

**CONSEJO DIRECTIVO DEL ORGANISMO SUPERVISOR  
DE LA INVERSIÓN EN ENERGÍA Y MINERÍA  
OSINERGMIN**

**ACTA DE LA SESIÓN N° 05-2025  
25 DE FEBRERO DE 2025**

Siendo las 09:00 a.m. del martes 25 de febrero de 2025, se dio inicio a la Sesión N° 05-2025, del Consejo Directivo del Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minería (Osinergmin), bajo la presidencia del Ing. Omar Chambergo Rodríguez y contando con la participación de los señores miembros del Consejo Directivo: Ing. Aurelio Ochoa Alencastre, Ing. César Sánchez Módena e Ing. Alfredo Dammert Lira.

También participaron los señores: Ing. Víctor Manuel Fernández Guzmán, Gerente General; Abog. Jose Luis Luna Campodónico, Gerente de Asesoría Jurídica, y el Abog. Félix Pino Figueroa, Secretario del Consejo Directivo.

**1. ACTAS**

Se hizo de conocimiento de los miembros del Consejo Directivo de las actas de las Sesiones 03 y 04-2025, la cual fue aprobada.

**2. INFORMES**

**2.1 Informe oral de la empresa Gases del Pacífico S.A. sobre la Resolución 207-2024-OS/C que fija las tarifas de distribución de gas natural por red de ductos y demás cargos aplicables a la Concesión Norte para el período 2025-2028**

Mediante comunicación de fecha 9 de enero de 2025, la empresa Gases del Pacífico S.A.C. solicitó el uso de la palabra ante el Consejo Directivo de Osinergmin para exponer sus argumentos con relación a la Resolución N° 207-2024-OS/CD, que fija las tarifas de distribución de gas natural por red de ductos y demás cargos aplicables a la Concesión Norte para el período 2025-2028.

A la audiencia programada se presentaron los representantes de la empresa: Juan Manuel Rojas, presidente de Promigas Colombia, Wilson Chinchilla Herrera, Vicepresidente de Distribución Promigas Colombia; y Miguel Maal Pacini, Gerente General de Gases del Pacífico S.A.C, quienes señalaron que la tarifa aprobada es 32% menor que la tarifa inicial de Gases del Pacífico S.A.C., lo que hace en su opinión inviable la operación de la concesión. En cuanto al transporte virtual señalaron que el valor aprobado es menor al establecido por Proinversión en el Contrato de Concesión y que ello obedece a que se habría disminuido la flota actual en 65%, debido a las diferencias en cuanto al round trip, la vida útil de las cisternas y otros. En cuanto a las estaciones de almacenamiento y regasificación del GNL, indicaron que estas disminuyen en un 70% la inversión eficiente requerida para atender la demanda. Con relación a los costos del Baremo, indicaron que se reconoce en promedio entre 18% y 35% menos que los aprobados para Cálidda y Contugas, y que a su parecer, su

concesión debería tener costos unitarios mayores. Sobre este punto resaltaron que se habría reducido personal técnico asignado a las obras, que habrían errores en la asignación de costos de materiales y que habrían diferencias sustanciales en cuanto a la longitud de las tuberías de conexión, entre otros.

Asimismo, indicaron que debería reevaluarse la demanda pesquera incorporada debido a que no habría certeza de que consumirán gas natural, no se consideran los plazos de conversión, permisos y otros. Resaltaron que no se estaría reconociendo la infraestructura necesaria para atender a la demanda pesquera. En cuanto a los costos de operación y mantenimiento, indicaron que se estaría reduciendo en un 40% la estructura del personal. Sobre este punto, indican que el benchmarking no estaría siendo realizado considerando empresas nacionales y extranjeras, entre otros.

Por lo que solicitaron se modifiquen las tarifas aprobadas de modo que provean los recursos necesarios para viabilizar la operación de la concesión y la construcción de nuevas redes que permitan continuar el proceso de masificación de gas natural en el norte del país.

Terminada la exposición, los miembros del Consejo Directivo agradecieron la presentación y señalaron que se evaluará lo informado.

Se deja constancia que, de acuerdo a lo establecido en la Resolución N° 065-2020-OS/CD, el presente informe oral ha sido grabado y archivado en el expediente administrativo correspondiente.

## **2.2 Informe de Indicadores de Gestión de enero 2025.**

El Ing. Julio Lazo Abadie, Gerente de Planeamiento, Presupuesto y Modernización, presentó al Consejo Directivo el Informe de los principales indicadores de gestión correspondiente al mes de enero 2025.

El documento detalla cada uno de los indicadores de la supervisión y fiscalización de los sectores de Electricidad, Hidrocarburos Líquidos, Gas Natural y Minería; así como sobre la Solución de Reclamos de los servicios públicos de electricidad y gas natural.

El Consejo Directivo tomó conocimiento.

## **2.3 Informe sobre los avances del Plan Operativo Institucional.**

El Ing. Julio Lazo Abadie, Gerente de Planeamiento, Presupuesto y Modernización, presentó al Consejo Directivo sobre la evaluación del Plan Operativo Institucional a enero del año 2025.

El documento contiene el detalle del resultado de las metas físicas de supervisiones logradas por área orgánica y por función en el período señalado.

El Consejo Directivo tomó conocimiento.

## **2.4 Informe mensual de sanciones impuestas por la Gerencia de Supervisión de Energía, enero 2025**

El Ing. Leonidas Sayas Poma, Gerente de Supervisión de Energía (e), presentó al Consejo Directivo el Informe N° GSE-19-2025 que contiene el informe mensual de: a) las sanciones impuestas en el mes de enero de 2025, y b) el estado de las excepciones de inscripción en el Registro de Hidrocarburos otorgadas por el Consejo Directivo al mes de enero de 2025.

El documento detalla información sobre los agentes supervisados, sanción e infracción, así como las resoluciones emitidas por la: División de Supervisión de Electricidad (DSE), División de Supervisión de Gas Natural (DSGN), División de Supervisión de Hidrocarburos Líquidos (DSHL) y División de Supervisión Regional (DSR).

Asimismo, en el referido informe también se reporta el estado de las medidas transitorias de excepción de inscripción y modificación en el Registro de Hidrocarburos, según Resolución N° 210-2020-OS/CD.

El Consejo Directivo tomó conocimiento.

## **2.5 Informe mensual de sanciones impuestas por la Gerencia de Supervisión Minera, enero 2025**

El Ing. Henry Giovani Anfossi Portugal, Gerente de Supervisión Minera, puso a conocimiento del Consejo Directivo el Informe 65-2025-OS-GSM sobre sanciones impuestas por la Gerencia de Supervisión Minera en el mes de enero de 2025.

El Informe contiene la relación de sanciones impuestas (nombre de agente, infracción cometida y gravedad de la misma, así como la sanción impuesta) en la supervisión de la gran y mediana minería.

El Consejo Directivo tomó conocimiento.

## **3. EXPOSICIÓN SOBRE CONCEPTOS REGULATORIOS Y DE SUPERVISIÓN**

### **3.1. Exposición sobre Recuperación Máxima Eficiente (MER).**

El Ing. Alcides Campos Peves, especialista de la División de Supervisión de Gas Natural de la Gerencia de Supervisión de Energía, expuso sobre la supervisión de la Recuperación Máxima Eficiente (MER), el cual permite alcanzar la máxima recuperación técnico-económica de un yacimiento, de conformidad con prácticas aceptadas internacionalmente por la industria del petróleo. Informó sobre las etapas de supervisión del MER y la evaluación de los informes de acuerdo a las guías generales de supervisión del MER de yacimientos de gas y condensado así como de yacimientos de hidrocarburos líquidos. Detalló además, como ejemplo, que las supervisiones realizadas en los últimos 5 años y la evaluación e indicadores MER de los Lotes 57, 88 y 95 (sus actividades de explotación se están realizando de los niveles que cumplen con el MER). Finalmente, señaló los estimados de reservas al 31 de diciembre de 2023.

El Consejo Directivo tomó conocimiento.

## **4. ORDEN DEL DIA**

#### **4.1. Resolución que designa vocales de la Junta de Apelaciones de Reclamos de Usuarios (JARU) y del Tribunal de Apelaciones de Sanciones en Temas de Energía y Minería (TASTEM).**

La Abog. Rosa María Carrillo Salazar, Secretaría Técnica de los Órganos Resolutivos, sometió a consideración del Consejo Directivo la resolución que designa vocales de la Junta de Apelaciones de Reclamos de Usuarios (JARU) y del Tribunal de Apelaciones de Sanciones en Temas de Energía y Minería (Tastem).

El artículo 13 del Reglamento de los Órganos Resolutivos de Osinergmin establece que la Junta de Apelaciones de Reclamos de Usuarios (JARU) está conformada por dos salas unipersonales y una Sala Colegiada, compuestas las primeras por un vocal titular y la Sala Colegiada por tres vocales titulares; contando dichas salas con dos vocales suplentes. Del mismo modo, el artículo 17 establece que el Tastem está conformada por dos salas, estando integrada por tres vocales titulares; contando dichas salas con dos vocales suplentes. Los vocales titulares y suplentes de ambos órganos colegiados, son designados por el Consejo Directivo de Osinergmin por un periodo de tres años renovables.

Sobre el particular, habiendo culminado el periodo de designación de cinco vocales de JARU y Tastem; por lo que quedaron vacantes las plazas de vocal titular de la Sala Colegiada y vocal suplente de JARU, así como las plazas de vocal titular de la Sala 1, vocal titular de la 2 y vocal suplente de Tastem. Además, debido al fallecimiento de Luis Eduardo Chacaltana Bonilla, corresponde también designar al profesional que presidirá la Sala 1 de Tastem.

En ese sentido, mediante Resolución N° 101-2024-OS/PRES se designó al Comité de Selección a cargo de la conducción del concurso público para la selección de los postulantes a ser presentados al Consejo Directivo de Osinergmin para la designación de vocales de JARU y Tastem. Dicho Comité realizó la convocatoria al concurso público y, luego de su culminación del proceso del concurso, ha presentado al Consejo Directivo la relación de candidatos finalistas.

Revisada la propuesta, los miembros del Consejo Directivo acordaron, mediante Resolución N° 020-2025-OS/CD, designar en la Junta de Apelaciones de Reclamos de Usuarios como Vocal titular de la Sala Colegiada a Humberto Luis Sheput Stucchi y como vocal suplente a Eduardo Robert Melgar Córdova. Asimismo, designar en el Tribunal de Apelaciones de Sanciones en Temas de Energía y Minería como Vocal titular de la Sala 1 a Jorge Luis Ramírez Gózar; Vocal titular de la Sala 2 a Sergio Enrique Cifuentes Castañeda y Vocal suplente a Yosue Felipe Valdez Carpio. Finalmente, acordaron designar como presidente de la Sala 1 del Tribunal de Apelaciones de Sanciones en Temas de Energía y Minería a Jorge Luis Ramírez Gózar.

#### **4.2. Resolución que modifica el “Procedimiento de Viabilidad de Nuevos Suministros de Gas Natural” aprobado por Resolución N° 056-2009-OS/CD.**

El Ing. Leonidas Sayas Poma, Gerente de Supervisión de Energía (e), y el Ing. Juan Alberto De Tomas Sanchez, Gerente de la División de Supervisión Regional, sometieron a consideración del Consejo Directivo la resolución que modifica la Resolución N° 056-2009-OS/CD, que aprobó el “Procedimiento de Viabilidad de Nuevos Suministros de Gas Natural”, para su adecuación al Decreto Supremo N° 008-2021-EM y Decreto Supremo N° 001-2022-EM.

El Reglamento de Distribución de Gas Natural por Red de Ductos, aprobado por Decreto Supremo N° 042-99-EM, dispone que el Concesionario está obligado a dar servicio a quien lo solicite dentro del Área de Concesión en los plazos previstos; siempre que el suministro se considere técnica y económicamente viable de acuerdo al artículo 63 del referido Reglamento y al Procedimiento de Viabilidad definido y aprobado por Osinergmin.

El Procedimiento de Viabilidad de Nuevos Suministros de Gas Natural, aprobado mediante la Resolución de Consejo Directivo N° 056-2009-OS/CD, establece la metodología a seguir para definir la viabilidad técnica y económica de solicitudes de nuevos Suministros de gas natural por red de ductos y/o de ampliaciones de capacidad, así como el tratamiento de dichas solicitudes.

Los Decretos Supremos N° 008-2021-EM y N° 001-2022-EM modificaron diversas disposiciones del Reglamento de Distribución de Gas Natural, aprobado por Decreto Supremo N° 042-99-EM, entre otros, la obligación del concesionario para dar el servicio de gas natural, precisando además que el concesionario deberá registrar las solicitudes y la respuesta dada en la plataforma que implemente Osinergmin y que durante el proceso de aprobación del Plan Quinquenal de Inversiones, Osinergmin debe verificar que el Concesionario haya incluido las solicitudes presentadas por los Interesados, que hayan sido calificadas como viables por el Concesionario. Además, que las variaciones a las obras previstas en el Plan Quinquenal y el Plan Anual, deben considerar de preferencia las nuevas solicitudes presentadas por los Interesados para lo cual el Osinergmin debe adecuar el procedimiento de viabilidad técnica y económica.

En ese sentido, se propone la modificación del Procedimiento de Viabilidad de Nuevos Suministros de Gas Natural, aprobado por Resolución de Consejo Directivo N° 056-2009-OS/CD, incorporando las disposiciones referidas al registro de las solicitudes presentadas por los interesados y las respectivas respuestas en la plataforma que implemente Osinergmin, así como adecuar el texto de las disposiciones que se encuentran recogidas en el Procedimiento de Viabilidad al texto vigente del Reglamento de Distribución de Gas Natural.

Mediante la Resolución N° 043-2024-OS/CD se publicó el proyecto de resolución con el que se modifica el Procedimiento de Viabilidad de Nuevos Suministros de Gas Natural a fin de que los interesados remitan sus comentarios y sugerencias, habiéndose acogido aquellos que contribuyen con el objetivo de la propuesta normativa.

Revisada la propuesta, los miembros del Consejo Directivo acordaron, mediante Resolución N° 021-2025-OS/CD, aprobar la modificación de los numerales 4.3 y 4.24 del artículo 4, los artículos 7, 10, 12, 13, 15, 16, 17 y 18 de la Resolución N° 056-2009-OS/CD que aprobó el "Procedimiento de Viabilidad de Nuevos Suministros de Gas Natural", para su adecuación a los decretos supremos N° 008-2021-EM y N° 001-2022-EM.

#### **4.3. Publicación del proyecto de Fijación del Cargo RER Autónomo de las Áreas No Conectadas a Red del periodo 1 de mayo de 2025 al 30 de abril de 2026.**

El Ing. Miguel Juan Révolo Acevedo, Gerente de Regulación de Tarifas (e), y el Ing. Luis Enrique Grajeda Puelles, Gerente de División de Distribución Eléctrica de la Gerencia de Regulación de Tarifas, sometieron a consideración del Consejo Directivo la publicación del proyecto de fijación del Cargo Recurso Energético Renovable (RER) Autónomo aplicable al

servicio de suministro de energía en áreas no conectadas a red para el periodo 1 de mayo de 2025 al 30 de abril de 2026.

A través del Decreto Supremo N° 020-2013-EM, se aprobó el Reglamento para la Promoción de la Inversión Eléctrica en Áreas No Conectadas a Red, a través del cual se encargó al Osinergmin regular el Cargo RER Autónomo, el cual es el cargo unitario determinado cada año para asegurar la remuneración de todos los servicios involucrados de las Instalaciones RER Autónomas en las Áreas No Conectadas a la Red correspondientes a las zonas norte, centro y sur de país.

El Cargo RER Autónomo incluye: i) la Remuneración Anual que comprende los costos de diseño, construcción-instalación, operación, mantenimiento y reposición de los componentes de las Instalaciones RER Autónomas; ii) Costos de Comercialización, que comprende la prestación del servicio comercial de atención al usuario, facturación, cobranza, corte y reconexión; y iii) la administración del fideicomiso, encargado de los ingresos y pagos de los servicios.

Como parte del inicio del proceso regulatorio del Cargo RER Autónomo, de acuerdo a la Norma “Procedimientos para Fijación de Precios Regulados”, aprobada mediante Resolución Osinergmin N° 080-2012-OS/CD, se recomienda la publicación del proyecto de resolución que fija el Cargo RER Autónomo para las Áreas No Conectadas a Red, aplicable al periodo comprendido entre el 01 de mayo de 2025 y el 30 de abril de 2026.

Revisada la propuesta, los miembros del Consejo Directivo acordaron, mediante Resolución N° 022-2025-OS/CD, disponer la publicación del proyecto de fijación del Cargo RER Autónomo aplicable al servicio de suministro de energía en áreas no conectadas a red para el periodo 1 de mayo de 2025 al 30 de abril de 2026.

#### **4.4. Publicación del proyecto de resolución que fija los Peajes y Compensaciones para los Sistemas Secundarios de Transmisión y Sistemas Complementarios de Transmisión del periodo mayo 2025 – abril 2029.**

El Ing. Miguel Juan Révolo Acevedo, Gerente de Regulación de Tarifas (e), y el Ing. Severo Bualaya Cangalaya, Gerente de Generación y Transmisión Eléctrica de la Gerencia de Regulación de Tarifas, sometieron a consideración del Consejo Directivo la publicación del proyecto de resolución que fija los peajes y compensaciones de los Sistemas Secundarios de Transmisión (SST) y Sistemas Complementarios de Transmisión (SCT), para el período comprendido entre el 01 de mayo de 2025 y el 30 de abril de 2029.

Los peajes y compensaciones de los SST y SCT tendrán vigencia durante el periodo regulatorio de cuatro (4) años, de acuerdo con lo dispuesto en el numeral III) del literal d) del artículo 139 del Reglamento de la Ley de Concesiones Eléctricas, y serán aplicables desde el 1 de mayo de 2025, una vez culminada la vigencia de las tarifas fijadas mediante Resolución N° 070-2021-OS/CD y modificatorias.

De acuerdo al artículo 139 del Reglamento de la Ley de Concesiones Eléctricas, se ha definido previamente el Plan de Inversiones en Transmisión para el periodo mayo 2025 – abril 2029, el mismo que fue aprobado mediante Resolución N° 112-2024-OS/CD y modificatoria. Dicho Plan se encuentra conformado por el conjunto de instalaciones requeridas que entrarán en operación dentro del período de fijación de los peajes y compensaciones materia de aprobación.

El procedimiento regulatorio para la determinación de los peajes y compensaciones de los SST y SCT, conforme a la norma Procedimientos para Fijación de Precios Regulados, aprobada mediante Resolución N° 080-2012-OS/CD, el procedimiento se inicia con las propuestas de los titulares de transmisión y habiendo seguido las etapas posteriores, corresponde la publicación del proyecto de resolución que fija los Peajes y Compensaciones para los Sistemas Secundarios de Transmisión (SST) y Sistemas Complementarios de Transmisión (SCT) para el periodo comprendido entre el 01 de mayo de 2025 y el 30 de abril de 2029,

Conforme se dispone en el literal g) del Procedimiento, se recomienda disponer la publicación del proyecto de resolución que fija los Peajes y Compensaciones de los SST y SCT; así como la relación de la información (informes, estudios, dictámenes y/o modelos económicos) que lo sustentan, a fin de que los interesados puedan presentar a Osinergmin, sus opiniones y sugerencias sobre el proyecto tarifario.

Revisada la propuesta, los miembros del Consejo Directivo acordaron, mediante Resolución N° 025-2025-OS/CD, disponer la publicación del proyecto del proyecto de resolución que fija los peajes y compensaciones de los Sistemas Secundarios de Transmisión y Sistemas Complementarios de Transmisión, para el período comprendido entre el 01 de mayo de 2025 y el 30 de abril de 2029.

#### **4.5. Resolución que Fija el Margen de Reserva Firme Objetivo (MRFO) y Tasa de Indisponibilidad Forzada (TIF) para el periodo mayo 2025 – abril 2029**

El Ing. Miguel Juan Révolo Acevedo, Gerente de Regulación de Tarifas (e), y el Ing. Severo Bualaya Cangalaya, Gerente de Generación y Transmisión de la Gerencia de Regulación de Tarifas, sometieron a consideración del Consejo Directivo la resolución que fija el Margen de Reserva Firme Objetivo (MRFO) y Tasa de Indisponibilidad Forzada (TIF) para el periodo mayo 2025 – abril 2029.

De acuerdo con el artículo 126 del Reglamento de la Ley de Concesiones Eléctricas, aprobado mediante Decreto Supremo N° 009-93-EM, para fijar el Precio Básico de la Potencia de Punta se deben determinar los factores de la Tasa de Indisponibilidad Fortuita (TIF) de la unidad de punta y del Margen de Reserva Firme Objetivo (MRFO) del sistema; correspondiendo a Osinergmin fijarlos cada 4 años, de acuerdo a los criterios de eficiencia económica y seguridad contenidos en la Ley de Concesiones Eléctricas y su Reglamento.

Mediante Resolución N° 199-2020-OS/CD, se estableció la TIF y el MRFO para el periodo del 1 de mayo de 2021 hasta el 30 de abril de 2025., por lo que corresponde, fijar nuevos valores para el siguiente periodo de cuatro años, comprendido entre el 1 de mayo de 2025 hasta el 30 de abril de 2029.

El MRFO se ha obtenido como la relación porcentual entre la potencia firme (a ser remunerada) y la demanda máxima del sistema para el periodo de vigencia (30,88%), a la cual se descuenta el porcentaje que, de dicha demanda máxima represente la suma de las potencias firmes de las centrales de Reserva Fría de Generación (10,95%), por tratarse de una reserva de generación remunerada por la demanda con un cargo tarifario independiente. De otro lado, la TIF de la unidad de punta ha sido determinada utilizando estadísticas de reconocidos organismos internacionales que cuentan con data suficiente de indisponibilidades, respecto de las unidades de generación representativas para el cálculo.

En ese sentido, conforme al Informe Técnico N° 108-2025-GRT el Informe Legal N° 109-

2025-GRT y al Informe Técnico Legal N° 111-2025-GRT de la División de Generación y Transmisión Eléctrica y de la Asesoría Legal de la Gerencia de Regulación de Tarifas, se recomienda fijar el valor de 3,54% como la Tasa de Indisponibilidad Fortuita de la unidad de punta y fijar el valor de 19,93% como el Margen de Reserva Firme Objetivo del Sistema Eléctrico Interconectado Nacional aplicables desde el 01 de mayo de 2025 hasta el 30 de abril de 2029.

Revisada la propuesta, los miembros del Consejo Directivo acordaron, mediante Resolución N° 025-2025-OS/CD, fijar el valor de 3,54% como la Tasa de Indisponibilidad Fortuita de la unidad de punta y fijar el valor de 19,93% como el Margen de Reserva Firme Objetivo del Sistema Eléctrico Interconectado Nacional aplicables desde el 01 de mayo de 2025 hasta el 30 de abril de 2029.

#### **4.6. Resolución que aprueba 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, correspondiente al Periodo de Aplicación de marzo 2025 a mayo de 2025.**

El Ing. Miguel Juan Révolo Acevedo, Gerente de Regulación de Tarifas (e), y el Ing. Raúl Edgardo Montoya Benites, Gerente de la División de Gas Natural (e) de la Gerencia de Regulación de Tarifas, sometieron a consideración del Consejo Directivo la Resolución que aprueba el Precio Medio del Gas (PMG) y el Costo Medio de Transporte (CMT) de la concesión de distribución de gas natural por red de ductos de Lima y Callao para el periodo de marzo 2025 a mayo 2025.

En el artículo 107 del Texto Único Ordenado del Reglamento de Distribución de Gas Natural por Red de Ductos, se señala que todos los consumidores que contraten servicios de suministro y/o transporte de gas natural con el concesionario de distribución de gas natural por red de ductos deben pagar los costos de dichos servicios con criterios de eficiencia.

De acuerdo con lo dispuesto 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, Osinergmin determina y aprueba el PMG y CMT para el Periodo de Aplicación de cada Concesión, con la información de los costos eficientes a ser reconocidos en el Periodo de Evaluación.

Conforme al Informe Técnico N° 103-2025-GRT y al Informe Legal N° 104-2025-GRT, elaborados por la División de Gas Natural y la Asesoría Legal de la Gerencia de Regulación de Tarifas, se proponen los siguientes los valores del PMG y CMT, a ser aplicables por la empresa concesionaria de Distribución de Gas Natural por Red de Ductos de Lima y Callao, para el periodo de marzo 2025 a mayo 2025:

<b>Precio Medio del Gas (USD/m<sup>3</sup>)</b>		
<b>Generador Eléctrico<sup>1</sup></b>	<b>Residencial con Descuento</b>	<b>Otros<sup>2</sup></b>
0,08161877	0,05554782	0,14741303

Notas:

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

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

<b>Costo medio del Transporte (USD/m<sup>3</sup>)</b>	
<b>Transporte</b>	<b>FISE</b>
0,05356060	0,00195893

Revisada la propuesta, los miembros del Consejo Directivo acordaron, mediante Resolución N° 023-2025-OS/CD, aprobar el Precio Medio del Gas y el Costo Medio de Transporte de la concesión de distribución de gas natural por red de ductos de Lima y Callao, para el periodo de marzo de 2025 a mayo de 2025.

**4.7. Resolución que aprueba el Precio Medio del Gas y el Costo Medio de Transporte para la Concesión del Sistema de Distribución de Gas Natural por Red de Ductos en el departamento de Ica, correspondiente al Periodo de Aplicación marzo 2025 a mayo de 2025**

El Ing. Miguel Juan Révolo Acevedo, Gerente de Regulación de Tarifas (e), y el Ing. Raúl Edgardo Montoya Benites, Gerente de la División de Gas Natural (e) de la Gerencia de Regulación de Tarifas, sometieron a consideración del Consejo Directivo la Resolución que aprueba el Precio Medio del Gas (PMG) y el Costo Medio de Transporte (CMT) de la Concesión del Sistema de distribución de gas natural por red de ductos en el departamento de Ica para el periodo de marzo de 2025 a mayo de 2025.

De acuerdo al artículo 107 del Texto Único Ordenado del Reglamento de Distribución de Gas Natural por Red de Ductos, los consumidores regulados e independientes que contratan los servicios de transporte y/o suministro de gas natural al Concesionario, pagan el costo del transporte y/o costo del suministro de gas natural con criterios de eficiencia.

De otro lado, de acuerdo con el artículo 12 de la Norma de Condiciones Generales, antes citados, Osinergmin determina y aprueba el PMG y/o CMT para el Periodo de Aplicación de cada concesión, con la información de los costos eficientes a ser reconocidos; en el presente caso para la Concesión de Ica para el periodo comprendido entre marzo de 2025 a mayo de 2025.

Sobre la aprobación del PMG para Consumidores Independientes, debe considerarse que, según lo informado por la empresa Contugas, desde el 1 de abril de 2024, no cuenta con "Clientes Independientes". Como consecuencia, durante el período de evaluación no se registraron volúmenes entregados por el productor a dichos consumidores, por lo que no corresponde aprobar un PMG para Consumidores Independientes.

Conforme al Informe Técnico N° 105-2025-GRT y al Informe Legal N° 106-2025-GRT, elaborados por la División de Gas Natural y la Asesoría Legal de la Gerencia de Regulación de Tarifas, se proponen los siguientes los valores del PMG y CMT, a ser aplicables en la concesión de Ica, para el periodo de marzo 2025 a mayo 2025:

<b>Precio Medio del Gas (USD/m<sup>3</sup>)</b>	
<b>Consumidores Residenciales y Eléctricos Menores</b>	<b>Consumidores Eléctricos y Otros Consumidores</b>
0,06536712	0,08180711

<b>Costo medio del Transporte (USD/m<sup>3</sup>)</b>	
<b>Transporte</b>	<b>FISE</b>
0,05111879	0,00137696

Revisada la propuesta, los miembros del Consejo Directivo acordaron, mediante Resolución N° 024-2025-OS/CD, aprobar el Precio Medio del Gas y el Costo Medio de Transporte de la Concesión del Sistema de Distribución de gas natural por red de ductos en el departamento de Ica, para el periodo de marzo de 2025 a mayo de 2025.

No habiendo otros asuntos que tratar y siendo las 12:15 a.m., el Presidente dio por concluida la sesión.

«ochamberg»

«aochoa»

**Ing. Omar Chamberg Rodríguez**  
Presidente

**Ing. Aurelio Ochoa Alencastre**  
Vicepresidente

«csanchez»

«adammert»

**Ing. César Sánchez Módena**  
Miembro

**Ing. Alfredo Dammert Lira**  
Miembro