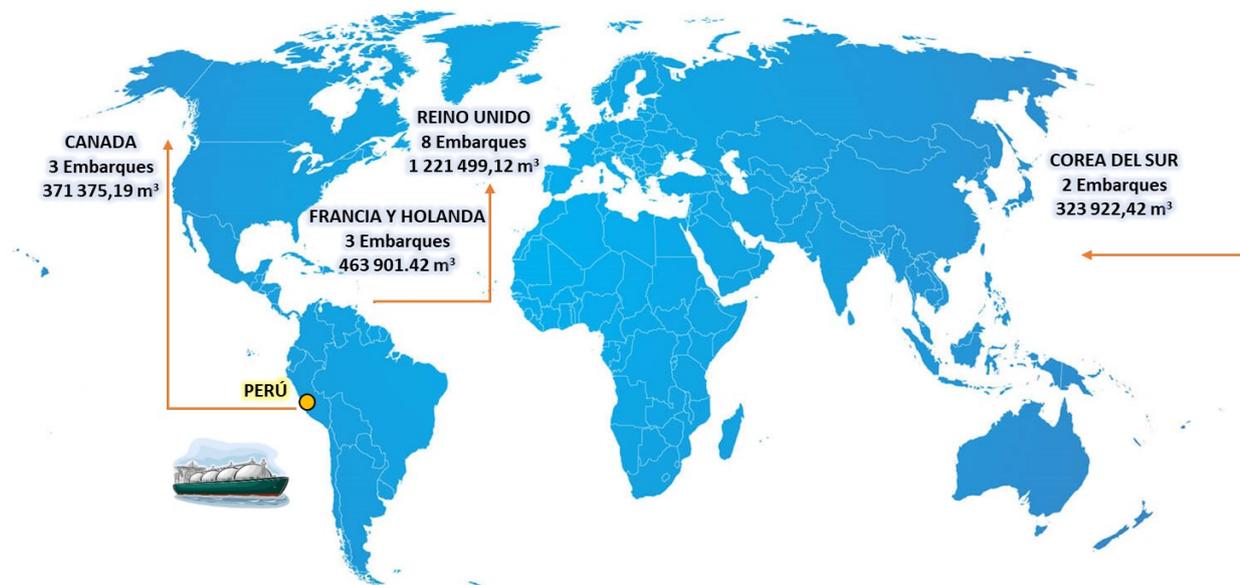
Elaborado por División de Supervisión de Gas Natural [Fuente: Reporte Diario de Perú LNG al OSINERGMIN, 2021]

Volumen de Gas Natural Exportado

Shell GNL es el off taker, responsable de la exportación a mercados internacionales, ello lo realiza por medio de barcos especialmente acondicionados, denominados buques metaneros.

En el Gráfico 34 se muestra el número de embarques y el volumen total exportado, por país de destino, en el tercer trimestre 2021.

Gráfico 34. Volumen Total de Gas Natural Licuefactado Embarcado por país al T4-2021 (en m³)



Elaborado por División de Supervisión de Gas Natural [Fuente: Reporte Diario de Perú LNG al OSINERGMIN, 2021]

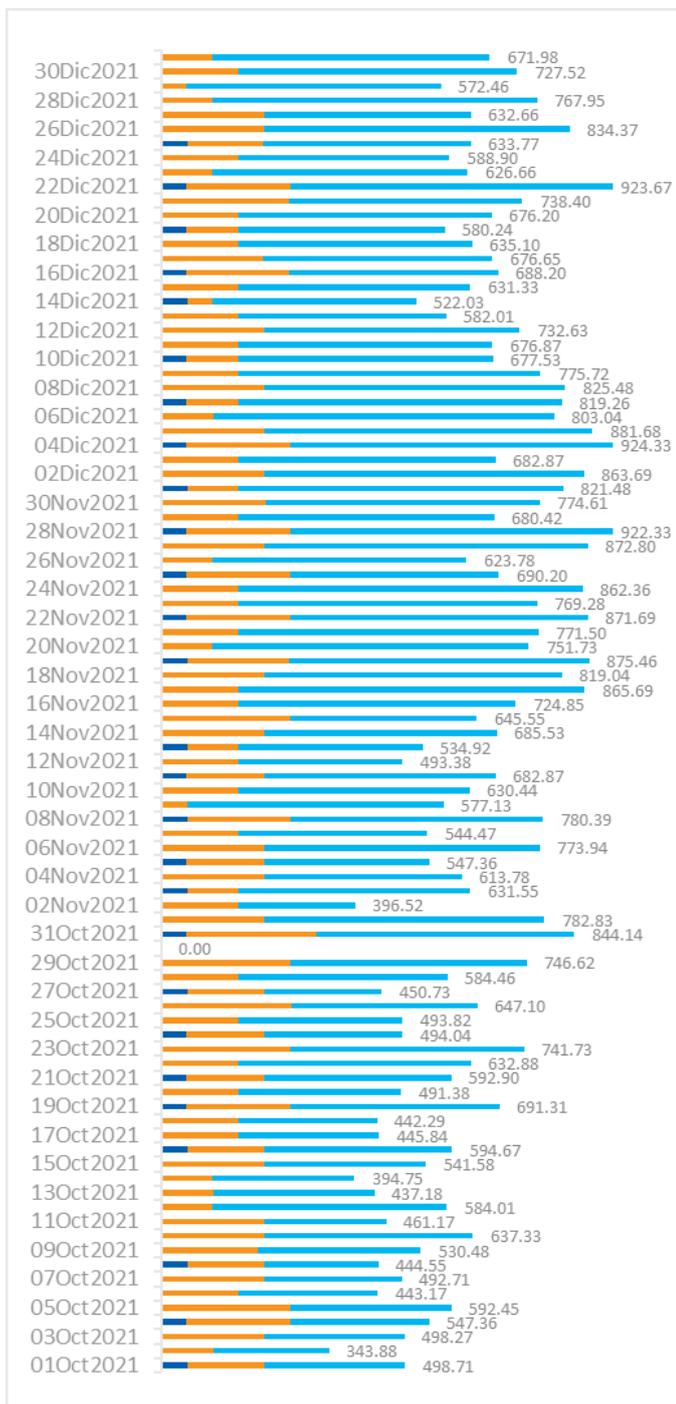
Embarques de Gas Natural Licuado

En el Gráfico 35 se muestran en detalle las fechas de cada uno de los embarques que se realizaron durante el tercer trimestre del 2021 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

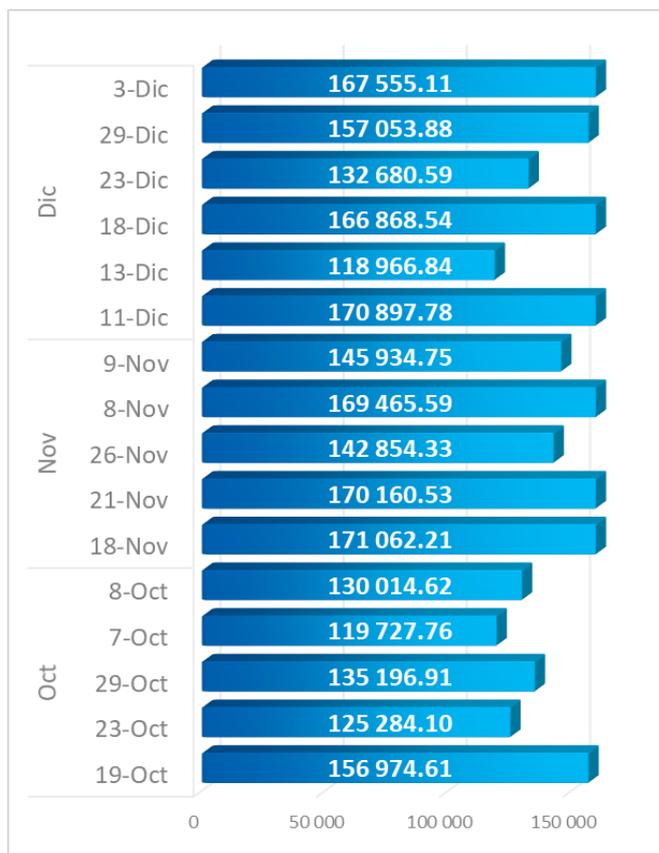
En el Gráfico 36 se muestran las fechas de cada uno de los despachos que se realizaron durante el tercer trimestre del 2021 desde la Estación de Carga: Planta de licuefacción Melchorita. Para una mejor visualización, se presenta el Gráfico 37, donde se tiene el total de GNL cargado y el número de camiones cisternas.

Gráfico 36. Total Diario Despachado Mensual de Gas Natural Licuefactado al T4-2021 (en m³)



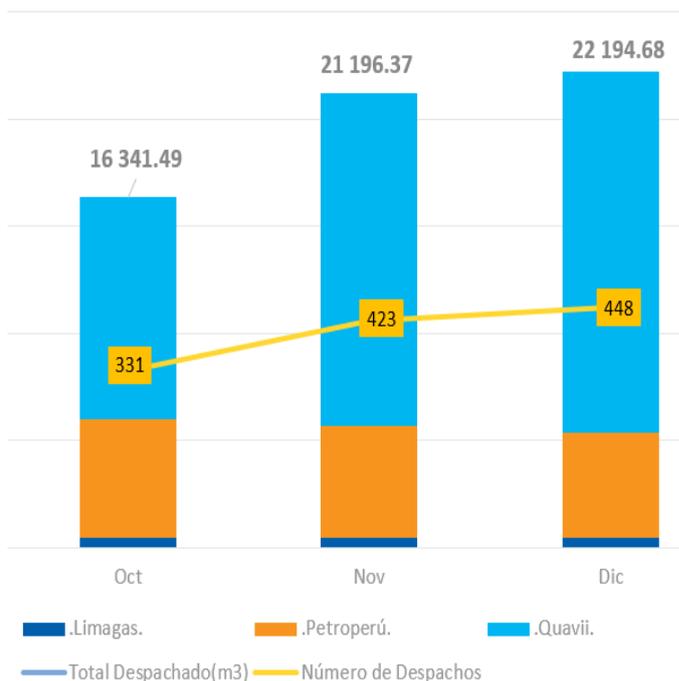
Elaborado por División de Supervisión de Gas Natural
[Fuente: Reporte Diario de Perú LNG al OSINERGMIN, 2021]

Gráfico 35. Total Embarcado mensual Volumen de Gas Natural Licuefactado al T4-2021 (en m³)



Elaborado por División de Supervisión de Gas Natural
[Fuente: Reporte Diario de Perú LNG al OSINERGMIN, 2021]

Gráfico 37 Total Despachado Mensual Volumen de Gas Natural Licuefactado al T4-2021 (en m³)



Elaborado por División de Supervisión de Gas Natural
[Fuente: Reporte Diario de Perú LNG al OSINERGMIN, 2021]

SUMINSITRO DE GNL EN AMERICA

Las importaciones de GNL a la región se redujo en un 19%, de 14,32 millones de toneladas en 2019 a 11,67 millones de toneladas en el 2020, siendo la emergencia sanitaria provocada por el Covid-19 la principal causa de la afectación en la demanda de GNL.

En el 2020, EE.UU lideró el suministro de GNL importado en la región, con un 51% del total.

Gráfico 38. Infraestructura de GNL en Latinoamérica, 2020

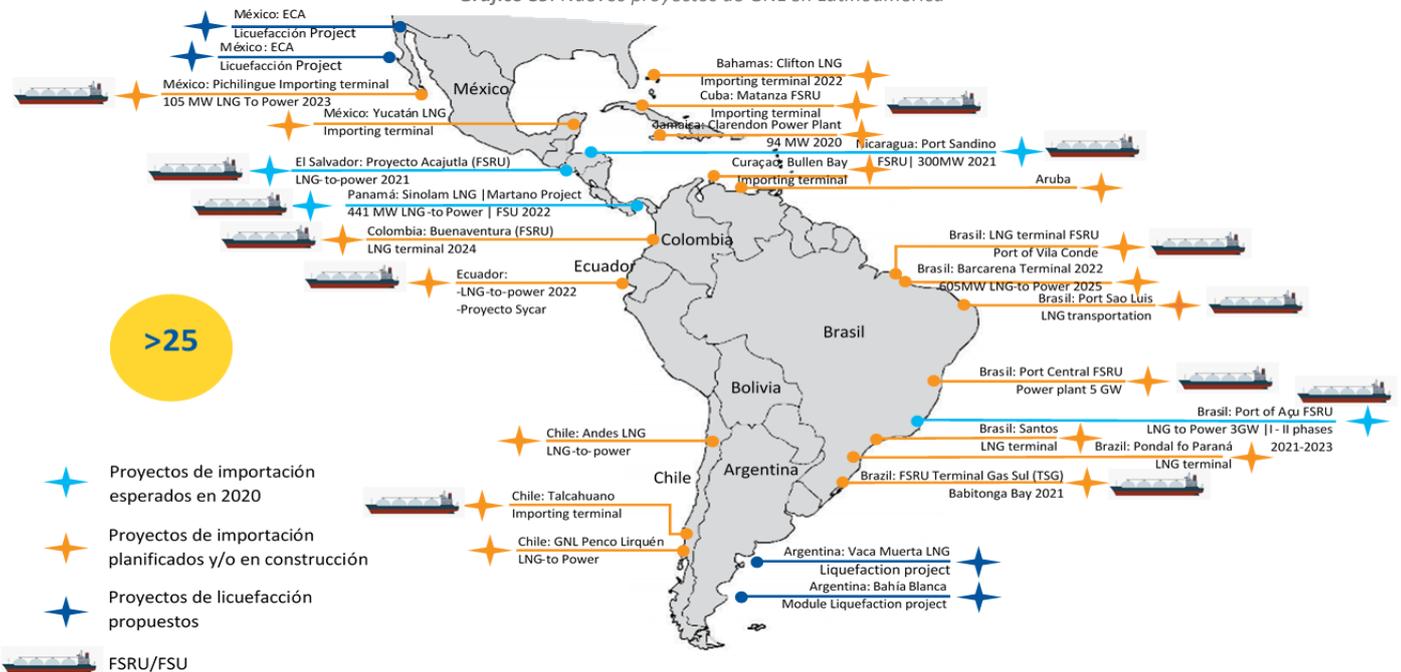


Elaborado por División de Supervisión de Gas Natural [Fuente: GN Global 2021]

Nuevos Proyectos de GNL en Latinoamérica

El apoyo gubernamental, la tecnología y la selección de un socio estratégico con experiencia son factores CLAVE para el desarrollo de los nuevos LNG proyectos de GNL en la región. Los nuevos proyectos puestos en marcha en 2020, el aumento en la demanda de Brasil, combinado con el regreso de la FSRU^(*) a la terminal de Bahía Blanca en Argentina se espera den impulso a las importaciones de GNL.

Gráfico 39. Nuevos proyectos de GNL en Latinoamérica



Elaborado por División de Supervisión de Gas Natural [Fuente: GN Global 2021]

(*) Unidad Flotante de Almacenamiento y Regasificación (Floating Storage Regasification Unit)

RELACIÓN RESERVAS Y PRODUCCIÓN – BALANCE VOLUMÉTRICO

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

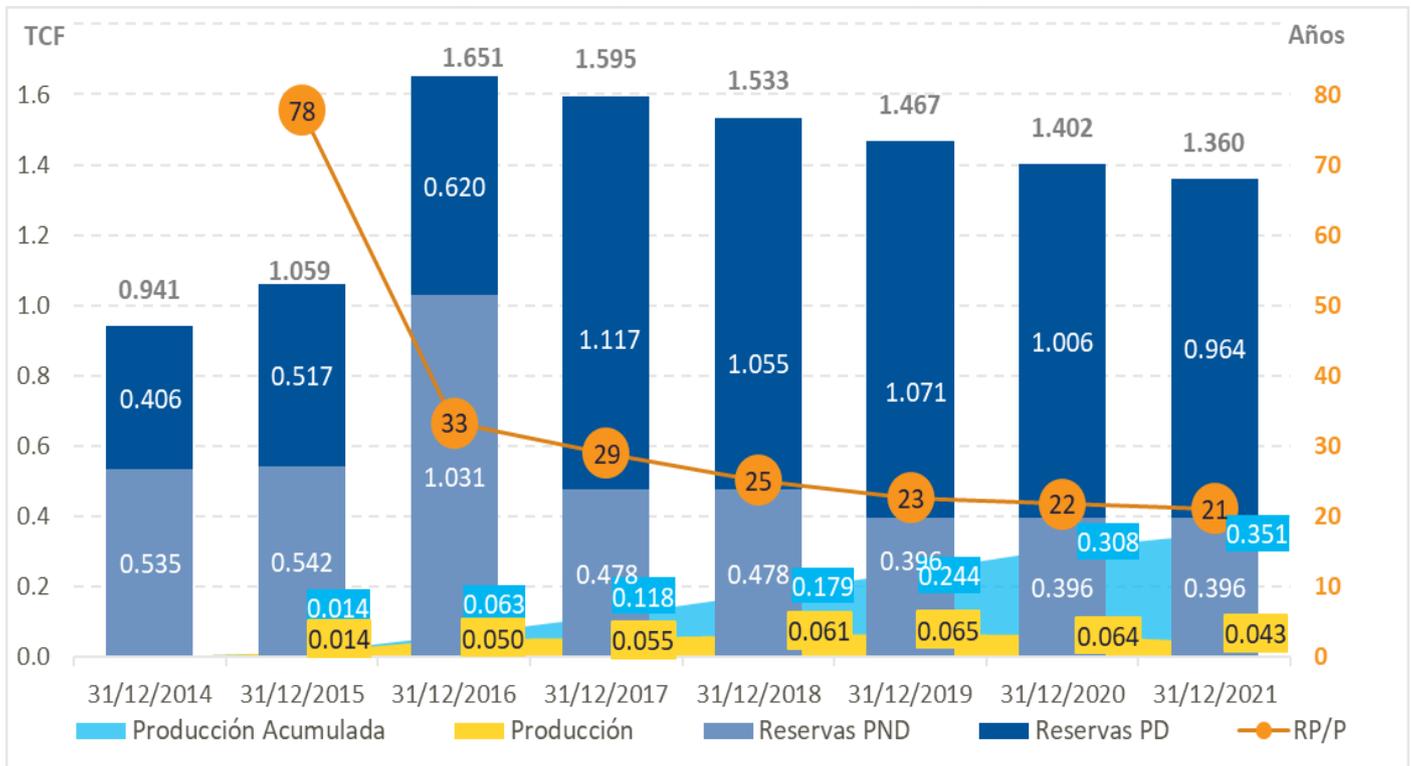
Mediante la publicación del DS N° 043-2003-EM el 19 de noviembre de 2003 se aprobó el Contrato de Licencia para la exploración y explotación de Hidrocarburos en el Lote 57, celebrado entre PERUPETRO S.A. y el consorcio conformado entre Repsol Exploración Perú, Sucursal del Perú y Burlington Resources Peru Limited, Sucursal Peruana.

Desde diciembre del 2006 Repsol realiza actividades exploratorias en el Lote 57, y el 27 de marzo de 2014 inició las maniobras para poner en servicio el tramo desde yacimiento Kinteroni–Nuevo Mundo–Pagoreni, hasta la planta de procesamiento Malvinas. En diciembre del 2017 Repsol anunció que comenzó la producción de gas natural en el yacimiento Sagari.

La Planta Malvinas de Pluspetrol está procesando el gas que proviene del Lote 57, con una producción promedio de 206,4 MMPCD de gas húmedo en el cuarto trimestre de 2021.

Considerando una producción promedio anual de 0,064 TCF (2020)^(*) y las últimas reservas probadas desarrolladas (PD) al 31 de diciembre 2021, el Lote 57 podría producir gas natural para veintinueve años más, tal y como se observa en el Gráfico 40.

Gráfico 40. Reservas y Producción Acumulada. Lote 57 (en TCF)



Elaborado por División de Supervisión de Gas Natural [Fuente: Unidad de Producción y Procesamiento de Gas Natural—Osinergmin]

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

En 2004, el consorcio formado por Pluspetrol ganó la licitación del Lote 56, cuyo gas podía ser exportado sin restricción alguna.

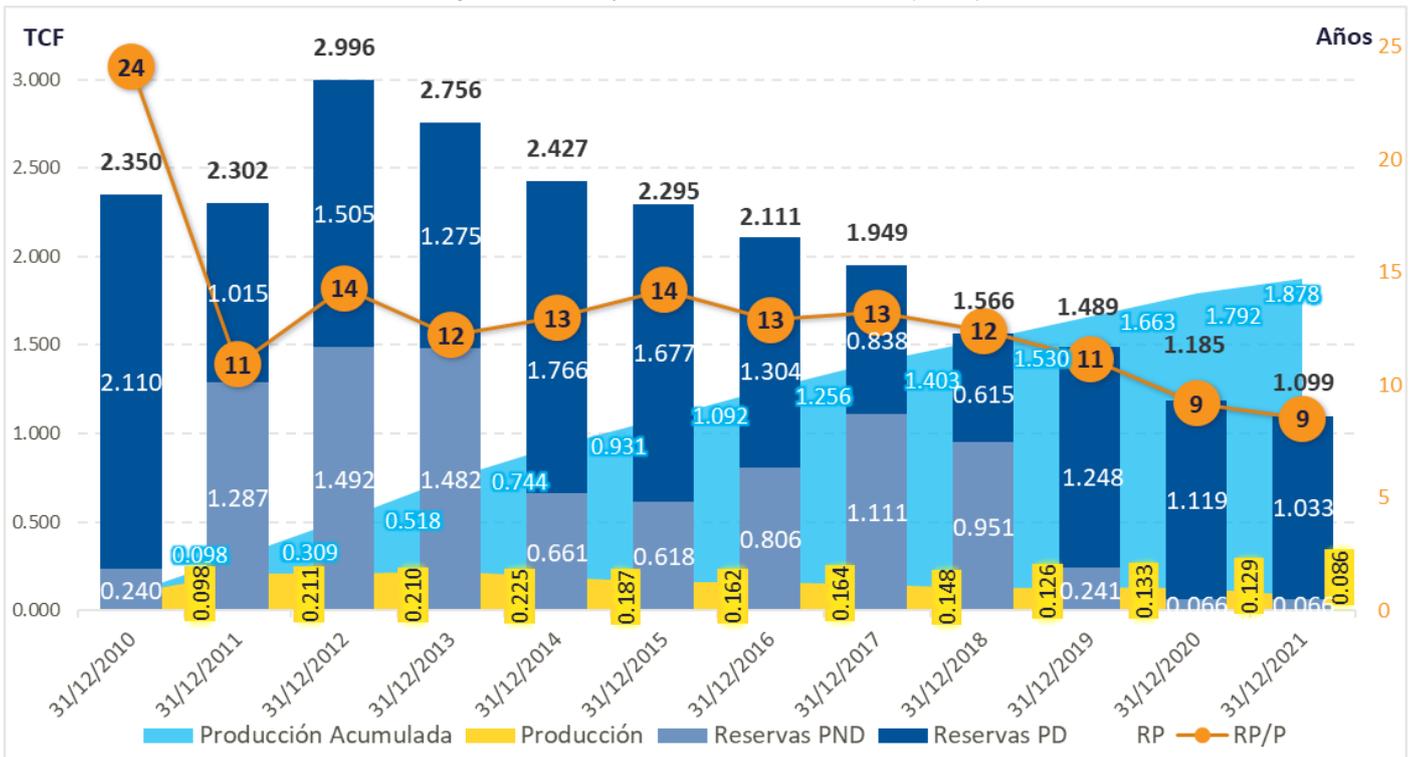
El Lote 56 abarca los yacimientos Pagoreni y Mipaya, y es adyacente a los Lotes 88 y 57. Su producción está destinada a la exportación de GNL, para lo cual el gas producido de la estructura Pagoreni se lleva a la planta de licuefacción de Pampa Melchorita. Los LGN se procesan en la planta de fraccionamiento de Pisco.

La Planta Malvinas de Pluspetrol está procesando el gas que proviene del Lote 56, con una producción promedio de 428,5 MMPCD de gas húmedo en el cuarto trimestre de 2021.

En el Gráfico 41 se muestra el balance de reservas para el Lote 56, si se considera una producción promedio anual de 0,129 TCF (2020)^(*) y las reservas probadas desarrolladas al 31 de diciembre del 2021, se tendría produciendo el Lote 56 por nueve años más.

^(*)En el año 2021, la producción de gas de los lotes 56 y 57 se vio afectada por dos (02) paradas de planta en las instalaciones de Perú LNG (Planta Melchorita) por lo que dicho año no se considerará para la proyección de las reservas en dichos lotes. 25

Gráfico 41. Reservas y Producción Acumulada. Lote 56 (en TCF)



Elaborado por División de Supervisión de Gas Natural [Fuente: Unidad de Producción y Procesamiento de Gas Natural—Osingermin]

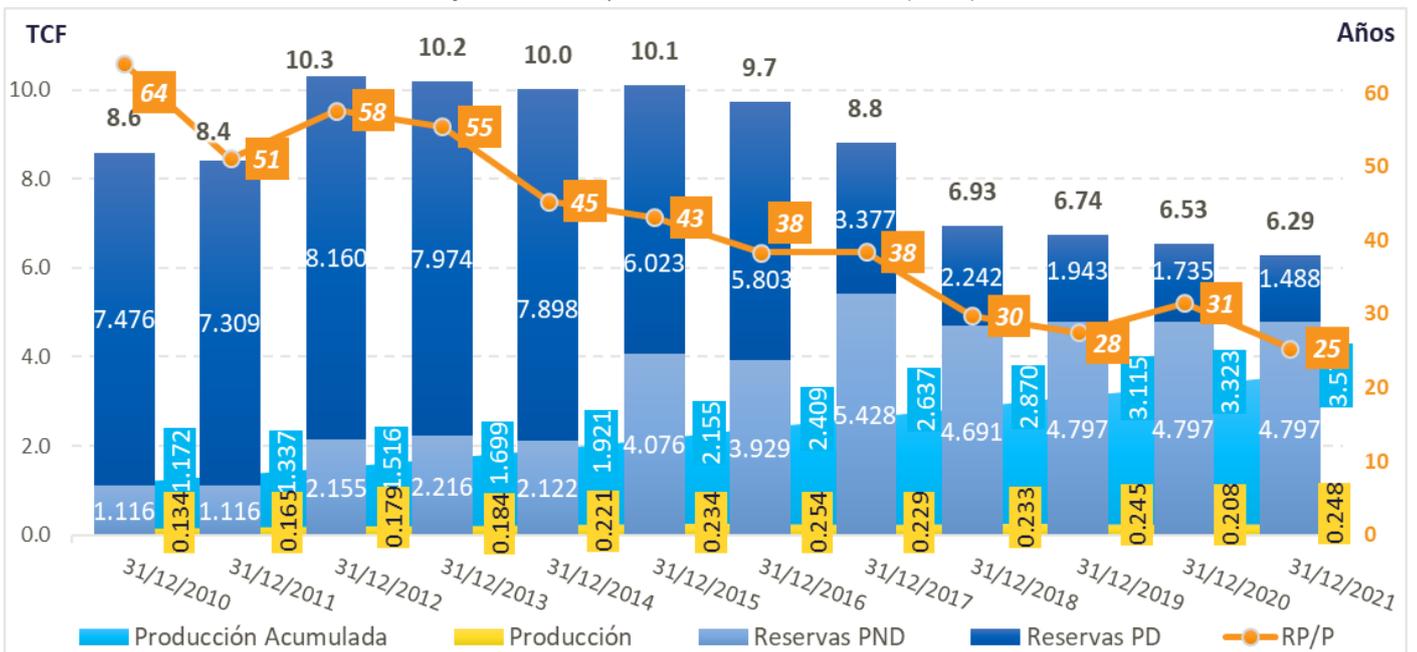
Lote 88 — Operador: Pluspetrol Perú Corporation S.A.

La reducción de las reservas probadas desarrolladas del Lote 88 observadas en el Gráfico 42 entre el 31 de diciembre de 2017 y 2018, se debe en parte a la producción del año 2018 (233,88 BCF). Otros factores que influyen tanto en las Reservas PD y PND son la suspensión de proyectos de Workover^(*) y la reestimación de volúmenes en base al ajuste en el modelo de simulación del campo Cashiriari.

La Planta Malvinas de Pluspetrol está procesando el gas que proviene del Lote 88, con una producción promedio de 1 174,9 MMPCD de gas húmedo en el cuarto trimestre de 2021.

Como se puede apreciar, la producción de gas natural seco en el año 2021 ha sido alrededor de 0,248 TCF; considerando que se mantiene esta producción y las últimas reservas probadas desarrolladas al 31 de diciembre 2021, tendríamos gas natural disponible en el mercado local para veinticinco años más (escenario posible).

Gráfico 42. Reservas y Producción Acumulada. Lote 88 (en TCF)



Elaborado por División de Supervisión de Gas Natural [Fuente: Unidad de Producción y Procesamiento de Gas Natural—Osingermin]

^(*) Proceso de realización de mantenimiento importante o tratamientos correctivos en un pozo de petróleo o gas.

CONTRATOS DE CONCESIÓN

Mapa de Concesiones

En la actualidad existen 7 concesiones tanto de transporte como de distribución de gas natural y está en proyecto la de siete regiones, a continuación, podemos observar el mapa de concesiones.

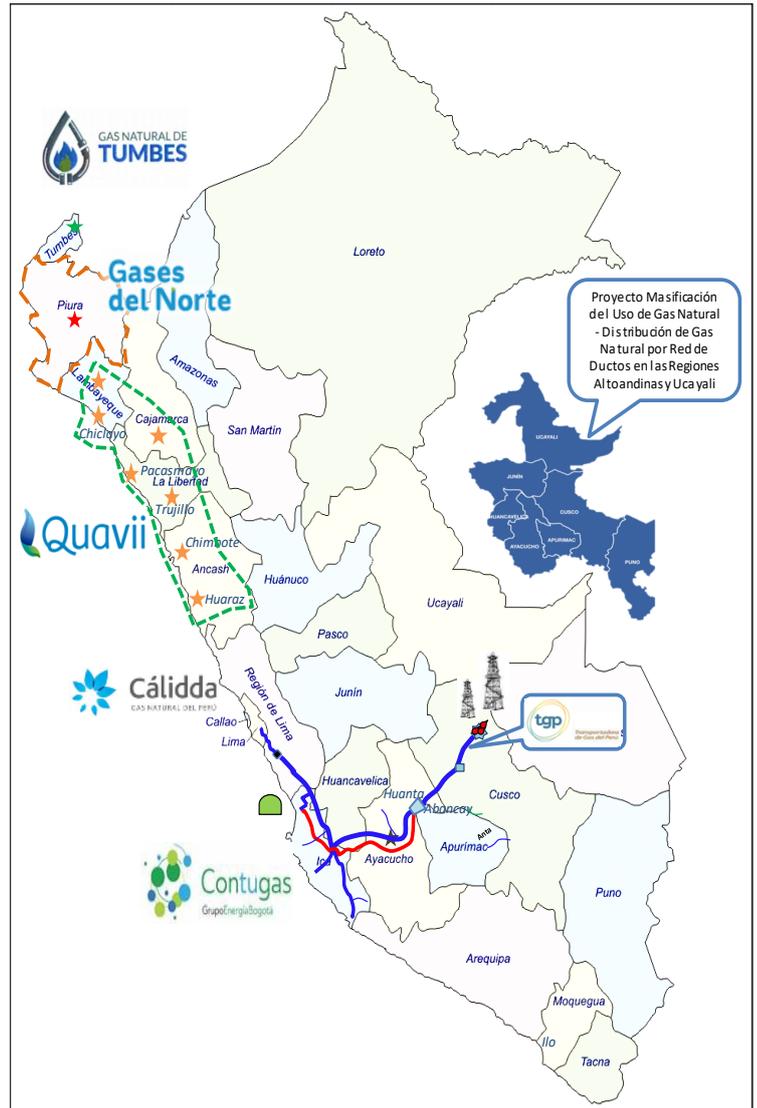
En el siguiente cuadro podemos observar algunos datos importantes de las concesionarias como los operadores, el área de influencia o localización, la fecha de Puesta en Operación Comercial (POC) y el plazo de vigencia del contrato.

Tabla 6. Contratos de Concesión vigentes a septiembre 2021.

	Titular/Operador	Localización/área de influencia	POC	Plazo de la Concesión
	Transportadora de Gas del Perú/Tecgas N.V. (Coga)	Cusco, Ayacucho, Ica, Lima	20-08-2004	33 años
	Transportadora de Gas del Perú/Tecgas N.V. (Coga)	Cusco, Ayacucho, Ica, Lima	20-08-2004	33 años
	Gases del Pacífico S.A.C./Surtigas S.A. ESP	Chimbote, Chiclayo, Trujillo, Huaraz, Cajamarca, Lambayeque y Pacasmayo.	07-12-2017	19 años
	GNLC 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
	Gas Natural de Tumbes S.A.C./Especialista en Gas Del Perú S.A.C.	Tumbes	15-10-2021*	20 años
	Gases Del Norte Del Perú S.A.C./Surtigas SA. ESP	Piura	29-04-2021 (ETAPA)** 24-07-2022*	32 años

(*) Fechas propuestas para el inicio de la Puesta en Operación Comercial (POC).
 (**) En el caso de Concesión Piura, se dio inicio a la ETAPA, desarrollo constructivo de la Concesión antes de la POC.

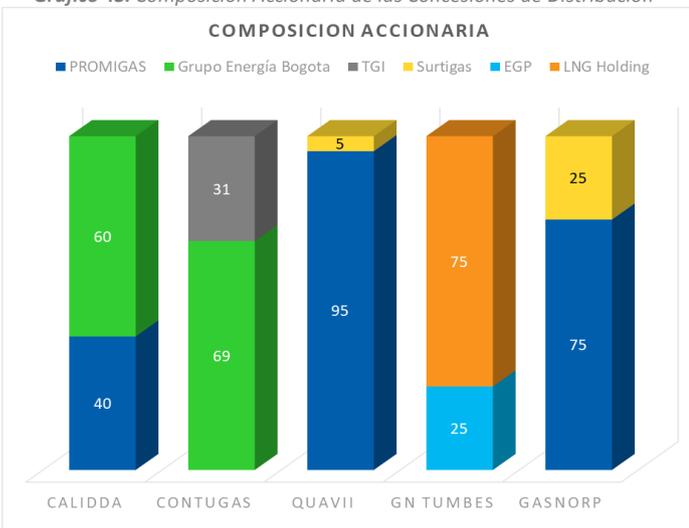
Ilustración 5: Ubicación de Concesiones de Transporte y Distribución de Gas Natural en el Perú, 2021



Elaborado por División de Supervisión de Gas Natural, OSINERGMIN

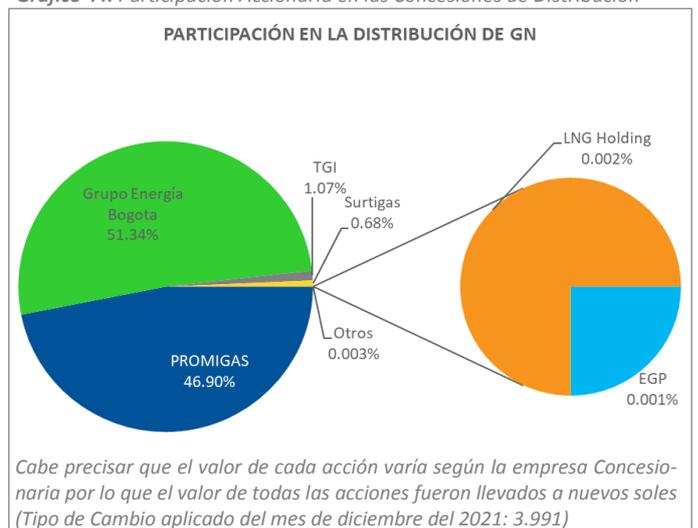
De las concesionarias de distribución es importante señalar su composición accionaria, en el siguiente gráfico se puede observar cómo está conformada cada empresa

Gráfico 43. Composición Accionaria de las Concesiones de Distribución



Elaborado por División de Supervisión de Gas Natural, OSINERGMIN

Gráfico 44. Participación Accionaria en las Concesiones de Distribución



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 diciembre del 2021: 3.991)

Elaborado por División de Supervisión de Gas Natural, OSINERGMIN

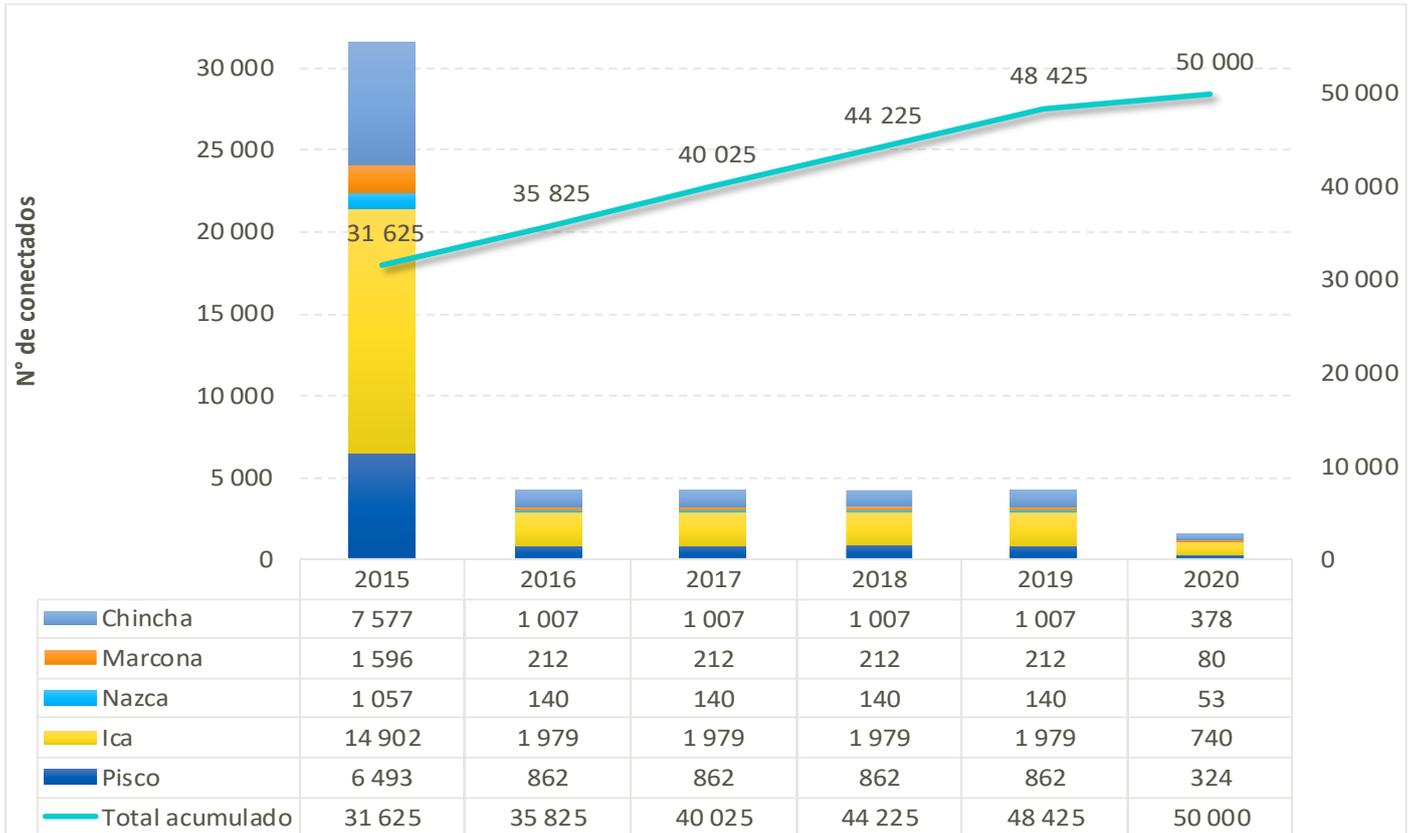
Compromisos Contractuales

Dentro del cumplimiento de las obligaciones dispuestas en los contratos de concesión otorgados por el Estado y aquellos derivados del proceso de promoción en el sector energía, y que son competencia de ser supervisados por la DSGN, se presenta algunos relevantes.

Plan mínimo de Cobertura

CONTUGAS, tenía el compromiso de conectar a 50 000 usuarios residenciales en un plazo de 6 años desde el 2015.

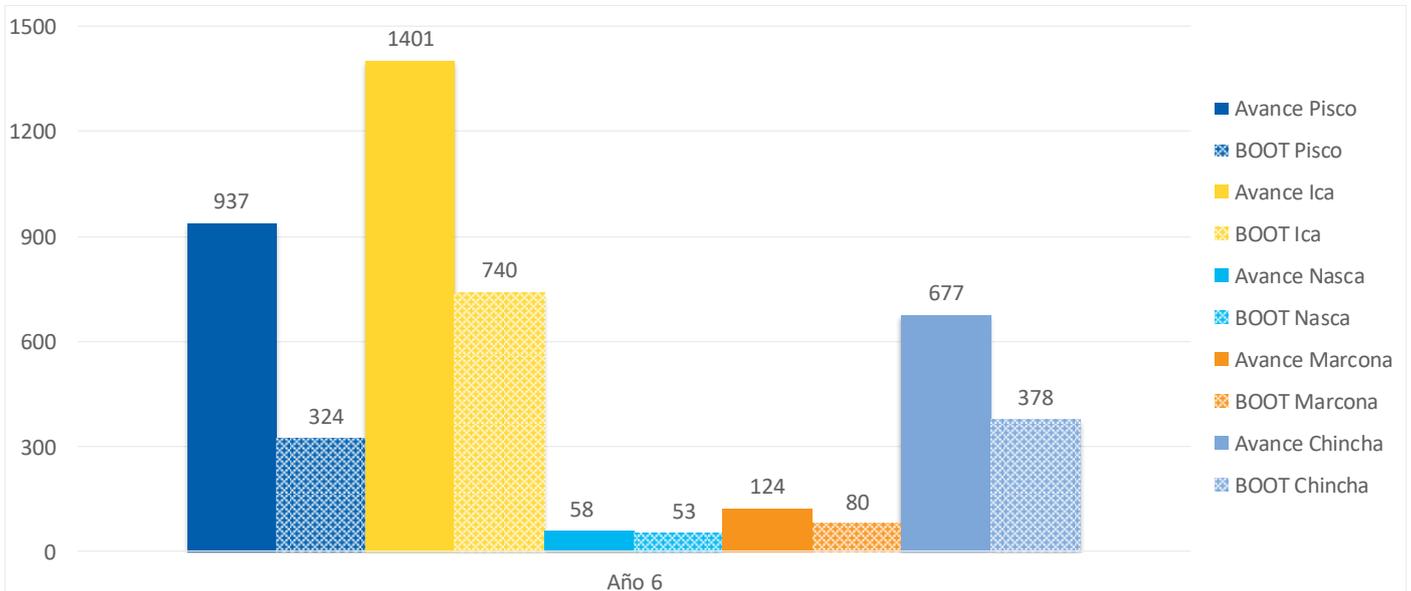
Gráfico 45. Usuarios conectados y resultados de la supervisión, Ica



Elaborado por División de Supervisión de Gas Natural [Fuente: Contrato de Concesión de Gas Natural Región Ica]

Al 29 de enero de 2021, de acuerdo al plazo otorgado por el MINEM, de 275 días calendario adicionales de Fuerza Mayor por Estado de Emergencia Nacional se cumplió el Año 6 de operación en Contugas (último año) y en el siguiente cuadro se puede observar el avance del compromiso contractual de conectados vs lo efectivamente conectado hasta enero del 2021.

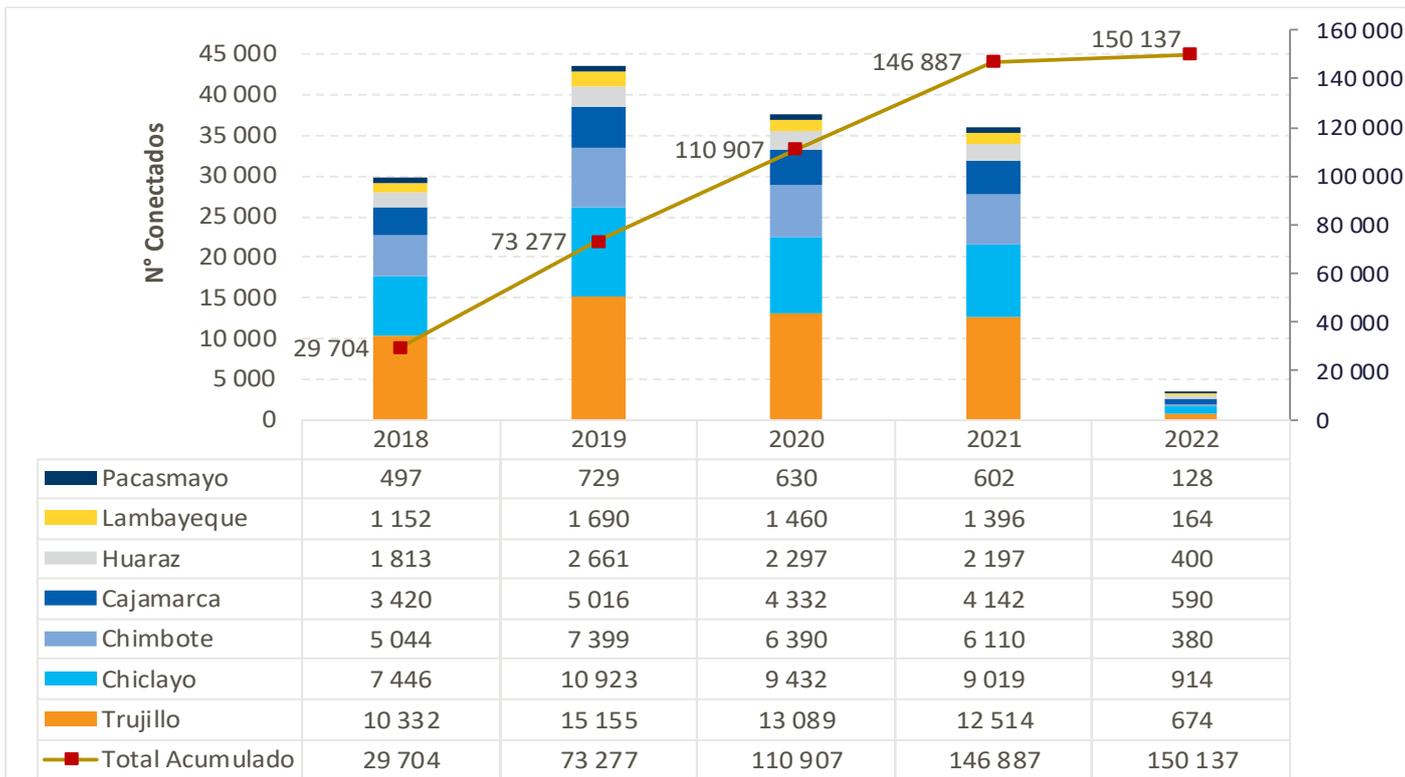
Gráfico 46. Usuarios conectados y resultados de la supervisión, Ica



Elaborado por División de Supervisión de Gas Natural [Fuente: Reportes Conectados Contugas al Osinergmin]

GASES DEL PACIFICO, tiene 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 47 se tiene el número de usuarios conectados comprometidos en el Contrato BOOT.

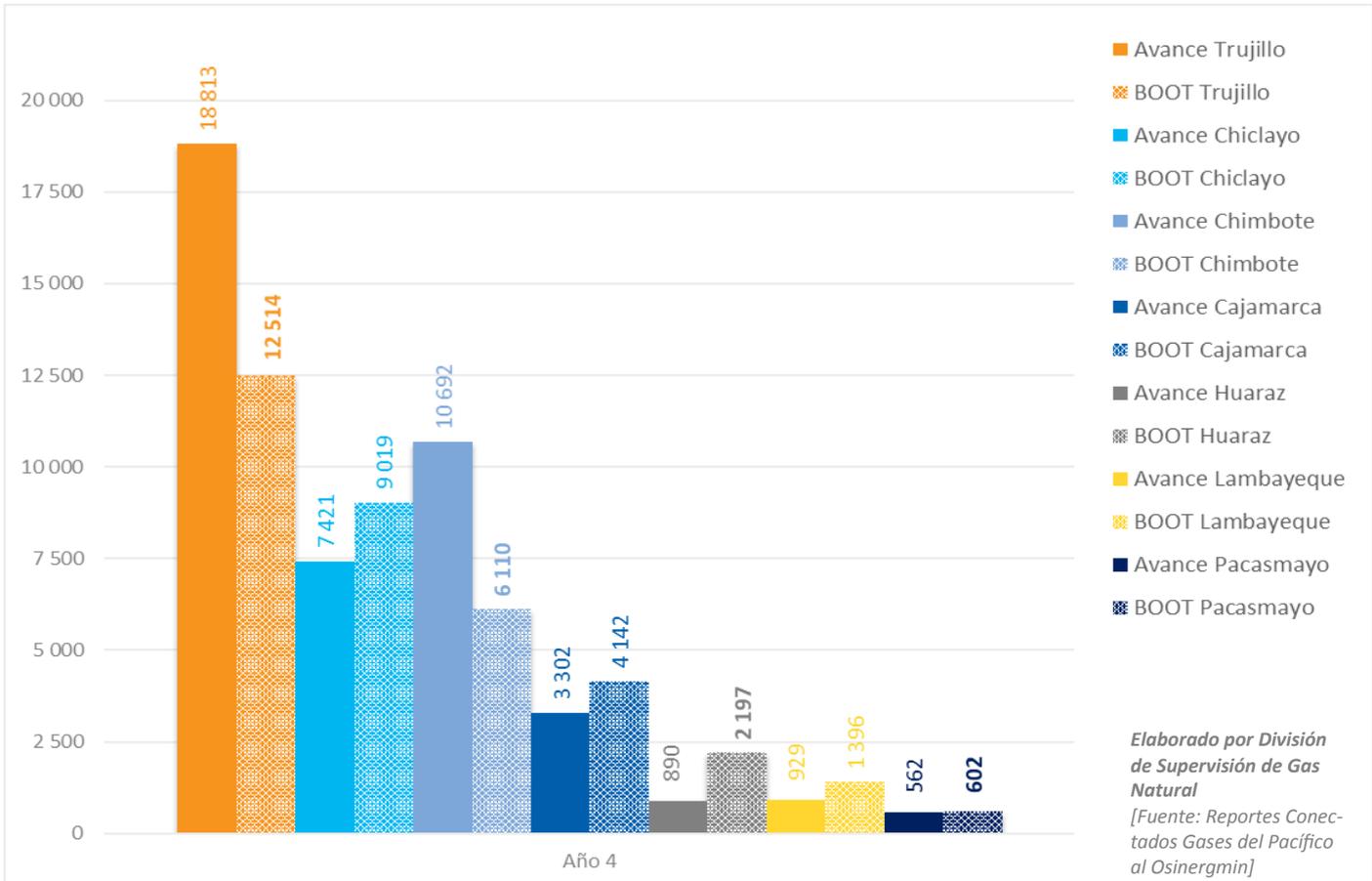
Gráfico 47. Primer Plan de Conexiones, Concesión Norte.



Elaborado por División de Supervisión de Gas Natural [Fuente: Contrato de Concesión de Gas Natural Región Norte]

Al respecto, se muestra el avance de conectados hasta diciembre del 2021; según lo reportado por la concesionaria. El plazo para el año 4 contractual vencerá el 24 de mayo del 2022, periodo pendiente de supervisión.

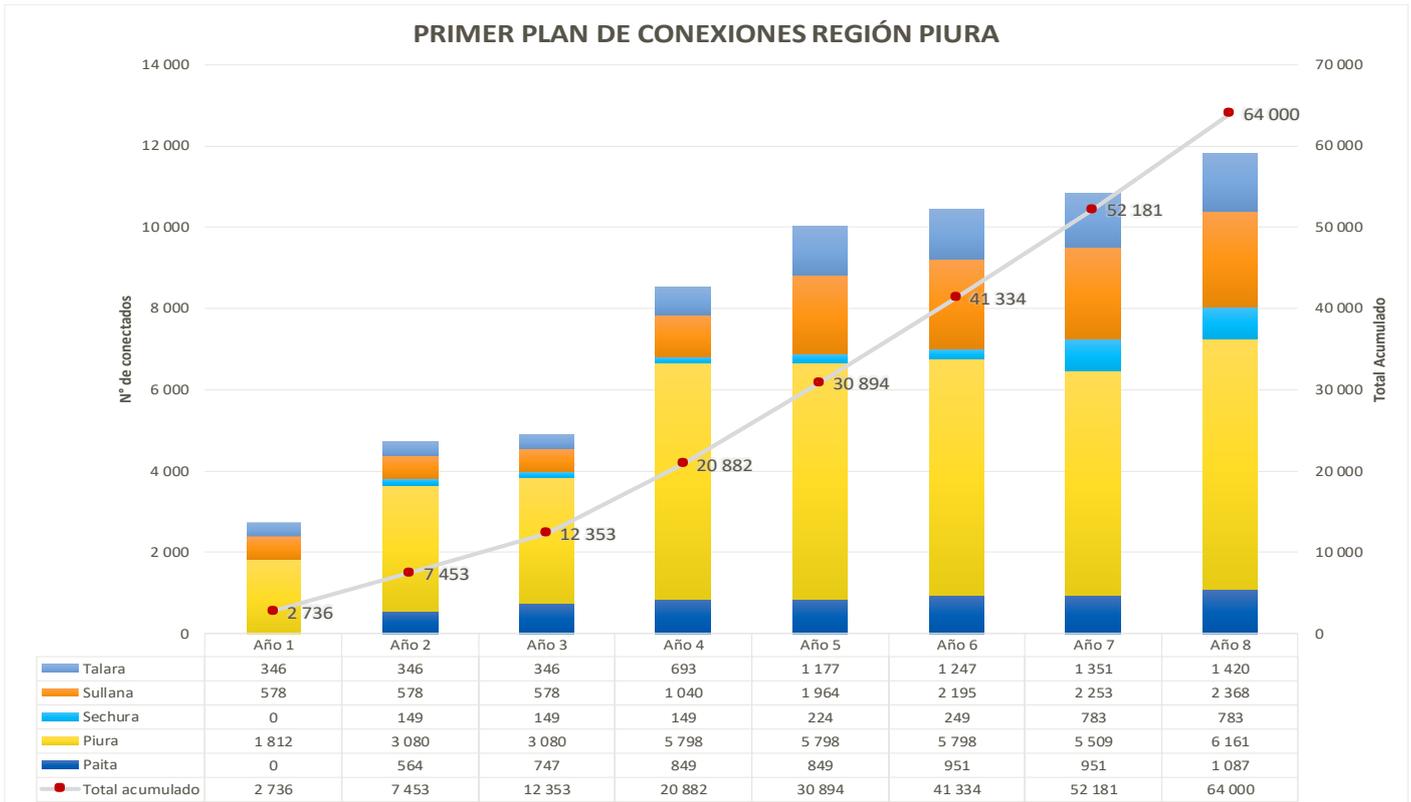
Gráfico 48. Compromiso de Usuarios conectados vs reporte de conectado (sin supervisar), GASES DEL PACIFICO



Elaborado por División de Supervisión de Gas Natural [Fuente: Reportes Conectados Gases del Pacífico al Osinergmin]

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 49 se tiene el número de usuarios conectados comprometidos en el Contrato BOOT.

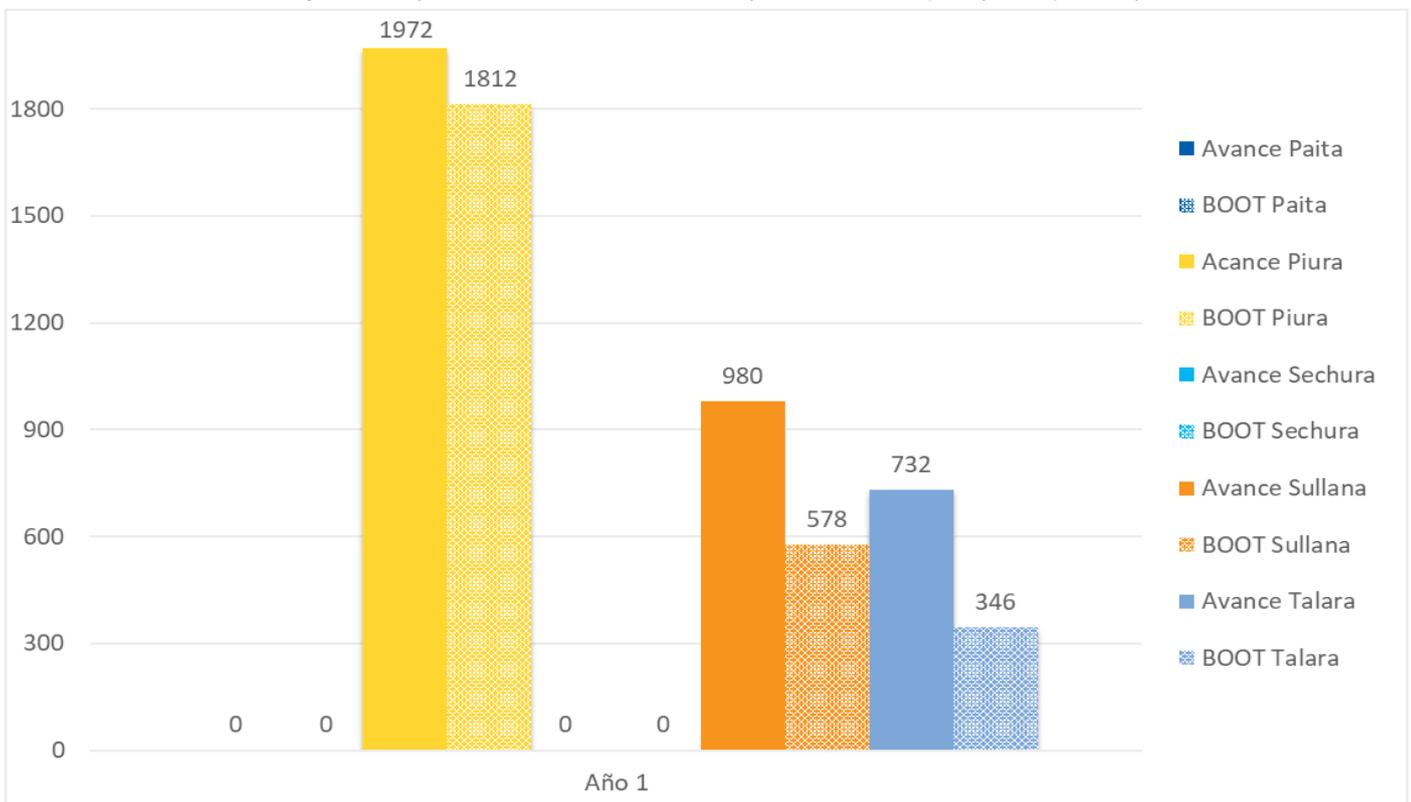
Gráfico 49. Primer Plan de Conexiones Región Piura



Elaborado por División de Supervisión de Gas Natural [Fuente: Contrato de Concesión de Gas Natural Región Piura]

Al respecto, en el gráfico 50 se muestra el avance de conectados del Año 1, hasta diciembre del 2021, según lo reportado por la concesionaria. Es preciso señalar que la Sociedad Concesionaria se encuentra en la ETAPA, desarrollo constructivo de la Concesión antes de la POC, desde el 29 de abril 2021. En ese sentido, los consumidores conectados en la ETAPA son considerados como avance de la meta del Año 1.

Gráfico 50. Compromiso de Usuarios conectados vs reporte de conectado (sin supervisar), Gasnorp

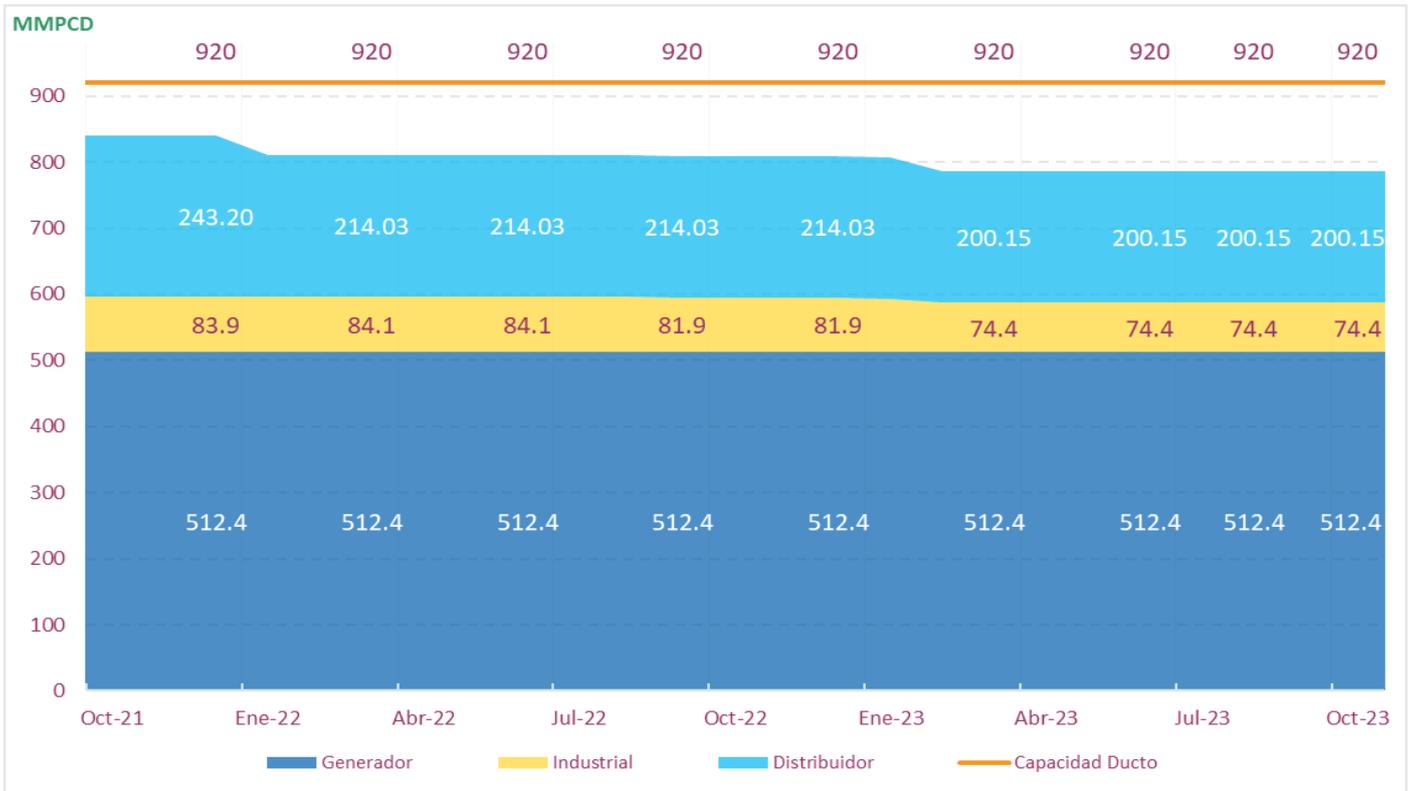


Elaborado por División de Supervisión de Gas Natural [Fuente: Reportes Conectados Gasnorp al Osinergmin]

Contratos y Adendas de Transporte, Suministro y Distribución de Gas Natural

De acuerdo a los contratos de Transporte suscritos a volumen firme hasta diciembre de 2021 entre TGP y los usuarios independientes tenemos el siguiente gráfico.

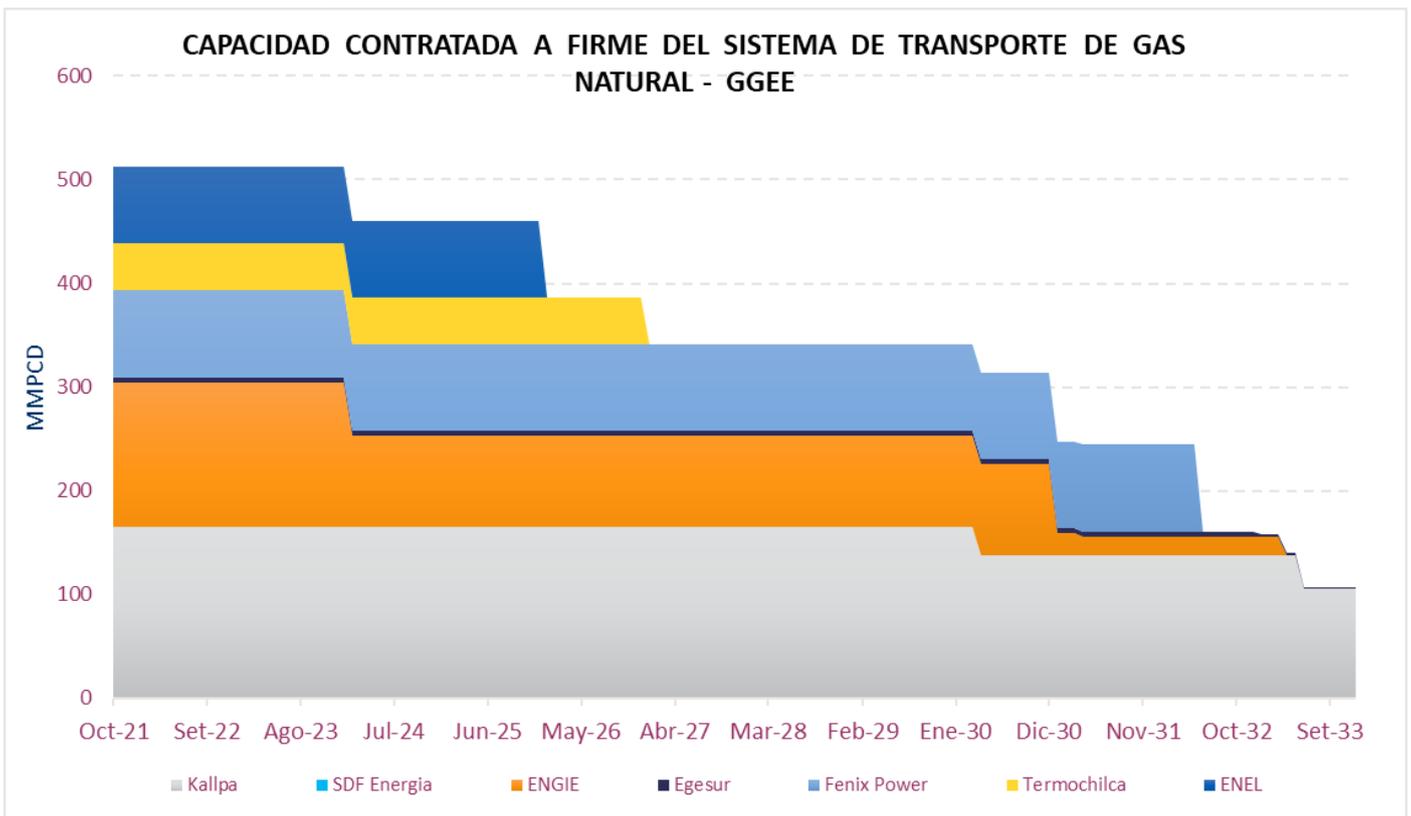
Gráfico 51. Capacidad Contratada de Transporte Firme. TgP (en MMPCD)



Elaborado por División de Supervisión de Gas Natural [Fuente: Contratos de Transporte de TGP al Osinergmin]

Para los usuarios de mayor consumo, los generadores eléctricos, se tiene el siguiente gráfico con las capacidades contratadas a servicio firme desde octubre 2021 hasta su término de vigencia.

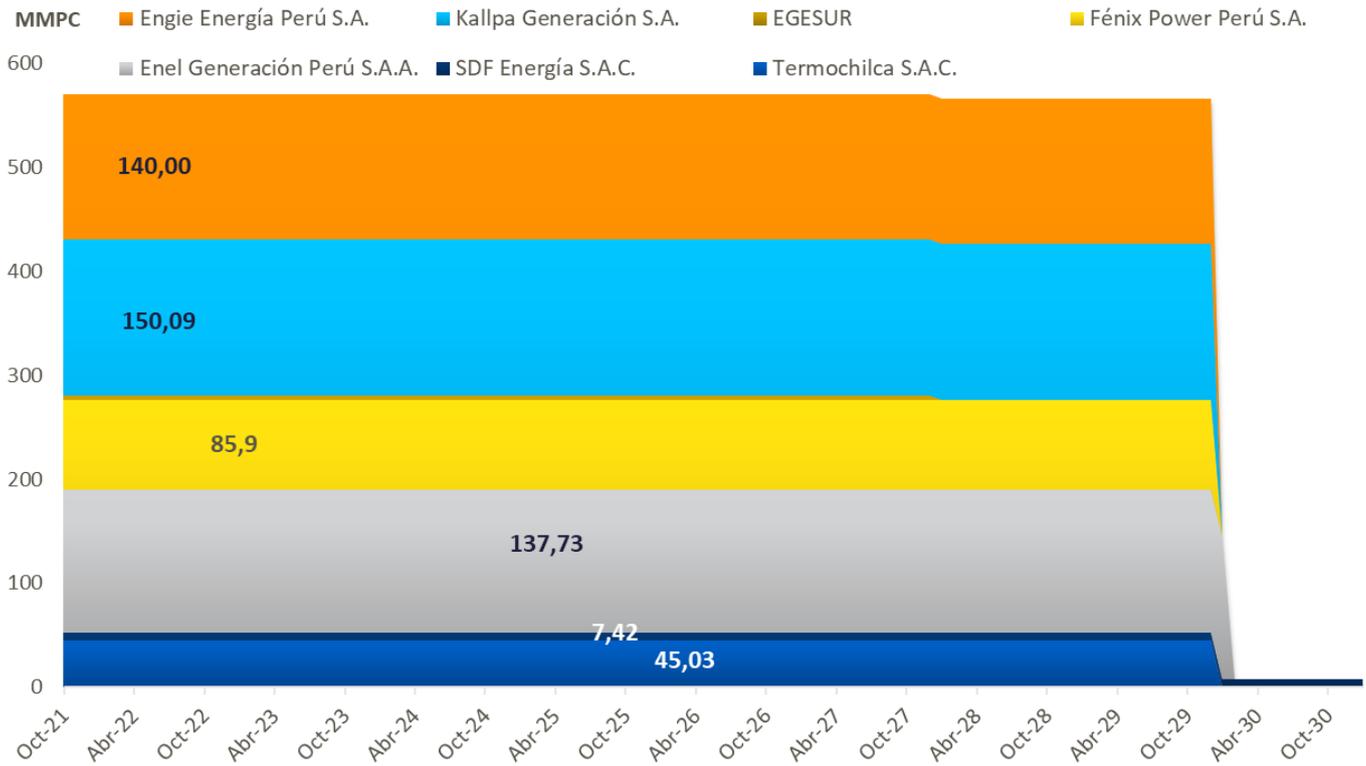
Gráfico 52. Capacidad Contratada de Transporte de Gas. Generadores Eléctricos (en MMPCD)



Elaborado por División de Supervisión de Gas Natural [Fuente: Contratos de Transporte de TGP al Osinergmin]

De acuerdo a los contratos de suministro suscritos entre Pluspetrol y los usuarios independientes, en el caso de generadores eléctricos, en el gráfico 53 se muestran las capacidades contratadas de suministro desde octubre 2021 hasta su término de vigencia.

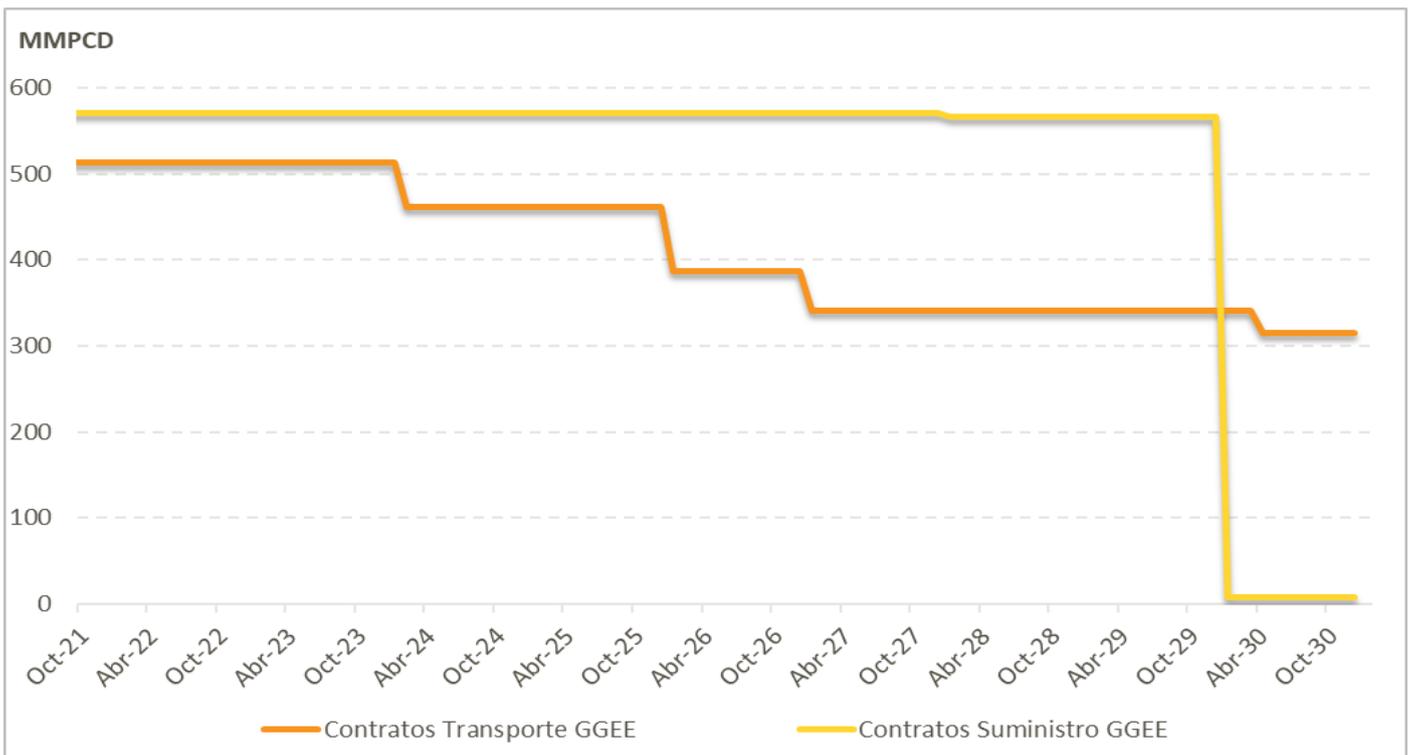
Gráfico 53. Volumen Contratado de Suministro para GGEE. Pluspetrol (en MMPCD)



Elaborado por División de Supervisión de Gas Natural [Fuente: Contratos de Suministro de Pluspetrol al Osinergmin]

De los gráficos de capacidades contratadas de suministro y transporte de gas natural contratados a firme, se observa que los contratos de suministro tienen una vigencia más próxima y casi vencen desde octubre 2021 al agosto 2022. Por lo que las generadoras eléctricas deberían gestionar la renovación de sus contratos de suministro.

Gráfico 54. Contratos de Suministro vs. Contratos de Transporte. (en MMPCD)



Elaborado por División de Supervisión de Gas Natural, OSINERMGIN

Oferta Pública de Capacidad de Transporte de Gas Natural

En la antepenúltima Oferta Pública, correspondiente a la 21ra edición, en el Acto de Adjudicación que tuvo lugar el 15 de agosto del 2019, no se adjudicó capacidad, debido a que la única solicitud presentada fue observada y retirada. En la penúltima Oferta Pública realizada, corresponde a la 22da edición, el Acto de Apertura de Sobres y Admisión de Solicitudes para la Contratación del Servicio de Transporte Firme, se realizó el 27 de agosto de 2020, no se presentó ninguna Solicitud de capacidad.

En la 23ra edición de Oferta Pública realizada, el Acto de Adjudicación de Capacidad de Transporte e inicio del periodo de negociación de Contratos de Servicio de Transporte adjudicados se realizó el 28 de septiembre del 2021, 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 (28-09-2021, a las 16:00 horas)

El Acto de Apertura de Sobres y Admisión de Solicitudes de la Vigésimo Tercera Oferta Pública para la Contratación del Servicio de Transporte Firme, se realizó en la fecha y hora señalada en el Cronograma del Pliego de Bases (08-09-2021, 09:00 horas) y contó con la presencia de un Notario Público no habiéndose presentado observaciones por parte de los solicitantes.

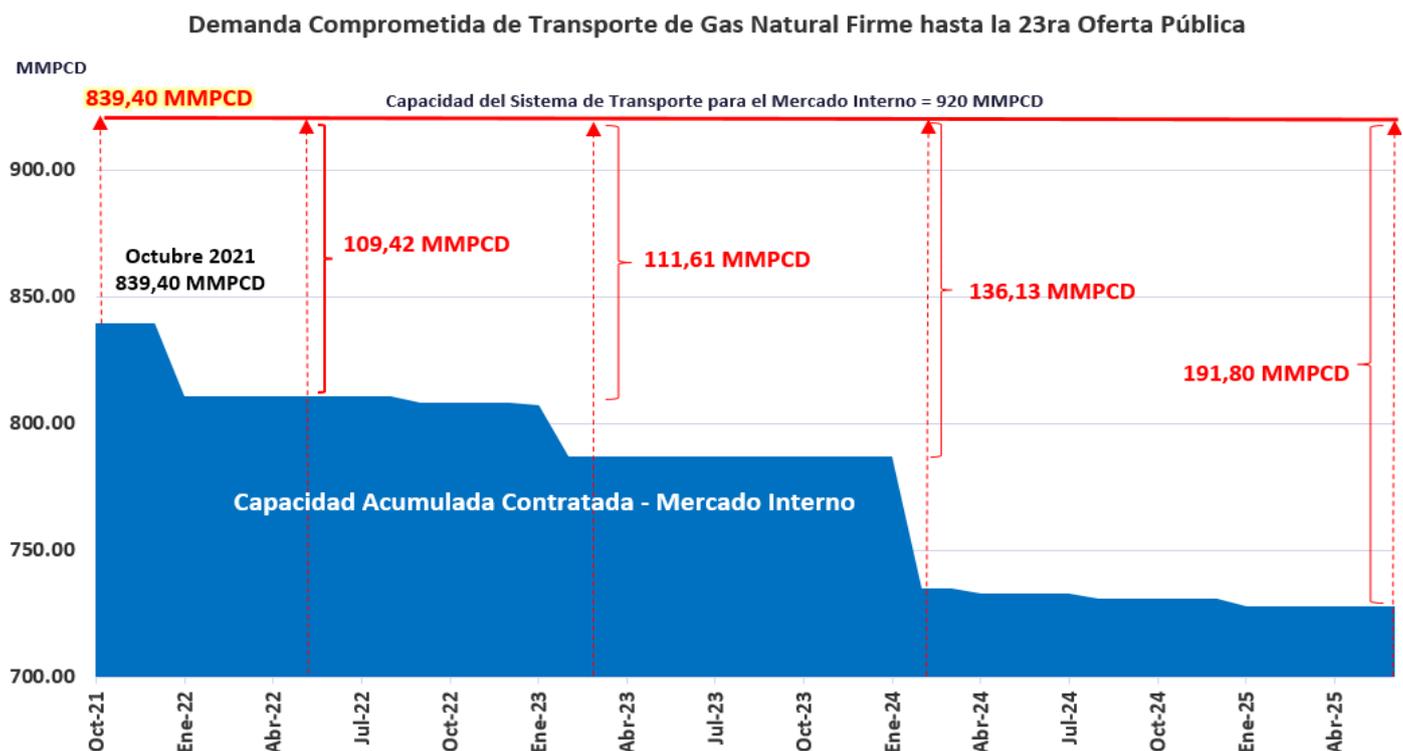
Del Acta se puede observar las empresas que presentaron sobres con solicitudes de capacidad fueron:

Tabla 7. Capacidades en la 23ra 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
30/10/2021	2 282 366	80,60	Cerámica Lima S.A.	15/11/2021	5 000	0,177	2 277 366	80,42
01/01/2022	911 068	32,17	Contugas S.A.C.	01/01/2021	84 951	3,00	821 117	29,00
			Cerámica Lima S.A.	10/01/2021	5 000	0,177		
TOTAL	3 193 434	112,77			94 951	3,35	3 098 483	109,42

En el Gráfico 55 se aprecia la Capacidad Disponible a Ofertar en la próxima Oferta Pública:

Gráfico 55. Demanda Comprometida de Transporte de Gas Natural hasta la 23ra Oferta Pública



Elaborado por División de Supervisión de Gas Natural [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 DS 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, aplica el orden de prioridad en la asignación de gas natural para los consumidores 1 y 2 del presente artículo. Respecto a los consumidores 3 al 6, la asignación de gas natural se aplica por prorrateo.

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.

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	Prorrateo	
4. Consumidores Industriales Regulados con consumos menores a 20,000 m3/día y Estaciones de Compresión y Licuefacción de Gas Natural	Prorrateo	
5. Consumidores Industriales Regulados con consumos mayores a 20,000 m3/día.	Prorrateo	
6. Consumidores Independientes con Contratos de Suministro y de Servicio de Transporte en Firme e Interrumpible.	Prorrateo	

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

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



Elaborado por División de Supervisión de Gas Natural [Fuente: Indicador de Precios Henry Hub]

Producto Bruto Interno Perú

Hacia el segundo trimestre del año 2021, el Producto Bruto Interno (PBI) a precios constantes del 2007, registró un aumento de 41,9 %. La pandemia provocada por el COVID-19 tuvo severos efectos en la salud de las personas de las diferentes sociedades, y también afectó la actividad económica mundial durante el año 2020.

Gráfico 57. Producto Bruto Interno, Perú



[Fuente: Instituto Nacional de Estadística e Informática]

Índice de Precios de Combustibles

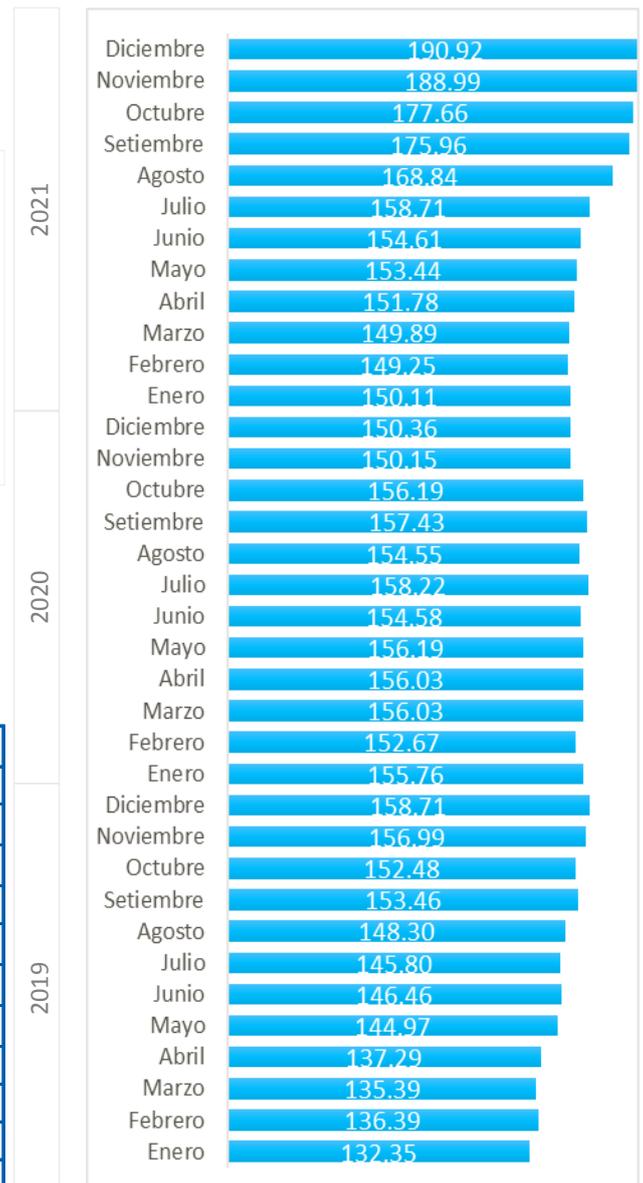
Tabla 9. Variación Porcentual Mensual de los Combustibles en el Índice de Precios al Consumidor de Lima Metropolitana: enero - diciembre 2021

Meses	GLP Vehicular Var. %	GNV Vehicular Var. %	Gasolina Var. %	Petróleo Var. %	Gas Propano Var. %	GN Var. %
Ene. 21	13.7	0.1	6.1	5.6	8.1	-0.2
Feb	9.2	0.0	6.3	5.0	3.3	-0.6
Mar	-0.5	-0.2	6.6	7.7	0.0	0.4
Abr	1.4	-0.5	0.4	-0.2	1.3	1.3
May	2.2	0.0	2.6	0.8	0.4	1.1
Jun	2.8	0.0	2.9	3.7	2.8	0.8
Jul	16.1	0.0	3.9	3.6	9.3	2.7
Ago	0.6	0.0	3.1	4.8	5.4	6.4
Set	0.1	0.6	1.2	1.1	-6.2	4.2
Oct	13.1	1.5	2.4	3.9	-0.4	1.0
Nov	4.3	1.5	3.0	1.6	10.5	6.4
Dic	-1.8	1.3	-0.4	-0.4	8.4	1.0

Elaborado por División de Supervisión de Gas Natural [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 2009=100,0



Elaborado por División de Supervisión de Gas Natural [Fuente: Instituto Nacional de Estadística e Informática]

Factores de Conversión de Unidades y Equivalencias

Volumen

Para convertir de	a	Multiplicar por
Barril (bbl)	metro cúbico (m ³)	0.158988
Barril (bbl)	pie cúbico (ft ³)	5.61146
Galones (gal)	metro cúbico (m ³)	0.00378541
Galones (gal)	litros (L)	3.78541
Galones (gal)	pie cúbico (ft ³)	0.13376
Litros (L)	metro cúbico (m ³)	0.001
Litros (L)	galones (gal)	0.26417
Metro cúbico (m ³)	pie cúbico (ft ³)	35.3147
Metro cúbico (m ³)	barril US (bbl)	6.28981
Pie cúbico (ft ³)	metro cúbico (m ³)	0.028317
Pie cúbico (ft ³)	barril US (bbl)	0.178107
Pie cúbico (ft ³)	galones (gal)	7.4760

Presión

Para convertir de	a	Multiplicar por
Atmósferas (atm)	bar (bar)	1.013
Atmósferas (atm)	pascal (Pa)	1.013*10 ⁵
Atmósferas (atm)	PSI (lb/pulg ²)	14.7
Bar (bar)	atmósferas (atm)	0.987
Bar (bar)	pascal (Pa)	10 ⁵
Bar (bar)	PSI (lb/pulg ²)	14.5
Pascal (Pa)	bar (bar)	10 ⁻⁵
Pascal (Pa)	atmósferas (atm)	0.987*10 ⁻⁵
Pascal (Pa)	PSI (lb/pulg ²)	14.5*10 ⁻⁵
PSI (lb/pulg ²)	bar (bar)	0.0689
PSI (lb/pulg ²)	atmósferas (atm)	0.0680
PSI (lb/pulg ²)	pascal (Pa)	6.894*10 ³

Energía

Para 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 Gas Natural

Para 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)	ft ³ Gas Natural (GN)	5,800
Barril equivalente de petróleo (BEP)	m ³ 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)	ft ³ Gas Natural (GN)	42,500
Tonelada equivalente de petróleo (TEP)	m ³ Gas Natural (GN)	1,200
ft ³ Gas Natural (GN)	MMBTU	0.001
ft ³ Gas Natural (GN)	BTU	1,000
ft ³ Gas Natural (GN)	Barril equivalente de petróleo (BEP)	0.000172
ft ³ Gas Natural (GN)	Tonelada equivalente de petróleo (TEP)	0.0000235
m ³ Gas Natural (GN)	MMBTU	0.0353
m ³ Gas Natural (GN)	Barril equivalente de petróleo (BEP)	0.000608
m ³ Gas Natural (GN)	Tonelada equivalente de petróleo (TEP)	0.000830
MMBTU	Barril equivalente de petróleo (BEP)	0.172
MMBTU	Tonelada equivalente de petróleo (TEP)	0.0235
MMBTU	ft ³ Gas Natural (GN)	1,000
MMBTU	m ³ Gas Natural (GN)	28.3

Abreviaturas y Simbología Utilizada

Fuente: INTERNATIONAL SYSTEM OF UNITS.

Gas Natural		
	22.09	TM GLP
	21.33	TM GNL
	34.06	TM Carbón
	169.35	BEP
	1,000	MMBTU
	0.293	Gw-h
	1055	GJ
	35.315	PC
	1327	m ³ GN
	46,877	PC GN

Petróleo		
	42	gal USA
	158.98	litros
	0.1589	m ³
	7.19	Bls

GLP		
	45,251	PC GN
	1.17	TM de GNL
	11.44	Bls

CARBÓN		
	0.0294	MMPC GN
	4.97	BEP
	31.336	MMBTU

ABREVIATURA	DESCRIPCIÓN
BEP	Barriles equivalentes de petróleo
MMBEP	Millones de barriles equivalentes de petróleo
BCF	Billones de pies cúbicos (EEUU: 10 ⁹ pies cúbicos / España: 10 ¹² pies cúbicos)
BCFD	Billones americanos de pies cúbicos por día
BLS	Barriles
MBLS	Miles de barriles (10 ³ barriles)
MMBLS	Millones de barriles (10 ⁶ barriles)
BPD	Barriles por día
MBPD	Miles de barriles por día
MMBPD	Millones de barriles por día
BTU	British Thermal Unit (Unidad Térmica Británica)
MMBTU	Millones de BTU
Gal	Galón: equivale a 3,78533 litros (Galón de los EEUU)
GLP	Gas licuado de petróleo
GN	Gas natural
GNC	Gas natural comprimido, gas natural que ha sido comprimido a una presión máxima de 25MPa (250 bar)
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.
LGN	Líquidos del gas natural
m ³	Metro cúbico
m ³ STD	Metro cúbico estándar: un metro cúbico (m3) a 15°C y a una presión absoluta de 1.013 mbar
PC	Pie cúbico
MPC	Miles de pies cubico
MPCD	Miles de pies cubico por día
MMPC	Millones de pies cúbico
MMPCD	Millones de pies cúbico por día
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 (DSGN) , setiembre 2021

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*
- ⇒ Gerardo Meza Oscanoa - *Especialista en 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 20202

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
Bernardo Monteagudo 222 -
Magdalena del Mar
Teléfonos: (511) 224 0487, (511) 224 0488
Fax: (511) 224 0491
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

Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minería