

Gerencia de Regulación de Tarifas

División de Gas Natural

Determinación del Precio Medio del Gas (PMG) y Costo Medio de Transporte (CMT) para la Concesión de Distribución de Gas Natural por Red de Ductos en Lima y Callao del Periodo Marzo 2024 – Mayo 2024

Expediente N° 320-2022-GRT

23 de febrero de 2024

Elaborado por:

Eduardo A. Torres Morales

Rodrigo Eduardo Carrillo Castillo

Carlos Palacios Olivera

Juan F. Allcca Alvarez

Revisado y aprobado por:

[mmoleros]

Índice

1	RESUMEN EJECUTIVO	3
2	OBJETIVO	4
3	MARCO LEGAL	5
4	ANTECEDENTES.....	7
5	CRITERIOS Y METODOLOGÍA.....	9
5.1	DEFINICIONES.....	9
5.2	EVALUACIÓN Y ACTUALIZACIÓN DE LA DEMANDA ANUAL PROYECTADA.....	9
5.3	DETERMINACIÓN DEL PMG	9
5.4	DETERMINACIÓN DEL CMT.....	10
6	EVALUACIÓN DE LA DEMANDA ANUAL PROYECTADA	11
7	DETERMINACIÓN DEL PRECIO MEDIO DEL GAS.....	13
7.1	CÁLCULO DEL TOPE MÁXIMO DEL SUMINISTRO DE GAS NATURAL (TMSG).....	13
7.2	CÁLCULO DE VOLÚMENES O CANTIDADES DE GAS A SER RECONOCIDOS POR EL SUMINISTRO DE GAS NATURAL PARA EL PERIODO DE EVALUACIÓN (VRG)	14
7.3	CÁLCULO DEL COSTO RECONOCIDO POR EL SUMINISTRO DE GAS NATURAL (CRG).....	14
7.3.1	<i>Precio de Gas Natural por Tipo de Consumido</i>	<i>16</i>
7.3.2	<i>Volúmenes o cantidades de gas natural entregados por el Productor para atender a cada Tipo de Consumidor (VEP_{i,m}) en el Periodo de Evaluación.....</i>	<i>16</i>
7.3.3	<i>Costo por Volumen Entregado por el Productor por Tipo de Consumidor.....</i>	<i>16</i>
7.3.4	<i>Costo asignado a cada Tipo de Consumidor por cantidades de gas natural no consumidas con respaldo físico en la modalidad de Take or Pay (CToP_{i,m}).....</i>	<i>17</i>
7.3.5	<i>Costos Reconocidos por el Suministro de Gas Natural por Tipo de Consumidor (CRGi)</i>	<i>18</i>
7.4	MONTOS DE LIQUIDACIÓN DE SALDOS DEL PMG	18
7.5	DETERMINACIÓN DEL CMT PARA EL PERIODO DE APLICACIÓN MARZO 2024 – MAYO 2024	20
8	DETERMINACIÓN DEL COSTO MEDIO DE TRANSPORTE.....	21
8.1	CÁLCULO DEL TOPE MÁXIMOS PARA EL TRANSPORTE DE GAS NATURAL (TMTG)	21
8.2	CÁLCULO DE VOLÚMENES A SER RECONOCIDOS POR EL SERVICIO DE TRANSPORTE EN EL PERIODO DE EVALUACIÓN (VRT) 22	
8.3	CÁLCULO DEL COSTO RECONOCIDO POR EL TRANSPORTE DE GAS NATURAL (CRT).....	22
8.3.1	<i>Tarifa de Transporte según contratos de transporte con el Transportista (TT).....</i>	<i>23</i>
8.3.2	<i>Determinación del Costo por Volumen Reconocido por el Transporte de gas.....</i>	<i>23</i>
8.3.3	<i>Determinación del Costo por el servicio interrumpible y/o por transferencias en el Mercado Secundario</i>	<i>24</i>
8.3.4	<i>Cálculo del Costo Reconocido por el Transporte de Gas Natural (CRT)</i>	<i>25</i>
8.4	SALDOS DE LIQUIDACIÓN DEL SERVICIO DE TRANSPORTE (SLT).....	26
8.5	DETERMINACIÓN DEL CMT PARA EL PERIODO DE APLICACIÓN MARZO 2024 – MAYO 2024	27
9	CONCLUSIÓN Y RECOMENDACIÓN.....	28

1 Resumen Ejecutivo

De acuerdo con lo previsto en el Contrato BOOT de la Concesión de Distribución de Gas Natural por Red de Ductos en Lima y Callao y en el Reglamento de Distribución de Gas Natural por Red de Ductos, la empresa prestadora del servicio de distribución de gas natural debe facturar a los Consumidores el costo del gas natural y el costo por transporte mediante la aplicación de un Precio Medio del Gas (PMG) y Costo Medio de Transporte (CMT), respectivamente.

Asimismo, el artículo 14 de la Resolución N° 079-2022-OS/CD¹ señala que la facturación por los conceptos de suministro de gas natural y de transporte se efectuará de acuerdo a lo previsto en el artículo 12 de la Norma “Condiciones Generales del Servicio de Distribución de Gas Natural y de la Aplicación de las Tarifas al Usuario Final”, aprobada con Resolución N° 054-2016-OS/CD (en adelante “Norma de Condiciones Generales”) o el que lo modifique o sustituya.

La metodología de cálculo del PMG y CMT se encuentra en el artículo 12 de la Norma de Condiciones Generales, siendo aprobados por Osinergmin y aplicados por el Concesionario en un periodo trimestral, denominado Periodo de Aplicación.

Al estar próxima la terminación del Periodo de Aplicación de diciembre de 2023 a febrero de 2024, resulta necesario la aprobación del PMG y CMT para la Concesión de Ica para el siguiente Periodo de Aplicación de marzo a mayo de 2024, cuyos resultados de su aplicación se presentan en el Cuadro N° 1.

Cuadro N° 1. PMG y CMT para la Concesión de Lima y Callao en el Periodo de Aplicación Marzo 2024 - Mayo 2024

PMG (USD/m ³)			CMT (USD/m ³)	
Generador Eléctrico ¹	Residencial con Descuento	Otros ²	Transporte	FISE
0,08308470	0,05394414	0,15210365	0,05547537	0,00213522

Notas:

¹ Corresponde a los Generadores Eléctricos cuyo suministro de gas es proveído por el Concesionario.

² Incluye las Categorías A1, A2, B, C, D, E, GNV e IP de la Concesión de Lima y Callao.

El Concesionario deberá incluir en sus pliegos tarifarios de cada mes del Periodo de Aplicación los valores del PMG y CMT del Cuadro N° 1, ello según lo dispuesto en la Norma de Condiciones Generales.

¹ Resolución que fijó las Tarifas Únicas de Distribución de gas natural por red de ductos de la Concesión de Lima y Callao para el periodo 2022-2026 y aprobó, otros conceptos, el procedimiento de facturación a ser aplicado por el Concesionarios a los Consumidores.

2 Objetivo

El presente informe tiene como objetivo determinar el Precio Medio del Gas (PMG) y el Costo Medio de Transporte (CMT) para la Concesión de Distribución de Gas Natural por Red de Ductos en Lima y Callao, correspondientes al Periodo de Aplicación comprendido de marzo a mayo de 2024, utilizando la metodología aprobada en el artículo 12 de la Norma “Condiciones Generales del Servicio de Distribución de Gas Natural y de la Aplicación de las Tarifas al Usuario Final”, aprobada por Resolución N° 054-2016-OS/CD.

3 Marco Legal

El marco legal que se tienen en cuenta para el desarrollo del presente documento son los siguientes:

- Decreto Supremo N° 040-2008-EM del 22 de julio de 2008 que aprobó el Texto Único Ordenado del Reglamento de Distribución de Gas Natural por Red de Ductos (en adelante “Reglamento de Distribución”).
- Norma “Condiciones Generales del Servicio de Distribución de Gas Natural y de la Aplicación de las Tarifas al Usuario Final” aprobada mediante Resolución N° 054-2016-OS/CD del 15 de marzo de 2016, y modificaciones² (en adelante “Norma de Condiciones Generales”).
- Única Disposición Complementaria Transitoria de la Resolución N° 046-2022-OS/CD del 02 de abril de 2022 que dispuso que en forma excepcional, los valores del Precio Medio del Gas (PMG) y/o del Costo Medio de Transporte (CMT) para el periodo mayo 2022 – agosto 2022, serán los valores vigentes a la fecha de la publicación de las resoluciones que fijan las tarifas de distribución de gas natural por red de ductos de las Concesiones de Lima y Callao, y de Ica del periodo 2022-2026 (en adelante “Resolución 046”).
- Resolución N° 078-2022-OS/CD del 30 de abril de 2022 que precisó el primer párrafo de la Única Disposición Complementaria Transitoria de la Resolución N° 046-2022-OS/CD (en adelante “Resolución 078”).
- Resolución N° 079-2022-OS/CD del 04 de mayo de 2022 que fijó las Tarifas Únicas de Distribución de gas natural por red de ductos de la Concesión de Lima y Callao para el periodo 2022-2026 y aprobó, entre otros conceptos, el procedimiento de facturación aplicable por el Concesionario a sus Consumidores (en adelante “Resolución 079”)³. Esta resolución fue modificada con la Resolución Complementaria N° 138-2022-OS/CD, como resultado de los recursos interpuestos contra la Resolución N° 079-2022-OS/CD.
- Contrato “Concesión de la Distribución de Gas Natural por Red de Ductos en Lima y Callao” (en adelante “Contrato de Concesión de Lima y Callao”), suscrito entre el Estado Peruano y la Sociedad Concesionaria Gas Natural de Lima y Callao S.A. (en adelante “Concesionario”).

² La Norma “Condiciones Generales del Servicio de Distribución de Gas Natural y de la Aplicación de las Tarifas al Usuario Final” aprobada mediante Resolución 054-2016-OS/CD fue modificada mediante Resoluciones N° 208-2016-OS/CD, N° 193-2020-OS/CD y N° 046-2022-OS/CD.

³ La Resolución 079-2022-OS/CD fue modificada mediante Resolución complementaria N° 138-2022-OS/CD.

- Contrato de Suministro de Gas Natural, suscrito entre el Concesionario y el Consorcio Camisea⁴ y sus adendas (en adelante “Contrato de Suministro”).
- Contrato de Servicio de Transporte Firme de Gas Natural (en adelante “Contrato de Transporte Firme”), suscrito entre el Concesionario y Transportadora de Gas del Perú S.A. (en adelante “Transportista”).
- Contrato de Servicio de Transporte Interrumpible de Gas Natural, suscrito entre Concesionario y el Transportista.

⁴ Consorcio conformado por empresas que son titulares del Contrato de Licencia del Lote 88.

4 Antecedentes

Los antecedentes que se tienen en cuenta para el desarrollo del presente documento son los siguientes:

- Mediante Resolución N° 054-2016-OS/CD del 15 de marzo de 2016 se publicó la Norma de Condiciones Generales, en cuyo artículo 12 se define la forma de determinar el PMG y el CMT. Posteriormente, la Norma de Condiciones Generales fue modificada mediante Resoluciones N° 208-2016-OS/CD, N° 193-2020-OS/CD y N° 046-2022-OS/CD.
- Mediante Resolución N° 192-2021-OS/CD del 13 de agosto de 2021 se aprobaron los saldos de liquidación del PMG por tipo de Consumidor y del CMT correspondiente al periodo comprendido entre enero y junio de 2020; así como los montos que deberán ser considerados para el cálculo trimestral del PMG y CMT, en la Concesión de Distribución de Gas Natural por Red de Ductos en Lima y Callao.
- Mediante Resolución N° 046-2022-OS/CD del 02 de abril de 2022 se modificó el artículo 12 de la Norma de Condiciones Generales. En la Primera Disposición Complementaria Final de la citada resolución, se dispuso que la modificación del artículo 12 de la Norma de Condiciones Generales entrará en vigencia a partir de la fijación de las Tarifas de las Concesiones de la Distribución de Gas Natural por Red de Ductos. En ese sentido, para el caso de la Concesión de Lima y Callao, la fecha de entrada en vigencia fue el 07 de mayo de 2022.
- Mediante Resolución N° 078-2022-OS/CD del 30 de abril de 2022, se precisó el primer párrafo de la Única Disposición Complementaria Transitoria de la Resolución N° 046-2022-OS/CD, estableciendo que, de manera excepcional, los valores del PMG y CMT para el periodo mayo 2022 – agosto 2022, serán calculados con la metodología que se encuentre vigente a la fecha de la publicación de las resoluciones que fijan las tarifas de distribución de gas natural por red de ductos de las Concesiones de Lima y Callao, y de Ica del periodo 2022-2026.
- Mediante Resolución N° 079-2022-OS/CD del 04 de mayo de 2022 se fijaron las Tarifas Únicas de Distribución de gas natural por red de ductos de la Concesión de Lima y Callao para el periodo 2022-2026. Entre otros aspectos, en el artículo 13 de la citada resolución, Osinergmin aprobó la Demanda Anual Proyectada a que se refiere el artículo 107 del Reglamento de Distribución y la Norma de Condiciones Generales. Asimismo, en el artículo 14 de la citada Resolución, se aprueba la metodología de facturación, señalándose que la facturación del gas natural y del transporte se efectuará de acuerdo a lo previsto en el artículo 12 de la Norma de Condiciones Generales.
- A la fecha de la publicación de la resolución citada en el párrafo anterior, se encontraba vigente el “Procedimiento Temporal para el Cálculo del PMG y CMT aplicables en la

Facturación de las Concesiones de Distribución de Gas Natural en el marco de la Emergencia Sanitaria y el Estado de Emergencia Nacional declarados debido al brote del COVID-19”, aprobado mediante Resolución N° 073-2020-OS/CD, por lo que el PMG y CMT del periodo mayo 2022 – agosto 2022 fueron calculados con tal metodología, ello en cumplimiento del primer párrafo de la Única Disposición Complementaria Transitoria de la Resolución N° 046-2022-OS/CD.

- Mediante Resolución N° 165-2022-OS/CD publicada el 27 de agosto de 2022, Osinermin aprobó el PMG y el CMT para el periodo septiembre 2022 – noviembre 2022 de la Concesión de Distribución de Gas Natural por Red de Ductos en Lima y Callao.
- Mediante Resolución N° 206-2022-OS/CD publicada el 25 de noviembre de 2022, Osinermin aprobó el PMG y el CMT para el periodo diciembre 2022 – febrero 2023 de la Concesión de Distribución de Gas Natural por Red de Ductos en Lima y Callao.
- Mediante Resolución N° 029-2023-OS/CD publicada el 25 de febrero de 2023, Osinermin aprobó el PMG y el CMT para el periodo marzo 2023 – mayo 2023 de la Concesión de Distribución de Gas Natural por Red de Ductos en Lima y Callao.
- Mediante Resolución N° 083-2023-OS/CD publicada el 27 de mayo de 2023, Osinermin aprobó el PMG y el CMT para el periodo junio 2023 – agosto 2023 de la Concesión de Distribución de Gas Natural por Red de Ductos en Lima y Callao.
- Mediante Resolución N° 149-2023-OS/CD publicada el 20 de agosto de 2023, Osinermin aprobó el PMG y el CMT para el periodo septiembre 2023 – noviembre 2023 de la Concesión de Distribución de Gas Natural por Red de Ductos en Lima y Callao.
- Mediante Resolución N° 204-2023-OS/CD publicada el 29 de noviembre de 2023, Osinermin aprobó el PMG y el CMT para el periodo diciembre 2023 – febrero 2024 de la Concesión de Distribución de Gas Natural por Red de Ductos en Lima y Callao.
- Mediante Cartas N° 2023-131529, N° 2023-131606, N° 2023-134602, N° 2024-102133, del 30 de noviembre, 01 de diciembre, 29 de diciembre de 2023 y 31 de enero de 2024, respectivamente, el Concesionario remitió a Osinermin la información requerida hasta el mes de diciembre de 2023 para el cálculo del PMG y CMT con la metodología de la Norma de Condiciones Generales.
- Mediante Oficio N° 347-2024-GRT del 12 de febrero de 2024, Osinermin remitió al Concesionario sus observaciones identificadas a la información remitida mediante las cartas anteriormente señaladas, así como solicitó su propuesta de valores de PMG y CMT para el Periodo de Aplicación comprendido de marzo a mayo de 2024.
- Mediante Cartas N° 2024-103969 y N° 2024-104550 del 16 y 19 de febrero de 2024, el Concesionario presentó, entre otros, su propuesta de valores de PMG y CMT.

5 Criterios y Metodología

Las disposiciones previstas en el procedimiento de facturación aprobado en el artículo 14 de la Resolución 079 y en la Norma de Condiciones Generales vigentes en el Periodo de Evaluación, definen los criterios y la metodología para el cálculo del PMG y CMT objeto del presente informe. Por otro lado, respecto a la Demanda Anual Proyectada de acuerdo con el artículo 13 de la Resolución 079 esta se evalúa y de ser el caso se actualiza.

5.1 Definiciones

- **Periodo de Evaluación:** es el periodo de tres meses previos al Periodo de Aplicación donde se cuenta con información disponible para el cálculo del PMG y CMT. Para el presente caso el Periodo de Evaluación comprende desde el 01 de octubre al 31 de diciembre de 2023.

Cabe señalar que, el Periodo de Evaluación comienza el 01 de octubre de 2023, debido a que es a partir de esa fecha en que se cuenta con información de tres meses previos al Periodo de Aplicación.

- **El Periodo de Aplicación:** es el periodo de tres meses en el cual se encuentra vigente el PMG y el CMT. Para el presente caso el Periodo de Aplicación comprende los meses de marzo, abril y mayo de 2024.

5.2 Evaluación y actualización de la Demanda Anual Proyectada

Se evalúa la Demanda Anual Proyectada aprobada en el artículo 13 de la Resolución 079, y se actualiza en caso ocurrir: i) variación de las demandas de los Consumidores Independientes en función de los contratos que estos tengan suscritos con el Concesionario de Distribución y sus mecanismos de pago contenidos en estos; y/o, ii) el Consumidor Independiente decidiera dejar ser atendido para el suministro y/o el servicio de transporte por el Concesionario.

5.3 Determinación del PMG

Se determina el PMG a ser aplicado por el Concesionario para cada Tipo de Consumidor que tenga contratado el suministro de gas natural durante el Periodo de Aplicación, para lo cual se utiliza la siguiente fórmula.

$$PMG = \frac{CRG + SLG}{VEP} \quad (1)$$

Donde:

PMG : Precio Medio del Gas a ser utilizado por el Concesionario en el Periodo de Aplicación.

CRG : Costo Reconocido por el Suministro de Gas Natural en el Periodo de Evaluación, determinado según la metodología del Anexo 1 de la Norma de Condiciones Generales.

SLG : Saldo de Liquidación por el Suministro de Gas Natural del Periodo de Aplicación.

VEP : Volumen de gas natural entregado por el Productor en la Concesión de Lima y Callao en el Periodo de Evaluación.

Se precisa que los Tipos de Consumidores facturados por el Consorcio Camisea al Concesionario son: Generador Eléctrico, Residencial con Descuento⁵ y Otros.

5.4 Determinación del CMT

Se determina el CMT a ser aplicado por el Concesionario a los Consumidores que tengan contratado el servicio de transporte con este durante el Periodo de Aplicación, para lo cual se utiliza la siguiente fórmula.

$$CMT = \frac{CRT + SLT}{VET} \quad (2)$$

Donde :

CMT : Costo Medio del Transporte a ser utilizado por el Concesionario en el Periodo de Aplicación.

CRT : Costo Reconocido por el Transporte de Gas Natural en el Periodo de Evaluación, determinado según la metodología del Anexo 1 de la Norma de Condiciones Generales.

SLT : Saldo de Liquidación por el servicio de Transporte de Gas Natural del Periodo de Aplicación.

VET : Volumen de gas natural entregado por el Transportista en la Concesión de Lima y Callao en el Periodo de Evaluación.

⁵ Primeros 100 000 Consumidores Residenciales a quienes el Consorcio Camisea les brinda un descuento del 63% del precio del gas natural en boca de pozo hasta por un consumo máximo de 1 500 m³ por cliente, ello en base al Acta suscrita por el Consorcio Camisea y la Comisión de Proinversión del Congreso de la República en el año 2006.

6 Evaluación de la Demanda Anual Proyectada

La Segunda Disposición Complementaria Final⁶ de la Resolución 046 establece el mecanismo de actualización de la Demanda Anual Proyectada (DAP) aprobada en el artículo 13 de la Resolución 079. Para ello, de manera trimestral se evalúan las demandas de los Consumidores Independientes consignadas en el Cuadro N° 9 del artículo 13 de la Resolución 079 y, de corresponder, se modifican en función de los contratos que estos tengan suscritos con el Concesionario de Distribución y sus mecanismos de pago contenidos en estos.

Asimismo, en la citada Disposición Complementaria Final se establece que, si un Consumidor Independiente decidiera dejar ser atendido para el suministro y/o el servicio de transporte por el Concesionario, la demanda de este será retirada de la DAP, conllevando a la correspondiente actualización de la DAP aprobada en el artículo 13 de la Resolución 079.

Ahora bien, de la revisión de la documentación remitida por el Concesionario, se ha verificado que los contratos celebrados entre el Concesionario y los Consumidores Independientes citados en el Cuadro N° 9 del artículo 13 de la Resolución 079, no han variado las condiciones con las cuales se determinó las demandas de dichos Consumidores. Cabe señalar que el Concesionario ha informado que el cliente con código de contrato N° 108012 cambió de razón social, lo que motivó el cambio de contrato y por ende su nuevo código de contrato es el N° 3055204; sin embargo, ello no afecta a los valores aprobados de la DAP.

Por lo mencionado, no corresponde la actualización de la DAP en la presente evaluación, manteniéndose los valores anuales según lo siguiente:

• ⁶ Segunda Disposición Complementaria Final de la Resolución 046

*“SEGUNDA.- Actualización de la Demanda Anual Proyectada
Las demandas de los Consumidores Independientes consignadas en las resoluciones de fijación de tarifas serán evaluadas trimestralmente y modificadas, de ser el caso, en función de los contratos que estos tengan suscritos con los Concesionarios de Distribución y sus mecanismos de pago contenidos en estos. En caso, el Consumidor Independiente decidiera dejar ser atendido para el suministro y/o el servicio de transporte por el Concesionario, la demanda de este será retirada, según corresponda. Lo antes señalado conlleva a la correspondiente actualización de la Demanda Anual Proyectada establecidas en las resoluciones de fijación de tarifas.”*

Cuadro N° 2 Demanda Anual Proyectada de la Concesión de Lima y Callao para el reconocimiento de Costos de suministro de gas y servicio de transporte (Mil Sm³/d)

Tipo de Consumidor	Descripción / Código del Contrato	Año del Periodo Regulatorio (*)			
		1	2	3	4
Consumidores Regulados	Todos los Consumidores Regulados	5 151,37	5 463,78	5 776,96	6 116,75
Consumidores Independientes	102005	29,65	29,77	29,89	30,01
	124539	43,40	43,58	43,75	43,93
	126740	-	-	30,44	32,15
	160353	34,06	33,86	33,66	33,45
	286214	47,80	50,47	53,30	56,28
	435420	41,77	43,38	45,07	46,81
	499727 y/o 511067	35,60	35,74	35,88	36,03
	108012	64,33	63,95	63,56	63,18
Demanda Anual Proyectada		5 447,98	5 764,53	6 112,51	6 458,59

Nota: Los códigos corresponden a los contratos suscritos, a la fecha de la emisión de la presente resolución, entre el Concesionario de Lima y Callao y los Consumidores Independientes.

(*) El Periodo Regulatorio inicia el 07/05/2022 y culmina el 06/05/2026

7 Determinación del Precio Medio del Gas

En el presente numeral se detalla el cálculo del PMG para el Periodo de Aplicación comprendido de marzo a mayo de 2024, siguiendo la metodología del artículo 12 de la Norma de Condiciones Generales.

Cabe señalar que el Suministro de Gas Natural es proveído al Concesionario por el Consorcio Camisea (en adelante “Productor”).

7.1 Cálculo del Tope Máximo del Suministro de Gas Natural (TMSG)

De acuerdo al numeral 3.1.1, el TMSG corresponde al menor de dos valores: i) Demanda Anual Proyectada (DAP); y, ii) La cantidad *Take or Pay* contratada con el Productor.

A continuación, se detallan estos dos valores:

- i. En relación a la DAP, esta es la aprobada mediante Resolución 079. Para los meses de octubre a diciembre de 2023 les corresponde la DAP 5 764 530 m³/d, respectivamente.
- ii. En relación a la cantidad *Take or Pay* contratada con el Productor, ella está establecida en el Contrato de Suministro como la multiplicación de la Cantidad Diaria Contratada (CDC) y el Porcentaje *Take or Pay* (%ToP). Según la Séptima Adenda del referido Contrato de Suministro, la CDC y el %ToP del año 2023 es 220 MMPCD y 90%, respectivamente. Por tanto, la cantidad *Take or Pay* en el Periodo de Evaluación resulta 198 MMPCD o su equivalente, 5 606 735 m³/d.

De los valores antes señalados, se determina el valor de TMSG para cada mes del Periodo de Evaluación según el Cuadro N° 3.

Cuadro N° 3 TMSG para cada mes del Periodo de Evaluación

Mes Año	DAP (m ³ /d)	Cantidad <i>Take or Pay</i> (ToP) (m ³ /d)	TMSG Min (DAP, ToP) (m ³ /d)
Oct-23	5 764 530	5 606 735	5 606 735
Nov-23	5 764 530	5 606 735	5 606 735
Dic-23	5 764 530	5 606 735	5 606 735

7.2 Cálculo de volúmenes o cantidades de gas a ser reconocidos por el suministro de gas natural para el Periodo de Evaluación (VRG)

De acuerdo con el numeral 3.2.1 del Anexo 1 de la Norma de Condiciones Generales, para hallar el VRG se debe comparar los volúmenes o cantidades de gas natural entregados por el Productor (VEP) para atender a los Consumidores en el Periodo de Evaluación con el TMSG determinado en el numeral 7.1, según lo siguiente:

- Si el VEP es mayor que el TMSG, el VRG es igual al VEP; o
- Si el VEP es menor al TMSG, el VRG es igual al TMSG.

En el Cuadro N° 4, se presenta el VRG para cada mes del Periodo de Evaluación.

Cuadro N° 4 Determinación del VRG para el Periodo de Evaluación

Mes-Año	TMSG ¹ (m ³)	VEP ² (m ³)	VRG ³ (m ³)
Oct-23	173 808 788,00	163 660 944,40	173 808 788,25
Nov-23	168 202 053,14	168 659 276,40	168 659 276,40
Dic-23	173 808 788,25	159 102 336,30	173 808 788,25
Total	515 819 629,39	491 422 557,10	516 276 852,90

Notas:

¹ TMSG determinado con el valor diario presentado en el numeral 7.1 del presente informe multiplicado por el número de días de cada mes.

² Volumen o cantidad mensual de gas natural entregado por el Productor para atender a los Consumidores.

³ Volumen o cantidad reconocida por el suministro de gas natural para cada mes del Periodo de Evaluación.

7.3 Cálculo del Costo Reconocido por el Suministro de Gas Natural (CRG)

De acuerdo con el numeral 3.3 del Anexo 1 de la Norma de Condiciones Generales, el CRG por Tipo de Consumidor se determina según lo siguiente:

$$CRG_i = \sum [PG_{i,m} \times VEP_{i,m} + CToP_{i,m} + CGMS_{i,m}] \quad (3)$$

Donde:

CRG : Costo Reconocido por el suministro de gas natural en el Periodo de Evaluación

PG : Precio de Gas Natural, según contratos de suministro de gas natural con el Productor vigente en el mes “m” del Periodo de Evaluación

CToP_{i,m} : Costo asignado al consumidor de tipo “i” en el mes “m” del Periodo de Evaluación por cantidades o volúmenes de gas natural no consumidas con respaldo físico en la modalidad de *Take or Pay*.

El valor de CToP_{i,m} se determina según la siguiente fórmula:

$$CToP_{i,m} = (VRG_m - VEP_m) \times PToP_m \times \frac{PG_{i,m} \times VEP_{i,m}}{\sum [PG_{i,m} \times VEP_{i,m}]} \quad (4)$$

Donde:

PToP : Precio aplicado por el Productor a las cantidades *Take or Pay*, según el Contrato de Suministro de gas natural del Concesionario.

VRG : Volumen reconocido por el Suministro de Gas Natural, determinado en el Cuadro N° 4.

En el Contrato de Suministro del Concesionario con el Productor existe un mecanismo donde no se traslada la totalidad de los costos $CToP_{i,m}$, toda vez que existe un monto tope, definido como el menor valor entre i) USD 3,375 millones; y, ii) el 8% de la facturación por volumen real de gas suministrado en el Periodo de Control⁷ definido en el Contrato de Suministro. El monto resultante se asignará a cada Tipo de Consumidor “i” en forma proporcional a la facturación de los volúmenes realizados por el Productor ($PG_i \times VEP_i$), resultando en un nuevo valor $CToP_{i,m}$ para cada tipo de consumidor a ser considerado en la fórmula (3).

CGMS_{i,m} : Costo de Gas por Transferencias en el Mercado Secundario asignado al tipo de consumidor “i” del correspondiente mes “m” del Periodo de Evaluación. Se precisa que en el Periodo de Evaluación no se han efectuado transferencias en el Mercado Secundario, por tanto el valor de $CGMS_{i,m}$ es igual a cero.

Cabe señalar que, de acuerdo a la Novena Adenda Al Contrato de Suministro de Gas Natural, suscrita entre el Concesionario y el Productor, en el año 2023 el monto tope o límite del pago *Take or Pay* se incrementa de USD 2,500 millones a USD 3,375 millones. Se precisa que este monto tope es el resultado de una negociación entre las partes.

⁷ Definición de Periodo de Control, según Quinta Adenda al Contrato de Suministro
“Periodo de Control: Corresponde al primer, segundo, tercero o cuarto trimestre de cada año contractual respectivamente”.

7.3.1 Precio de Gas Natural por Tipo de Consumido

En el Cuadro N° 5 se presentan los precios de gas natural por Tipo de Consumidor vigentes en el Periodo de Evaluación para la Concesión de Lima y Callao, así como los poderes caloríficos, los cuales se obtuvieron de la información remitida por el Concesionario.

Cuadro N° 5 Precios de Gas Natural según Tipo de Consumidor y Poderes Caloríficos vigentes en el Periodo de Evaluación

Mes-Año	Precios de Gas Natural ¹ (USD/MMBTU)			Poder Calorífico ² (BTU/PC)
	Generador Eléctrico	Residencial con Descuento	Otros	
Oct-23	2,0687	1,3867	3,7237	1 069,3452
Nov-23	2,1185	1,4201	3,8134	1 068,1606
Dic-23	2,1684	1,4536	3,9032	1 068,3221

Notas:

¹ Los Precios del Gas Natural de octubre y noviembre de 2023 fueron informados por el Productor a Osinermin mediante Cartas N° PPC-COM-23-0221 y N° PPC-COM-23-0282, los cuales son resultado de aplicar un descuento del 4,6% y 2,3% a los precios actualizados según el Contrato de Suministro de Gas para el año 2023. De otro lado, los Precios del Gas Natural de diciembre de 2023 fueron comunicados por el Productor mediante Carta N° PPC-COM-23-0298, los cuales corresponden a los precios actualizados según el Contrato de Suministro de Gas para el año 2023.

² Poder Calorífico del gas natural de acuerdo a la información relacionada con la facturación del Productor al Concesionario en el Periodo de Evaluación.

7.3.2 Volúmenes o cantidades de gas natural entregados por el Productor para atender a cada Tipo de Consumidor (VEP_{i,m}) en el Periodo de Evaluación

En el Cuadro N° 6 se presentan los volúmenes entregados por el Productor al Concesionario por Tipo de Consumidor en el Periodo de Evaluación.

Cuadro N° 6 Volúmenes Entregados por el Productor al Concesionario a cada Tipo de Consumidor (VEP_{i,m}) en el Periodo de Evaluación

Mes-Año	Generador Eléctrico ¹ (m ³)	Residencial con Descuento (m ³)	Otros ² (m ³)	Total (m ³)
Oct-23	7 783 609,10	128 304,80	155 749 030,50	163 660 944,40
Nov-23	7 721 101,90	128 357,70	160 809 816,80	168 659 276,40
Dic-23	7 697 379,30	120 937,00	151 284 020,00	159 102 336,30
Total	23 202 090,30	377 599,50	467 842 867,30	491 422 557,10

Notas:

¹ Corresponde a los Generadores Eléctricos cuyo suministro de gas es proveído por el Concesionario.

² Incluye las Categorías A1, A2, B, C, D, E, GNV e IP de la Concesión de Lima y Callao.

7.3.3 Costo por Volumen Entregado por el Productor por Tipo de Consumidor

Conforme al primer sumando de la fórmula (3), se determina el costo por el volumen entregado por el Productor para atender a cada Tipo de Consumidor (VEP_{i,m}) en cada mes del Periodo de Evaluación. Para ello, se utiliza los precios del gas natural del Cuadro N° 5 y los volúmenes entregados por el Productor al Concesionario por Tipo de Consumidor (VEP_{i,m}) señalados en el Cuadro N° 6. En el Cuadro N° 7 se muestran los costos por volumen entregados por el Productor por cada Tipo de Consumidor.

Cuadro N° 7 Costos por Volumen Entregado por el Productor por Tipo de Consumidor

Mes-Año	Generador Eléctrico (USD)	Residencial con Descuento (USD)	Otros (USD)	Total (USD)
Oct-23	608 067,24	6 718,90	21 901 462,35	22 516 248,49
Nov-23	617 020,31	6 875,95	23 132 183,36	23 756 079,62
Dic-23	629 708,64	6 632,27	22 277 744,89	22 914 085,80
Total	1 854 796,19	20 227,12	67 311 390,60	69 186 413,91
Proporción	2,68%	0,03%	97,29%	100,00%

Nota: Se ha utilizado el factor de 35,31467 como convertor de metro cúbico a pie cúbico.

7.3.4 Costo asignado a cada Tipo de Consumidor por cantidades de gas natural no consumidas con respaldo físico en la modalidad de *Take or Pay* (CTOP_{i,m})

El costo asignado a cada Tipo de Consumidor por cantidades de gas natural no consumidas con respaldo físico en la modalidad de *Take or Pay* es calculado conforme a la fórmula (4).

Primero, se determina el costo total por cantidades de gas natural no consumidas con respaldo físico en la modalidad *Take or Pay*, ello a partir de la diferencia entre el VRG y VEP de cada mes del Periodo de Evaluación y el precio aplicado por el Productor a las cantidades *Take or Pay*. Asimismo, el valor resultante se compara con el monto tope consignado en el Contrato de Suministro del Concesionario con el Productor, seleccionándose el menor valor resultante. En el Cuadro N° 8 se muestra este cálculo.

Cuadro N° 8 Costos por cantidades de gas natural no consumidas con respaldo físico en la modalidad *Take or Pay*

Mes-Año	VRG - VEP ¹ (m ³)	PTOP ² (USD/MMBTU)	Costo VRG - VEP ³ (USD)	Monto Tope ⁴ (USD)	CTOP ⁵ (USD)
Oct-23	10 147 844	3,6453	1 396 948	3 375 000	
Nov-23	0	3,7360	0		
Dic-23	14 706 452	3,9032	2 165 639		
Total			3 562 587	3 375 000	3 375 000

Notas:

- Diferencia del volumen reconocido por el suministro de gas natural para cada mes del Periodo de Evaluación (VRG) y el volumen o cantidad de entregado por el Productor (VEP), ambos presentados en el Cuadro N° 4 del presente informe.
- Precio *Take or Pay* (PTOP) aplicado por el Productor en cada mes del Periodo de Evaluación según lo informado por el Concesionario.
- Costo VEP-VRG determinado en función de la diferencia VRG-VEP y el PTOp, y los poderes caloríficos del gas natural presentados en el Cuadro N° 5. Se ha utilizado el factor de 35,31467 para la conversión de metros cúbicos a pies cúbicos.
- Monto Tope trimestral que aplica el Productor al Concesionario como pago por cantidades gas natural no consumidas con respaldo físico en la modalidad de *Take or Pay* en el Periodo de Evaluación, según el Contrato de Suministro y las copias de facturas remitidas por el Concesionario.
- Costo por cantidades gas natural no consumidas con respaldo físico en la modalidad de *Take or Pay* (CTOP) en el Periodo de Evaluación, obtenido como el mínimo valor del Costo VRG-VEP y el Monto Tope.

Con el costo total por las cantidades de gas natural no consumidas con respaldo físico en la modalidad de *Take or Pay*, presentado en el Cuadro N° 8, y las proporciones presentadas en el

Cuadro N° 7, se determina el monto correspondiente a asignarse a cada Tipo de Consumidor de la Concesión de Lima y Callao, tal como se muestra en el Cuadro N° 9.

Cuadro N° 9 Asignación por cantidades gas natural no consumidas con respaldo físico en la modalidad de *Take or Pay* para cada Tipo de Consumidor (CTOP_{i,m})

CTOP ¹ (USD)	Proporción de costos por volumen entregado ²			CTOP _{i,m} ³		
	Generador Eléctrico	Residencial con Descuento	Otros	Generador Eléctrico (USD)	Residencial con Descuento (USD)	Otros (USD)
3 375 000	2,68%	0,03%	97,29%	90 479,28	986,70	3 283 534,02

Notas:

¹ Costo por cantidades gas natural no consumidas con respaldo físico en la modalidad de *Take or Pay* (CTOP) determinado en el Cuadro N° 8.

² Proporción de costos por volumen o cantidad de gas natural entregado por el Productor presentados en el Cuadro N° 7 que representa al cociente que se incluye en la fórmula (4):

$$\frac{PG_{i,m} \times VEP_{i,m}}{\sum [PG_{i,m} \times VEP_{i,m}]}$$

³ Costo asignado a cada Tipo de Consumidor de la Concesión de Lima y Callao en el Periodo de Evaluación por cantidades o volúmenes de gas natural no consumidas con respaldo físico en la modalidad de *Take or Pay* (CTOP_{i,m}).

7.3.5 Costos Reconocidos por el Suministro de Gas Natural por Tipo de Consumidor (CRGi)

Con el costo por volumen o cantidad de gas natural entregado por el Productor $\Sigma(PG_{i,m} \times VEP_{i,m})$ y el costo por las cantidades de gas natural no consumidas con respaldo físico en la modalidad de *Take or Pay* (CTOP_{i,m}), determinadas en los numerales 7.3.3 y 7.3.4 del presente informe, respectivamente, se calculan los Costos Reconocidos por el Suministro de Gas Natural para cada Tipo de Consumidor de la Concesión de Lima y Callao (CRGi), tal como se presentan en el Cuadro N° 10.

Cuadro N° 10 Determinación del Costo Reconocido por el Suministro de Gas Natural por Tipo de Consumidor (CRGi)

Mes-Año	Generador Eléctrico (USD)		Residencial con Descuento (USD)		Otros (USD)	
	Costos por Volumen ¹	CTOP ²	Costos por Volumen ¹	CTOP ²	Costos por Volumen ¹	CTOP ²
Oct-23	608 067,24	90 479,28	6 718,90	986,70	21 901 462,35	3 283 534,02
Nov-23	617 020,31		6 875,95		23 132 183,36	
Dic-23	629 708,64		6 632,27		22 277 744,89	
CRGi	1 945 275,47		21 213,82		70 594 924,62	

Notas:

¹ Costo por volumen o cantidad de gas natural entregado por el Productor $\Sigma(PG_{i,m} \times VEP_{i,m})$, determinado en el numeral 7.3.3.

² Costo por cantidades gas natural no consumidas con respaldo físico en la modalidad de *Take or Pay* para cada Tipo de Consumidor (CTOP_{i,m}), determinados en el 7.3.4.

7.4 Montos de Liquidación de Saldos del PMG

De acuerdo a la fórmula (1), el cálculo del PMG debe incluir saldos de liquidación por el suministro del gas natural del Periodo de Aplicación (SLGi).

Ahora bien, mediante Resolución N° 192-2021-OS/CD⁸ se aprobaron los montos de liquidación de saldos del PMG del Periodo enero-junio 2020 que deben ser liquidados en forma trimestral desde octubre de 2021 hasta septiembre de 2024. Dado que el Periodo de Aplicación (marzo de a mayo de 2024) está comprendido en los meses de liquidación que refiere la Resolución N° 192-2021-OS/CD; los montos trimestrales a ser liquidados se distribuyen en cada mes del Periodo de Aplicación conforme se detalla en el Cuadro N° 11.

Cuadro N° 11 Distribución mensual de Montos de Liquidación de Saldos del PMG aprobados mediante Resolución N° 192-2021-OS/CD

Resolución N° 192-2021- OSC/D				Distribución Mensual de los Montos de Liquidación de Saldos del PMG			
Trimestre	Tipo de Consumidor ¹ (USD)			Mes	Tipo de Consumidor (USD)		
	Otros	Residencial con Descuento	Generador Eléctrico		Otros	Residencial con Descuento	Generador Eléctrico
Ene24– Mar24	565 684,07	-844,54	-17 536,75	Ene-24	188 561,36	-281,51	-5 845,58
				Feb-24	188 561,36	-281,51	-5 845,58
				Mar-24	188 561,35	-281,52	-5 845,59
Abr24– Jun24	565 684,07	-844,54	-17 536,75	Abr-24	188 561,36	-281,51	-5 845,58
				May-24	188 561,36	-281,51	-5 845,58
				Jun-24	188 561,35	-281,52	-5 845,59

Notas:

¹ Montos de Liquidación del PMG aprobados mediante Resolución N° 192-2021-OS/CD, modificada con Resolución N° 212-2021-OS/CD.

En consecuencia, en el Cuadro N° 12, se muestra el saldo de liquidación por el suministro de gas natural para cada Tipo de Consumidor en el Periodo de Aplicación (SLG_i), a ser considerado en la fórmula (1).

Cuadro N° 12 Saldo de liquidación por el suministro de gas natural para cada Tipo de Consumidor (SLG_i)

Mes	Tipo de Consumidor (USD)		
	Otros	Residencial con Descuento	Generador Eléctrico
Mar-24	188 561,35	-281,52	-5 845,59
Abr-24	188 561,36	-281,51	-5 845,58
May-24	188 561,36	-281,51	-5 845,58
Total	565 684,07	-844,54	-17 536,75

⁸Modificada con Resolución N° 212-2021-OS/CD

7.5 Determinación del CMT para el Periodo de Aplicación Marzo 2024 – Mayo 2024

Aplicando la fórmula (1) con base en los valores obtenidos de CRG_i , SGL_i y VEP_i , se determina el PMG para cada Tipo de Consumidor para el Periodo de Aplicación. El detalle se muestra en el Cuadro N° 13.

Cuadro N° 13 Determinación del PMG según Tipo de Consumidor para la Concesión de Lima y Callao en el Periodo de Evaluación

Periodo de Aplicación	Concepto	Generador Eléctrico	Residencial con Descuento	Otros
Mar24 – May24	CRG _i ¹ (USD)	1 945 275,47	21 213,82	70 594 924,62
	SLG _i ² (USD)	-17 536,75	-844,54	565 684,07
	VEP _i ³ (m ³)	23 202 090,30	377 599,50	467 842 867,30
	PMG⁴ (USD/m³)	0,08308470	0,05394414	0,15210365

Notas:

- ¹ Costo Reconocido por el suministro de gas natural para cada Tipo de Consumidor en el Periodo de Evaluación (CRG_i), determinado en el Cuadro N° 10.
- ² Saldo de Liquidación por el Suministro de Gas Natural para cada Tipo de Consumidor en el Periodo de Aplicación (SLG_i), presentado en el Cuadro N° 12.
- ³ Volumen de gas natural entregado por el Productor en el Periodo de Evaluación (VEP_i) para cada Tipo de Consumidor, presentado en el Cuadro N° 6.
- ⁴ Precio Medio del Gas según Tipo de Consumidor (PMG_i) calculado según la fórmula (1).

8 Determinación del Costo Medio de Transporte

En el presente numeral se detalla el cálculo del CMT para el Periodo de Aplicación comprendido de marzo a mayo de 2024, siguiendo la metodología del artículo 12 de la Norma de Condiciones Generales.

Cabe señalar que el Servicio de Transporte es proveído al Concesionario por la empresa Transportadora del Gas del Perú S.A. (en adelante “Transportista”).

8.1 Cálculo del Tope Máximos para el Transporte de Gas Natural (TMTG)

De acuerdo al numeral 3.1.2, el TMTG corresponde al menor de dos valores: i) Demanda Anual Proyectada (DAP); y, ii) La capacidad de transporte con respaldo físico en la modalidad firme (*Ship or Pay*), contratada con el Transportista.

A continuación, se detallan estos dos valores:

- i. En relación a la DAP, esta es la aprobada mediante Resolución 079. Para los meses de octubre a diciembre de 2023 les corresponde la DAP 5 764 530 m³/d, respectivamente.
- ii. En relación a la capacidad de transporte con respaldo físico en la modalidad firme (*Ship or Pay*) la contratada con el Transportista es igual a 5 578 469 m³/d.

De los valores antes señalados, se determina el valor de TMTG para cada mes del Periodo de Evaluación según Cuadro N° 14.

Cuadro N° 14 TMTG para cada mes del Periodo de Evaluación

Mes Año	DAP (m ³ /d)	<i>Ship or Pay</i> (SoP) (m ³ /d)	TMTG Min (DAP, SoP) (m ³ /d)
Oct-23	5 764 530	5 578 469	5 578,469
Nov-23	5 764 530	5 578 469	5 578,469
Dic-23	5 764 530	5 578 469	5 578,469

8.2 Cálculo de volúmenes a ser reconocidos por el servicio de transporte en el Periodo de Evaluación (VRT)

De acuerdo con el numeral 3.2.2 del Anexo 1 de la Norma de Condiciones Generales, para hallar el VRT se debe comparar los volúmenes de gas natural entregados por el Transportista (VET) con el TMTG determinado en el numeral 8.1, según lo siguiente:

- Si el VET es mayor que el TMTG, el VRT es igual al VET; o
- Si el VET es menor al TMTG, el VRT es igual al TMTG.

En el Cuadro N° 15 presenta el VRT para cada mes del Periodo de Evaluación.

Cuadro N° 15 Determinación del VRT para el Periodo de Evaluación

Mes-Año	TMTG ¹ (m³)	VET ² (m³)	VRT ³ (m³)
Oct-23	172 932 539,00	165 266 242,00	172 932 539,00
Nov-23	167 354 070,00	168 051 716,25	168 051 716,25
Dic-23	172 932 539,00	160 058 392,11	172 932 539,00
Total	513 219 148,00	493 376 350,36	513 916 794,25

Notas:

¹ TMTG determinado con el valor diario presentado en el numeral 8.1 multiplicado por el número de días de cada mes.

² Volumen mensual entregado por el Transportista para atender a los Consumidores.

³ Volumen reconocido por el servicio de transporte de gas natural para cada mes del Periodo de Evaluación.

8.3 Cálculo del Costo Reconocido por el Transporte de Gas Natural (CRT)

De acuerdo con el numeral 3.4 del Anexo 1 de la Norma de Condiciones Generales, el CRT se determina según lo siguiente:

$$CRT = \sum [TT_m \times VRT_m + CIMS_m] \quad (5)$$

Donde:

CRT : Costo Reconocido por el Transporte de Gas Natural para atender a los Consumidores en el Periodo de Evaluación

TT : Tarifa de Transporte según contratos de transporte con el Transportista.

VRT : Volumen reconocido por el transporte de gas determinado en el Cuadro N° 15.

CIMS : Costo por el servicio interrumpible y/o por transferencias en el Mercado Secundario determinado según los siguientes criterios:

Si las transferencias en el Mercado Secundario son por la venta de excedentes de capacidad de transporte, se considerará con signo negativo, valorizadas con la tarifa vigente del servicio de transporte o la que resulte del MECAP.

Si las transferencias en el Mercado Secundario son por la compra de capacidad de transporte, se considerará con signo positivo. Si el Concesionario cuenta con suficiente capacidad de transporte en modalidad firme contratada con el Transportista para atender su demanda, no se reconocerán las transferencias de capacidad de transporte que haya comprado el Concesionario en el Mercado Secundario.

En caso de transferencias en el Mercado Secundario, sea por ventas y/o compras de excedentes de capacidad de transporte, la capacidad a ser reconocida para el CIMS no debe superar la diferencia entre el VRT y VET.

8.3.1 Tarifa de Transporte según contratos de transporte con el Transportista (TT)

En el Cuadro N° 16 se presentan las tarifas y recargo aplicables en el servicio de transporte por ductos vigentes en el Periodo de Evaluación para la Concesión de Lima y Callao, obtenidas de la información remitida por el Concesionario.

Cuadro N° 16 Tarifas y Recargo en el Servicio de Transporte vigentes en el Periodo de Evaluación

Mes-Año	Tarifa de Servicio de Transporte Firme (USD/mil m ³)	Tarifa de Servicio de Transporte Interrumpible (USD/mil m ³)	Recargo FISE (USD/MPC)
Oct-23	50,7075	56,3417	0,055
Nov-23	50,7075	56,3417	0,055
Dic-23	50,7075	56,3417	0,055

8.3.2 Determinación del Costo por Volumen Reconocido por el Transporte de gas

Conforme al primer sumando de la fórmula (5), se determina el costo por el volumen reconocido por el servicio de transporte de gas en cada mes del Periodo de Evaluación. Para ello, se utilizan los volúmenes mensuales reconocidos por el servicio de transporte (VRT_m) y las tarifas de transporte en modalidad firme, presentados en el Cuadro N° 15 y el Cuadro N° 16, respectivamente.

Asimismo, en aplicación del literal n)⁹ del artículo 12 de la Norma de Condiciones Generales, se determina el costo por volumen reconocido por aplicación del Recargo FISE, utilizándose para ello los volúmenes reconocidos por el servicio de transporte (VRT_m) y el Recargo FISE, presentados en el Cuadro N° 15 y el Cuadro N° 16, respectivamente.

En el Cuadro N° 17 se presenta los costos por VRT_m en el Periodo de Evaluación, tanto por el servicio de transporte como para el Recargo FISE.

⁹ Literal n) del artículo 12 de la Norma de Condiciones Generales

“n) Para determinar el costo medio de algún cargo, recargo o tarifa aplicable al suministro de gas natural y/o al servicio de transporte de gas natural, se seguirá el mismo procedimiento para la determinación y liquidación del PMG y/o CMT descrito en el presente artículo”.

Cuadro N° 17 Cálculo del Costo por Volumen Reconocido por el Transporte de gas (VRT_m)

Mes-Año	VRT _m ¹ (m ³)	Tarifa de Servicio de Transporte Firme ² (USD/mil m ³)	Recargo FISE ³ (USD/MPC)	Costo por VRT _m - Transporte ⁴ (USD)	Costo por VRT _m - FISE ⁵ (USD)
Oct-23	172 932 539	50,7075	0,055	8 603 970,07	329 567,58
Nov-23	167 354 070	50,7075	0,055	8 603 970,07	329 567,58
Dic-23	172 932 539	50,7075	0,055	8 603 970,07	329 567,58
Total				25 811 910,21	988 702,74

Notas:

¹ Volúmenes reconocidos por transporte de gas natural (VRT_m), determinado en el Cuadro N° 15.

² Tarifa de Servicio de Transporte en modalidad Firme vigente en el Periodo de Evaluación.

³ Recargo FISE vigente en el Periodo de Evaluación.

⁴ Costo Reconocido por VRT por Transporte $\Sigma(TT_m \times VRT_m)$. En el caso de los meses de octubre a diciembre de 2023, el TMTG es igual a la CRD. En ese contexto, a fin preservar el principio de *passthrough* considerando los pagos efectivamente realizados por el Concesionario, se aplica el factor $(1/\text{número de días del mes}) \times 365/12$ para el cálculo del Costo de VRT de Transporte, lo que es concordante con la metodología de facturación aplicada por el Transportista.

⁵ Costo Reconocido por VRT por Recargo FISE $\Sigma(\text{Recargo FISE}_m \times VRT_m)$. En el caso de los meses de octubre a diciembre de 2023, el TMTG es igual a la CRD. En ese contexto, a fin preservar el principio de *passthrough* considerando los pagos efectivamente realizados por el Concesionario, se aplica el factor $(1/\text{número de días del mes}) \times 365/12$ para el cálculo del Costo de VRT de Transporte, lo que es concordante con la metodología de facturación aplicada por el Transportista.

8.3.3 Determinación del Costo por el servicio interrumpible y/o por transferencias en el Mercado Secundario

Conforme al segundo sumando de la fórmula (5), se determina el costo por el servicio interrumpible y/o por transferencias en el Mercado Secundario (CIMS_m) en el Periodo de Evaluación. Para ello, se utilizan i) los volúmenes interrumpibles medidos por el Transportista al Concesionario y las tarifas de transporte en modalidad interrumpible presentadas en el Cuadro N° 16; y, ii) los volúmenes transferidos como venta o compras de excedentes de capacidad de transporte resultado de los acuerdos bilaterales en el marco del Mercado Secundario y las respectivas tarifas acordadas. Se verifica que el Concesionario no ha efectuado compras de excedente de capacidad de transporte en el Mercado Secundario. En el Cuadro N° 18 se presentan los volúmenes de transporte en modalidad interrumpible y su respectivo costo, así como los costos por aplicación del Recargo FISE a dichos volúmenes.

Cuadro N° 18 Costos por Volumen Interrumpible

Mes-Año	Volumen por Transporte Interrumpible ¹ (m ³)	Tarifa de Servicio de Transporte Interrumpible (TI) ² (USD/mil m ³)	Recargo FISE ³ (USD/MPC)	Costos Transporte por Interrumpible ⁴ (USD)	Costos FISE por Interrumpible ⁵ (USD)
Oct-23	2 131 558,00	56,3417	0,055	120 095,54	4 140,14
Nov-23	6 105 648,17	56,3417	0,055	344 002,44	11 859,04
Dic-23	2 451 882,90	56,3417	0,055	138 143,19	4 762,32
Total	10 689 089,07			602 241,17	20 761,50

Notas:

¹ Volúmenes de transporte en modalidad interrumpible. Cabe señalar que se han retirado los volúmenes interrumpibles destinados al Mercado Secundario.

² Tarifa de Servicio de Transporte en modalidad interrumpible (TI) vigente en el Periodo de Evaluación.

³ Recargo FISE vigente en el Periodo de Evaluación.

⁴ Costo Reconocido por volúmenes de transporte en modalidad interrumpible.

⁵ Costo Reconocido por Recargo FISE a los volúmenes de transporte en modalidad interrumpible. Se utiliza el factor 35,31467 para convertir metros cúbicos a pies cúbicos.

En el Cuadro N° 19 se presentan los ingresos del Concesionario como resultado de las ventas de los excedentes de capacidad de transporte efectuadas en el Periodo de Evaluación, así como los respectivos ingresos por aplicación de Recargo FISE a dichos excedentes. Estos ingresos han sido verificados por el Regulador en base a las mediciones efectuadas por el Transportista e información remitida por el Concesionario.

Cuadro N° 19 Ingresos o Costos por Transferencia de Capacidad de Transporte en el Mercado Secundario

Mes-Año	Ingresos (-) /Costos (+) por Mercado Secundario Transporte ¹ (USD)	Ingresos (-) /Costos (+) por Mercado Secundario FISE ² (USD)
Oct-23	-73 840,68	-2 828,40
Nov-23	-36 681,30	-1 405,05
Dic-23	-13 195,61	-505,45
Total	-123 717,59	-4 738,90

Notas:

- ¹ Ingresos y/o costos por ventas o compras de excedentes de capacidad de transporte resultado de los acuerdos bilaterales en el marco del Mercado Secundario y las respectivas tarifas acordadas, en el Periodo de Evaluación. Cabe señalar que se han retirado las ventas de volúmenes interrumpibles realizadas en el Mercado Secundario.
- ² Ingresos y/o costos por aplicación del Recargo FISE a las ventas o compras de excedentes de capacidad de transporte resultado de los acuerdos bilaterales en el marco del Mercado Secundario, en el Periodo de Evaluación. Cabe señalar que se han retirado las ventas de volúmenes interrumpibles realizadas en el Mercado Secundario.

En el Cuadro N° 20, se presentan el CIMS_m en el Periodo de Evaluación tanto para el Transporte como para el Recargo FISE.

Cuadro N° 20 Costo por el servicio interrumpible y/o por transferencias en el Mercado Secundario (CIMS)

Mes-Año	CIMS - Transporte (USD)	CIMS - FISE (USD)
Oct-23	46 254,86	1 311,74
Nov-23	307 321,14	10 453,99
Dic-23	124 947,58	4 256,87
Total	478 523,58	16 022,60

Notas:

- ¹ Costo por el servicio interrumpible y por transferencias en el Mercado Secundario (CIMS-Transporte), determinado como la suma de "Costos Transporte por Interrumpible" del Cuadro N° 18 e "Ingresos/Costos por Mercado Secundario Transporte" del Cuadro N° 19.
- ² Costo por aplicación del Recargo FISE a los volúmenes del servicio interrumpible y por transferencias en el Mercado Secundario (CIMS-FISE), determinado como la suma del "Costos FISE por Interrumpible" del Cuadro N° 18 y el "Ingresos/Costos por Mercado Secundario FISE" del Cuadro N° 19.

8.3.4 Cálculo del Costo Reconocido por el Transporte de Gas Natural (CRT)

Con el costo por VRT y el CIMS determinados en los numerales 8.3.2 y 8.3.3 del presente informe, respectivamente, se calcula el CRT según la fórmula (5). En el Cuadro N° 21, se

presenta el cálculo del Costo Reconocido por el Transporte (CRT Transporte), así como el costo correspondiente al Recargo FISE (CRT-FISE).

Cuadro N° 21 Cálculo del CRT por Transporte y FISE

Mes-Año	CRT -Transporte ¹ (USD)	CRT -FISE ² (USD)
Oct-23	8 650 224,93	330 879,32
Nov-23	8 911 291,21	340 021,57
Dic-23	8 728 917,65	333 824,45
Total	26 290 433,79	1 004 725,34

Notas:

- Costo reconocido por transporte de gas (CRT), determinado como la suma del "Costo por VRT_m – Transporte" del Cuadro N° 17 y "CIMS - Transporte" del Cuadro N° 20.
- Costo reconocido por transporte de gas (CRT), determinado como la suma del "Costo por VRT_m – FISE" del Cuadro N° 17 y "CIMS - FISE" del Cuadro N° 20.

8.4 Saldos de Liquidación del Servicio de Transporte (SLT)

De acuerdo a la fórmula (2), el cálculo del CMT debe incluir los saldos de liquidación por el servicio de transporte del gas natural del Periodo de Aplicación (SLT).

Ahora bien, mediante Resolución N° 192-2021-OS/CD¹⁰, se aprobaron los montos de liquidación de saldos del CMT del Periodo enero-junio 2020 que deben ser liquidados en forma trimestral desde octubre de 2021 hasta septiembre de 2024. Dado que el Periodo de Aplicación (marzo a mayo de 2024) está comprendido en los meses de liquidación que refiere la Resolución N° 192-2021-OS/CD; los montos trimestrales a ser liquidados se distribuyen en cada mes del Periodo de Aplicación conforme se detalla en el Cuadro N° 22.

Cuadro N° 22 Distribución mensual de Montos de Liquidación de Saldos del CMT aprobados mediante Resolución N° 192-2021-OS/CD

Resolución N° 192-2021- OSC/D				Distribución Mensual de los Montos de Liquidación de Saldos del CMT			
Trimestre	Concepto		Total ¹ (USD)	Mes	Concepto		Total (USD)
	Servicio de Transporte	Recargo FISE			Servicio de Transporte	Recargo FISE	
Ene24– Mar24	1 079 802,58	48 743,93	1 128 546,51	Ene-24	359 934,19	16 247,98	376 182,17
				Feb-24	359 934,19	16 247,98	376 182,17
				Mar-24	359 934,20	16 247,97	376 182,17
Abr24– Jun24	1 079 802,58	48 743,93	1 128 546,51	Abr-24	359 934,19	16 247,98	376 182,17
				May-24	359 934,19	16 247,98	376 182,17
				Jun-24	359 934,20	16 247,97	376 182,17

Notas:

- Montos de Liquidación del CMT aprobados mediante Resolución N° 192-2021-OS/CD, modificada con Resolución N° 212-2021-OS/CD.

¹⁰Modificada con Resolución N° 212-2021-OS/CD

En consecuencia, en el Cuadro N° 23 se muestra el saldo de liquidación por el servicio de transporte de gas natural en el Periodo de Aplicación (SLT), a ser considerado en la fórmula (2).

Cuadro N° 23 Saldo de liquidación por el transporte de gas natural (SLT)

Mes	Concepto		Total
	Servicio de Transporte	Recargo FISE	(USD)
Mar-23	359 934,20	16 247,97	376 182,17
Abr-24	359 934,19	16 247,98	376 182,17
May-24	359 934,19	16 247,98	376 182,17
Total	1 079 802,58	48 743,93	1 128 546,51

8.5 Determinación del CMT para el Periodo de Aplicación Marzo 2024 – Mayo 2024

De acuerdo a la fórmula (2) con base en los valores obtenidos de CRT, SLT y VET, se determina el CMT para el Periodo de Aplicación. El detalle se muestra en el Cuadro N° 24.

Cuadro N° 24. Determinación del CMT para la Concesión de Lima y Callao en el Periodo de Evaluación

Periodo de Aplicación	Concepto	Transporte	FISE
Mar24 – May24	CRT ¹ (USD)	26 290 433,79	1 004 725,34
	SLT ² (USD)	1 079 802,58	48 743,93
	VET ³ (m ³)	493 376 350,36	
	CMT⁴ (USD/m³)	0,05547537	0,00213522

Notas:

¹ Costo Reconocido por el transporte de gas natural en el Periodo de Evaluación (CRT) determinados en el Cuadro N° 21.

² Saldo de Liquidación por el Servicio de Transporte de Gas Natural en el Periodo de Aplicación (SLT), presentado en el Cuadro N° 23.

³ Volumen Entregado por el Transportista al Concesionario en el Periodo de Evaluación (VET) presentados en el Cuadro N° 15.

⁴ Costo Medio de Transporte (CMT) calculado según la fórmula (2) tanto para el servicio de transporte como para el Recargo FISE.

9 Conclusión y Recomendación

- 1) El Precio Medio del Gas (PMG) y el Costo Medio de Transporte (CMT) para el Periodo de Aplicación comprendido de marzo a mayo de 2024, a ser aplicados a los Consumidores que contratan directamente el suministro de gas natural y/o el servicio de transporte con el Concesionario de Distribución de Gas Natural por red de Ductos de Lima y Callao, determinados según la metodología de la Norma de Condiciones Generales, son los que se presentan en la siguiente tabla:

Precio Medio del Gas Natural - PMG (USD/m ³)			Costo Medio de Transporte -CMT (USD/m ³)	
Generador Eléctrico ¹	Residencial con Descuento	Otros ²	Transporte	FISE
0,08308470	0,05394414	0,15210365	0,05547537	0,00213522

Notas:

¹ Corresponde a los Generadores Eléctricos cuyo suministro de gas es proveído por el Concesionario.

² Incluye las Categorías A1, A2, B, C, D, E, GNV e IP de la Concesión de Lima y Callao.

- 2) Se recomienda la aprobación del Precio Medio del Gas (PMG) y Costo Medio de Transporte (CMT) para la Concesión de Distribución de Gas Natural por red de Ductos de Lima y Callao en el Periodo de Aplicación comprendido de marzo a mayo de 2024, ello en cumplimiento del literal k) del artículo 12 de la Norma “Condiciones Generales del Servicio de Distribución de Gas Natural y de la Aplicación de las Tarifas al Usuario Final” aprobada mediante Resolución Osinergmin N°054-2016-OS/CD.