

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
Periodo Junio 2025 – Agosto 2025**

Expediente N° 320-2022-GRT

21 de mayo de 2025

Elaborado por: Eduardo A. Torres Morales Juan F. Alicca Alvarez	Revisado y aprobado por: [mmoleros]
--	---

Índice

1	RESUMEN EJECUTIVO	4
2	OBJETIVO	5
3	MARCO LEGAL.....	6
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	10
5.4	DETERMINACIÓN DEL CMT	10
6	EVALUACIÓN DE LA DEMANDA ANUAL PROYECTADA.....	12
6.1	EVALUACIÓN DE LA DEMANDA ANUAL PROYECTADA DE LOS CONSUMIDORES INDEPENDIENTES CONSIGNADAS ARTÍCULO 13 DE LA RESOLUCIÓN 079	12
6.2	EVALUACIÓN DE LA INCORPORACIÓN DE CONSUMIDORES INDEPENDIENTES EN LA DEMANDA ANUAL PROYECTADA CONSIGNADA EN EL ARTÍCULO 13 DE LA RESOLUCIÓN 047	12
7	DETERMINACIÓN DEL PRECIO MEDIO DEL GAS.....	14
7.1	CÁLCULO DEL TOPE MÁXIMO DEL SUMINISTRO DE GAS NATURAL (TMSG).....	14
7.2	CÁLCULO DE VOLÚMENES O CANTIDADES DE GAS A SER RECONOCIDOS POR EL SUMINISTRO DE GAS NATURAL PARA EL PERIODO DE EVALUACIÓN (VRG)	15
7.3	CÁLCULO DEL COSTO RECONOCIDO POR EL SUMINISTRO DE GAS NATURAL (CRG)	15
7.3.1	<i>Precio de Gas Natural por Tipo de Consumo</i>	16
7.3.2	<i>Volúmenes o cantidades de gas natural entregados por el Productor para atender a cada Tipo de Consumidor (VEP_{im}) en el Periodo de Evaluación.....</i>	17
7.3.3	<i>Costo por Volumen Entregado por el Productor por Tipo de Consumidor</i>	17
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_{im}).....</i>	18
7.3.5	<i>Costos Reconocidos por el Suministro de Gas Natural por Tipo de Consumidor (CRG_i)</i> 19	
7.4	MONTOS DE LIQUIDACIÓN DE SALDOS DEL PMG	20
7.5	DETERMINACIÓN DEL PMG PARA EL PERIODO DE APLICACIÓN JUNIO 2025 A AGOSTO 2025	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>	23
8.3.2	<i>Determinación del Costo por Volumen Reconocido por el Transporte de gas</i>	23
8.3.3	<i>Determinación del Costo por el servicio interrumpible y/o por transferencias en el Mercado Secundario</i>	24
8.3.4	<i>Cálculo del Costo Reconocido por el Transporte de Gas Natural (CRT)</i>	26

8.4	SALDOS DE LIQUIDACIÓN DEL SERVICIO DE TRANSPORTE (SLT)	26
8.5	DETERMINACIÓN DEL CMT PARA EL PERIODO DE APLICACIÓN MARZO A MAYO DE 2025	27
9	CONCLUSIÓN Y RECOMENDACIÓN	28

1 Resumen Ejecutivo

De acuerdo con lo previsto en el Contrato BOOT de Concesión del Sistema de Distribución de Gas Natural por Red de Ductos en el departamento de Lima y Callao y en el Reglamento de Distribución, la empresa prestadora del servicio de distribución de gas natural debe facturar a los consumidores el costo del gas natural y el costo por el servicio de transporte. Dichos costos son facturados a través de la aplicación de un Precio Medio del Gas (PMG) y Costo Medio de Transporte (CMT), calculados según 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”¹ (Norma de Condiciones Generales). Asimismo, el artículo 14 de la 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 2022-2026² señala que la facturación por los conceptos de gas natural y de transporte se efectúan conforme lo señala el artículo 12 de la Norma precitada.

En ese contexto, al estar próxima la terminación del Periodo de Aplicación³ de marzo a mayo de 2025, resulta necesario la aprobación del PMG y CMT para el siguiente Periodo de Aplicación comprendido de junio a agosto de 2025. Los resultados obtenidos para el citado periodo 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 Diciembre 2024 - Febrero 2025

PMG (USD/m ³)			CMT (USD/m ³)	
Generador Eléctrico ¹	Residencial con Descuento	Otros ²	Transporte	FISE
0,08418533	0,05774598	0,15296014	0,05336910	0,00203299

Notas:

¹ Corresponde a los Generadores Eléctricos cuyo suministro 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 N° 054-2016-OS/CD.

² Resolución N° 079-2022-OS/CD que aprobó, entre otros conceptos, el procedimiento de facturación a ser aplicado por el Concesionario a los Consumidores.

³ Numeral 4.1 del artículo 4 de la Norma de Condiciones Generales:

“4.1 Periodo de Aplicación: Es el periodo de tres meses en el cual se encuentra vigente el Precio Medio del Gas (PMG) y el Costo Medio de Transporte (CMT)”

2 Objetivo

El presente informe tiene como objetivo determinar el Precio Medio del Gas y el Costo Medio de Transporte para la Concesión de Distribución de Gas Natural por Red de Ductos en Lima y Callao, correspondientes al Periodo de Aplicación comprendido de junio a agosto de 2025, 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 tiene en cuenta para el desarrollo del presente documento es el siguiente:

- 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 modificaciones⁴ (en adelante “Norma de Condiciones Generales”).
- 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”)⁵.
- 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”).
- Contrato de Suministro de Gas Natural, suscrito entre el Concesionario y el Consorcio Camisea⁶ 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 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.

⁵ La Resolución 079-2022-OS/CD fue modificada mediante Resoluciones N° 138-2022-OS/CD y N° 014-2024-OS/CD.

⁶ 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° 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° 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 Proyectada⁷ 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.
- Mediante Resolución N° 023-2025-OS/CD del 27 de febrero de 2025, Osinergmin aprobó el PMG y CMT para el periodo de marzo a mayo de 2025 de la Concesión de Distribución de Gas Natural por Red de Ductos de Lima y Callao. Cabe señalar que mediante Carta N° 2025-105864 del 25 de febrero de 2025, el Concesionario remitió la nota de crédito emitida por el Suministrador correspondiente al mes de diciembre de 2024, que estaba pendiente de envío, según lo manifestó en la Carta N° 2025-104995.
- Mediante Resolución N° 056-2025-OS/CD del 27 de abril de 2025 se aprobaron los saldos de liquidación del PMG por tipo de Consumidor y del CMT correspondiente al periodo comprendido entre el 07 de mayo de 2023 al 06 de mayo de 2024; 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 Cartas N° 2025-106111, N° 2025-108822 y N° 2025-116925 del 27 de febrero, 31 de marzo y 30 de abril de 2025, respectivamente; el Concesionario remitió a

⁷ La Demanda Anual Proyectada fue modificada mediante Resoluciones N° 014-2024-OS/CD y N° 036-2024-OS/CD.

Osinergmin la información requerida hasta el mes de marzo de 2025 para el cálculo del PMG y CMT con la metodología de la Norma de Condiciones Generales.

- Mediante Oficio N° 1025-2025-GRT de fecha 08 de mayo de 2025, Osinergmin solicitó al Concesionario remitir su propuesta de valores del PMG y CMT a aplicarse en el periodo de junio 2025 a agosto 2025, así como el sustento correspondiente a los *precios take or pay* utilizados para la determinación de los pagos por los volúmenes no consumidos y pagados o cantidades no utilizadas pero igualmente pagadas, correspondientes a los meses de enero, febrero y marzo de 2025, otorgándole un plazo de tres días hábiles para la atención del requerimiento.
- Mediante Carta N° 2025-119079 recibida el 12 de mayo de 2025, el Concesionario solicitó la ampliación del plazo otorgado mediante el Oficio N° 1025-2025-GRT. No obstante, mediante Carta N° 2025-119715 recibida el 13 de mayo de 2025, la empresa atendió el requerimiento dentro del plazo originalmente establecido. En consecuencia, la solicitud de ampliación de plazo devino en innecesaria, al haber sido atendido el requerimiento en el plazo otorgado, careciendo de objeto su evaluación.

5 Criterios y Metodología

Para el cálculo del PMG y CMT se tienen en cuenta los criterios y la metodología del artículo 12 de la Norma Condiciones Generales y el artículo 14 de la Resolución 079. Para la evaluación de la Demanda Anual Proyectada se tiene en cuenta lo dispuesto en el artículo 13 de la Resolución 079.

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 enero al 31 de marzo de 2025.
- **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 junio a agosto de 2025.

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.

Asimismo, cuando se incorpore un nuevo Consumidor Independiente, al cual el Concesionario le suministre el gas natural y/o el brinde el servicio de transporte, se procede conforme lo señala el numeral 2.2.3 del Anexo N° 1 de la Norma de Condiciones Generales. A continuación, se presentan dicho procedimiento.

- a) La cantidad y/o capacidad contratada será considerada en la DAP siempre que los Consumidores Independientes asuman el pago del suministro y/o servicio de transporte de acuerdo a su capacidad contratada. En caso de no estar ello especificado en el respectivo contrato, sólo se considerará en la DAP el consumo medio proyectado.
- b) En caso de contratos por el suministro de gas y/o servicio de transporte en diferentes periodos, se determinará dos DAP, una para el suministro de gas y otra para el servicio de transporte.

- c) La incorporación de un Consumidor Independiente no debe significar un aumento en el costo medio de compra de suministro de gas o servicio de transporte por parte del Concesionario si este atendiera sólo al mercado regulado.
- d) El Concesionario debe prever que en sus contratos se incluyan mecanismos que no afecten el volumen de compra necesario para atender a aquellos consumidores que se encuentren bajo su responsabilidad en el caso que los Consumidores Independientes decidan resolver sus contratos.

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 Descuento⁸ 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.

⁸ 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.

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

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 I 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.

6 Evaluación de la Demanda Anual Proyectada

6.1 Evaluación de la Demanda Anual Proyectada de los Consumidores Independientes consignadas artículo 13 de la Resolución 079

La Segunda Disposición Complementaria Final⁹ de la Resolución 046 establece que para la actualización de la Demanda Anual Proyectada (DAP) se valúan, de manera trimestral, las demandas de los Consumidores Independientes consignadas en el Cuadro N° 9 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 de 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, el Concesionario informó que el cliente con código de contrato N° 108012 cambió de razón social, lo que motivó el cambio de código de contrato al N° 3055204; no obstante, se ha verificado que no han variado las condiciones con las cuales se determinó la demanda asociada a dicho cliente.

6.2 Evaluación de la incorporación de consumidores independientes en la Demanda Anual Proyectada consignada en el artículo 13 de la Resolución 047

A la fecha no se ha presentado el caso para la evaluación de la incorporación de un consumidor independiente.

⁹ 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 de 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 conllevará a la correspondiente actualización de la Demanda Anual Proyectada establecidas en las resoluciones de fijación de tarifas.”*

Por lo mencionado, no corresponde la actualización de la DAP en la presente evaluación, manteniéndose los valores anuales según lo presentado en el Cuadro N° 2:

Cuadro N° 2 Demanda Anual Proyectada (DAP) 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⁾			
		1	2	3	4
Consumidores Regulados	Todos los Consumidores Regulados	5 151,37	5 463,78	5 791,80	6 155,10
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 (Mil Sm³/d)		5 447,98	5 764,53	6 127,35	6 496,94

Nota: Los códigos corresponden a los contratos suscritos, a la fecha de la emisión de la Resolución 079, entre el Concesionario de Lima y Callao y los Consumidores Independientes.

⁽¹⁾ 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 junio a agosto de 2025, 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 enero a marzo de 2025 les corresponde la DAP 6 127 350 m³/d, respectivamente, según el Cuadro N° 2.
- 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 2024 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)
Ene-25	6 127 350	5 606 735	5 606 735
Feb-25	6 127 350	5 606 735	5 606 735
Mar-25	6 127 350	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)
Ene-25	173 808 788,00	167 950 740,00	173 808 788,25
Feb-25	156 988 582,93	153 426 995,00	156 988 582,93
Mar-25	173 808 788,25	170 020 227,00	173 808 788,25
Total	504 606 159,18	491 397 962,00	504 606 159,43

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 4,15 millones¹⁰; y, ii) el 8% de la facturación por volumen real de gas suministrado en el Periodo de Control¹¹ 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.

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.

¹⁰ Cabe señalar que, de acuerdo a la Novena Adenda al Contrato de Suministro de Gas Natural, suscrita entre el Concesionario y el Productor, desde el año 2024 el monto tope o límite del pago *Take or Pay* es USD 4,15 millones. Se precisa que este monto tope es el resultado de una negociación entre las partes.

¹¹ 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".

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	
Ene-245	2,1091	1,4138	3,7964	1 071,5525
Feb-25				1 070,4630
Mar-25				1 070,8084

Notas:

- ¹ Los Precios del Gas Natural de 2025 fueron comunicados por el Productor mediante Carta N° PPC-COM-25-0024, los cuales corresponden a los precios actualizados según el Contrato de Suministro de Gas para el año 2025.
- 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)
Ene-25	9 426 906	92 493	158 431 341	167 950 740
Feb-25	8 864 986	86 345	144 475 664	153 426 995
Mar-25	10 211 892	89 789	159 718 546	170 020 227
Total (m³)	28 503 784	268 627	462 625 551	491 397 962

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)
Ene-25	752 376,04	4 948,41	22 760 493,23	23 517 817,68
Feb-25	706 808,95	4 614,78	20 734 495,69	21 445 919,42
Mar-25	814 461,02	4 800,41	22 929 481,51	23 748 742,94
Total (USD)	2 273 6 46,01	14 36 3,60	66 424 470,43	68 712 480,04
Proporción	3,31%	0,02%	96,67%	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)
Ene-25	5 858 048	3,7020	820 649,98	1 631 347,26	
Feb-25	3 561 588	3,6992	498 056,14		
Mar-25	3 788 561	3,6954	529 422,86		
Total (USD)			1 848 128,98	1 631 347,26	1 631 347,26

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 o Pago por *Take or Pay* 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. Cabe señalar que, en el presente Periodo de Evaluación, se valida según lo informado por el Concesionario que las deficiencias *Take or Pay* han generado montos menores al Monto Tope y al 8% de la facturación, por lo que el Productor le ha facturado por *Take or Pay* un monto igual a USD 1 631 347,26.
- Costo por cantidades de 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 o Pago por *Take or Pay*.

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)
1 631 347	3,31%	0,02%	96,67%	53 980,09	341,02	1 577 026,15

Notas:

- Costo por cantidades de gas natural no consumidas con respaldo físico en la modalidad de *Take or Pay* (CTOP) determinado en el Cuadro N° 8.
- 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): $\frac{PG_{i,m} \times VEP_{i,m}}{\sum [PG_{i,m} \times VEP_{i,m}]}$
- 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 (CRG_i)

Con el costo por volumen o cantidad de gas natural entregado por el Productor $\sum(PG_{i,m} \times VEP_{i,m})$ 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 (CRG_i), 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 (CRG_i)

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
Ene-25	752 376,04	53 980,09	4 948,41	341,02	22 760 493,23	1 577 026,15
Feb-25	706 808,95		4 614,78		20 734 495,69	
Mar-25	814 461,02		4 800,41		22 929 481,51	
CRG_i(USD)	2 327 626,10		14 704,62		68 001 496,58	

Notas:

- Costo por volumen o cantidad de gas natural entregado por el Productor $\sum(PG_{i,m} \times VEP_{i,m})$, determinado en el numeral 7.3.3.
- 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 (SLG_i). Para ello, se debe tener en cuenta la Resolución N° 056-2025-OS/CD que aprobó los saldos de PMG y CMT, cuyas liquidaciones abarcan el Periodo de Aplicación. En el Cuadro N° 11 se presenta la liquidación señalada.

Cuadro N° 11 Distribución de Montos de Liquidación de Saldos del PMG aprobados mediante Resolución N° 056-2025-OS/CD

Tipo de Consumidor	Distribución de saldos para su liquidación (USD)			
	Trimestre I	Trimestre II	Trimestre III	Trimestre IV
	Jun25 –Ago25	Set25–Nov25	Dic25–Feb26	Mar26 –May26
Generador Eléctrico	71 974,34	71 974,34	71 974,34	71 974,32
Residencial con Descuento	807,51	807,51	807,51	807,52
Otros Consumidores	2 761 772,13	2 761 772,13	2 761 772,13	2 761 772,12

Del Cuadro N° 11, los montos a ser considerados para determinar el SLG_i, son los que se encuentran en resaltado gris

7.5 Determinación del PMG para el Periodo de Aplicación Junio 2025 a Agosto 2025

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° 12.

Cuadro N° 12 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
Jun25 –Ago25	CRG ¹ (USD)	2 327 626,10	14 704,62	68 001 496,58
	SLG ² (USD)	71 974,34	807,51	2 761 772,13
	VEP ³ (m ³)	28 503 784,00	268 627,00	462 625 551,00
	PMG⁴ (USD/m³)	0,08418533	0,05774598	0,15296014

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 la sección 7.4.
- ³ Volumen de gas natural entregado por el Productor en el Periodo de Evaluación (VEP) 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 junio a agosto de 2025, 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 enero a marzo de 2025 les corresponde la DAP 6 127 350 m³/d, respectivamente, según Cuadro N° 2.
- ii. En relación a la capacidad de transporte con respaldo físico en la modalidad firme (*Ship or Pay*) 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° 13.

Cuadro N° 13 TMTG para cada mes del Periodo de Evaluación

Mes-Año	DAP (m ³ /d)	Ship or Pay (SoP) (m ³ /d)	TMTG Min (DAP, SoP) (m ³ /d)
Ene-25	6 127 350	5 578 469	5 578 469
Feb-25	6 127 350	5 578 469	5 578 469
Mar-25	6 127 350	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° 14 presenta el VRT para cada mes del Periodo de Evaluación.

Cuadro N° 14 Determinación del VRT para el Periodo de Evaluación

Mes-Año	TMTG ¹ (m ³)	VET ² (m ³)	VRT ³ (m ³)
Ene-25	172 932 5 39,00	168 233 940,22	172 932 5 39,00
Feb-25	156 197 132,00	153 932 702,38	156 197 132,00
Mar-25	172 932 5 39,00	170 979 628,88	172 932 5 39,00
Total (m³)	502 062 210,00	493 146 271,48	502 062 210,00

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° 14. En caso el VRT_m sea mayor al TMTG, el valor VRT_m será igual a TMTG y el exceso será reconocido en el concepto CIMS_m.
- 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° 15 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° 15 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)
Ene-25	50,6305	56,2561	0,055
Feb-25	50,6305	56,2561	0,055
Mar-25	51,7430	57,4922	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° 14 y el Cuadro N° 15, respectivamente.

Asimismo, en aplicación del literal n)¹² del artículo 12 de la Norma de Condiciones Generales, se determina el costo por volumen reconocido por aplicación del Recargo FISE, utilizándose

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

para ello los volúmenes reconocidos por el servicio de transporte (VRT_m) y el Recargo FISE, presentados en el Cuadro N° 14 y el Cuadro N° 15, respectivamente.

En el Cuadro N° 16 se presenta los costos por VRT_m en el Periodo de Evaluación, tanto por el servicio de transporte como para el Recargo FISE.

Cuadro N° 16 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)
Ene-25	172 932 539	50,6305	0,055	8 590 899,90	329 567,58
Feb-25	156 197 132	50,6305	0,055	8 590 899,90	329 567,58
Mar-25	172 932 539	51,7430	0,055	8 779 671,93	329 567,58
Total (USD)				25 961 471,73	988 702,74

Notas:

- ¹ Para efecto del cálculo del costo del VRT se aplica lo señalado en la definición de la variable VRT de la fórmula 5 del presente informe, la cual establece que en caso el VRT_m sea mayor al TMTG, el valor VRT_m será igual a TMTG y el exceso será reconocido en el concepto $CIMS_m$, dicho criterio se aplica al Cuadro N° 14.
- 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 el servicio de Transporte $\Sigma(TT_m \times VRT_m)$. 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 $\Sigma(\text{Recargo FISE}_m \times VRT_m)$. 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° 15; 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 ha efectuado ventas de excedente de capacidad de transporte en el Mercado Secundario en los meses de enero y febrero de 2025. En el Cuadro N° 17 se presentan los volúmenes de transporte en

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.

modalidad interrumpible y su respectivo costo, así como los costos por aplicación del Recargo FISE a dichos volúmenes.

Cuadro N° 17 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)
Ene-25	3 896 161,99	56,2561	0,055	219 182,82	7 567,54
Feb-25	2 862 461,99	56,2561	0,055	161 030,91	5 559,78
Mar-25	4 300 494,98	57,4922	0,055	247 245,04	8 352,88
Total	11 059 118,96			627 458,77	21 480,20

Notas:

- ¹ Volúmenes de transporte en modalidad interrumpible.
- 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° 18 se presentan los ingresos y egresos del Concesionario como resultado de las ventas y compras de los excedentes de capacidad de transporte efectuadas en el Periodo de Evaluación, así como los respectivos ingresos y egresos por aplicación de Recargo FISE a dichos excedentes. Estos montos han sido verificados por el Regulador en base a las mediciones efectuadas por el Transportista e información remitida por el Concesionario. Cabe señalar que en el Periodo de Evaluación sólo se han registrado ventas en los meses de enero y febrero de 2025.

Cuadro N° 18 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)
Ene-25	-7 761,75	-297,76
Feb-25	-3 170,08	-121,61
Mar-25	-	-
Total (USD)	-10 931,83	-419,37

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.
- 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.

En el Cuadro N° 19, se presentan el CIMS_m en el Periodo de Evaluación tanto para el Transporte como para el Recargo FISE.

Cuadro N° 19 Costo por el servicio interrumpible y/o por transferencias en el Mercado Secundario (CIMS)

Mes-Año	CIMS Transporte (USD)	CIMS FISE (USD)
Ene-25	211 421,07	7 269,78
Feb-25	157 860,83	5 438,17
Mar-25	247 245,04	8 352,88
Total (USD)	616 526,94	21 060,83

Notas:

- 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° 17 e "Ingresos/Costos por Mercado Secundario Transporte" del Cuadro N° 18.
- 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° 17 y el "Ingresos/Costos por Mercado Secundario FISE" del Cuadro N° 18.

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

Cuadro N° 20 Cálculo del CRT por Transporte y FISE

Mes-Año	CRT Transporte ¹ (USD)	CRT FISE ² (USD)
Ene-25	8 802 320,97	336 837,36
Feb-25	8 748 760,73	335 005,75
Mar-25	9 026 916,97	337 920,46
Total (USD)	26 577 998,67	1 009 763,57

Notas:

- Costo reconocido por transporte de gas (CRT), determinado como la suma del "Costo por VRT_m - Transporte" del Cuadro N° 16 y "CIMS Transporte" del Cuadro N° 19.
- Costo reconocido por transporte de gas (CRT), determinado como la suma del "Costo por VRT_m - FISE" del Cuadro N° 16 y "CIMS FISE" del Cuadro N° 19.

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). Para ello, se debe tener en cuenta la Resolución N° 056-2025-OS/CD, que aprobaron saldos de PMG y CMT, cuyas liquidaciones abarcan el Periodo de Aplicación.

En el Cuadro N° 21 se presenta la liquidación señalada.

Cuadro N° 21 Distribución de Montos de Liquidación de Saldos del CMT aprobados mediante Resolución N° 056-2025-OS/CD

Concepto	Distribución de saldos para su liquidación (USD)			
	Trimestre I	Trimestre II	Trimestre III	Trimestre IV
	Jun25 –Ago25	Set25–Nov25	Dic25–Feb26	Mar26 –May26
Transporte	-259 228,27	-259 228,27	-259 228,27	-259 228,25
Recargo FISE	-7 203,29	-7 203,29	-7 203,29	-7 203,30

Del Cuadro N° 21, los montos a ser considerados para determinar el SLT, son los que se encuentran resaltado gris.

8.5 Determinación del CMT para el Periodo de Aplicación marzo a mayo de 2025

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° 22.

Cuadro N° 22. Determinación del CMT para la Concesión de Lima y Callao en el Periodo de Evaluación

Periodo de Aplicación	Concepto	Transporte	FISE
Jun25 –Ago25	CRT ¹ (USD)	26 577 998,67	1 009 763,57
	SLT ² (USD)	-259 228,27	-7 203,29
	VET ³ (m ³)	493 146 271,48	
	CMT⁴ (USD/m³)	0,05336910	0,00203299

Notas:

- Costo Reconocido por el transporte de gas natural en el Periodo de Evaluación (CRT) determinados en el Cuadro N° 20.
- Saldo de Liquidación por el Servicio de Transporte de Gas Natural en el Periodo de Aplicación (SLT), presentado en la sección 8.4.
- Volumen Entregado por el Transportista al Concesionario en el Periodo de Evaluación (VET) presentados en el Cuadro N° 14.
- 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 junio a agosto de 2025, 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
0,08418533	0,05774598	0,15296014	0,05336910	0,00203299

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 junio a agosto de 2025, 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.