

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

**ACTA DE LA SESIÓN N° 10-2025
24 DE ABRIL DE 2025**

Siendo las 09:00 a.m. del jueves 24 de abril de 2025, se dio inicio a la Sesión N° 10-2025, 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; Ing. Alfredo Dammert Lira, y Abog. Luis Alberto Arequipeno Tamara.

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 el acta de la Sesión 09-2025, la cual fue aprobada.

2. INFORMES

2.1 Informe de Gestión de Activos y Pasivos al 31 de marzo de 2025.

El Sr. Miguel Ángel Goetendia Alarcón, Gerente de Administración y Finanzas, puso a conocimiento del Consejo Directivo el Informe N° GAF-UFT-54-2025, documento que detalla la Gestión de Activos y Pasivos financieros administrados por Osinergmin al mes de marzo de 2025.

El informe señala que el Fondo de Osinergmin al 31 de marzo de 2025 ascendió a S/ 988.52 millones, incluye recursos propios y transferidos por el Ministerio de Energía y Minas para el pago del administrador temporal de los bienes del Gaseoducto del Sur del Perú.

La generación de ingresos financieros producto de la remuneración de las cuentas corrientes de Osinergmin y por la colocación de depósitos a plazo fijo (DPF) en soles, en el primer trimestre del año 2025, ha sido de S/. 10.43 millones. El rendimiento de las inversiones en soles fue de 4.76% en promedio, superando ligeramente la tasa de referencia del BCRP de 4.75% en marzo de 2025.

El fondo consolidado se mantiene íntegramente colocado en entidades de sólida fortaleza financiera tipo A+, A y A- y se cumplieron los límites globales máximos y límites por conglomerado.

El Consejo Directivo tomó conocimiento.

2.2 Informes de gestión, supervisiones y sanciones

2.2.1 Informe de indicadores de Gestión a marzo de 2025.

El Ing. Julio Lazo Abadie, Gerente de Planeamiento, Presupuesto y Modernización, presentó al Consejo Directivo el Informe de Indicadores de Gestión correspondiente al mes de marzo de 2025.

El documento contiene el resultado de los programas anuales de 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.

2.2.2 Informe sobre los avances del Plan Operativo Institucional a marzo de 2025.

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

2.2.3 Informe mensual de sanciones impuestas por la Gerencia de Supervisión de Energía a marzo de 2025.

El Ing. Leónidas Sayas Poma, Gerente de Supervisión de Energía (e), presentó al Consejo Directivo el Informe N° GSE-31-2025, que contiene: a) las sanciones impuestas por las divisiones adscritas a la gerencia en el mes de marzo de 2025, y b) el estado de las excepciones de inscripción en el Registro de Hidrocarburos otorgadas por el Consejo Directivo al mes de marzo 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 la Resolución N° 210-2020-OS/CD.

El Consejo Directivo tomó conocimiento.

2.2.4 Informe mensual de sanciones impuestas por la Gerencia de Supervisión Minera a marzo de 2025.

El Ing. Henry Giovani Anfossi Portugal, Gerente de Supervisión Minera, puso a conocimiento del Consejo Directivo el Informe N° 160-2025-OS-GSM sobre sanciones impuestas por la Gerencia de Supervisión Minera en el mes de marzo 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. Se emitió 3 resoluciones de sanción: 1 por geotecnia, 1 plantas y 1 transporte.

El Consejo Directivo tomó conocimiento.

3. PEDIDO

Pedido N° 01-10-2025:

El Ing. Aurelio Ochoa formuló el siguiente pedido:

- Que toda información relativa a situaciones, accidentes o hechos vinculados con los sectores regulados que, en el marco de las competencias institucionales, requiera la adopción de una postura, la emisión de una decisión o la expresión de una opinión por parte de la institución, sea comunicada oportunamente a los miembros del Consejo Directivo.

4. EXPOSICIÓN SOBRE CONCEPTOS REGULATORIOS Y DE FISCALIZACIÓN

4.1 Aplicación de la Supervisión basada en riesgos en la Gerencia de supervisión de energía.

El Ing. Leonidas Sayas Poma, Gerente de Supervisión de Energía (e), expuso sobre el modelo de la Fiscalización basada en riesgos, señalando que para la aplicación del nuevo enfoque de fiscalización se cuenta con el Procedimiento Interno PI-49 Planificación de Fiscalización basada en Riesgos del Sector Minero – Energético. Los riesgos son los eventos peligrosos o condiciones inciertas que de producirse tienen un efecto negativo sobre la infraestructura que se supervisa, el entorno natural, humano o socioeconómico, que puede ser a nivel local, regional o nacional. La metodología consiste en primero identificar o listar los factores de riesgos por cada agente administrado y/o infraestructura. A continuación, se analizan los riesgos y se prioriza la fiscalización de acuerdo a un ranking en función a su nivel y/o criticidad (semaforización); se planifica para lo cual se elabora un programa anual de fiscalización basado en riesgos y/o criticidad; y por último se ejecuta la fiscalización, estableciendo una calificación parcial y final.

Finalmente, informó que el modelo de fiscalización basado en riesgo es aplicado por las divisiones de la gerencia de supervisión de energía y mostró los resultados de las fiscalizaciones basado en riesgo realizadas en la exploración y explotación de hidrocarburos, así como en plataformas marinas.

El Consejo Directivo tomó conocimiento.

5. ORDEN DEL DIA

5.1. Resolución que fija el Cargo RER Autónomo de las Áreas No Conectadas a Red del período 1 de mayo de 2025 al 30 de abril de 2026.

El Ing. Miguel Révolo Acevedo, Gerente de Regulación de Tarifas, 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 resolución que aprueba la fijación del Cargo RER Autónomo de las Áreas No Conectadas a Red del período 1 de mayo de 2025 al 30 de abril de 2026.

De acuerdo con el Reglamento para la Promoción de la Inversión Eléctrica en Áreas No Conectadas a Red, aprobada por Decreto Supremo N° 020-2013-EM, se llevó a cabo la Primera Subasta para el Suministro de Energía en Áreas No Conectadas a Red, habiendo resultado Adjudicatario el inversionista Ergon Perú S.A.C., quien tiene derecho a cobrar una Remuneración Anual por instalar, operar y mantener, entre otras actividades, las Instalaciones RER Autónomas en las Áreas No Conectadas a Red.

De conformidad con el artículo 17 del Reglamento RER, y los artículos 3 y 6 del Decreto Supremo N° 036-2014-EM, Osinergmin regula el Cargo RER Autónomo en la misma oportunidad que los Precios en Barra, debiendo considerar en dicho cargo: (i) la Remuneración Anual que le corresponde al inversionista Ergon Perú S.A.C.; (ii) los costos de administración del Fideicomiso; y (iii) los costos de comercialización de los distribuidores que les corresponde en virtud del encargo especial y que incluye la comercialización propiamente dicha (facturación, reparto de recibos, cobranza y verificación de operatividad) y una compensación por esta gestión que se aplica mensualmente. Se deberán fijar también las condiciones de aplicación del Cargo RER Autónomo y los costos de corte y reconexión a favor del inversionista Ergon Perú S.A.C.

La Resolución N° 065-2024-OS/CD fijó el Cargo RER Autónomo aplicable para el periodo del 1 de mayo de 2024 al 30 de abril de 2025, por lo que corresponde fijar el Cargo RER para el siguiente periodo anual. En tal sentido, el proceso de fijación se inició con la publicación del proyecto de resolución aprobado con Resolución N° 022-2025-OS/CD. Seguidamente, Osinergmin convocó y organizó la Audiencia Pública para la sustentación del proyecto de resolución; y continuó con la recepción y análisis de los comentarios y sugerencias presentados.

En consecuencia, de acuerdo al análisis contenido en el Informe Técnico N° 271-2025-GRT y en el Informe Legal N° 269-2025- GRT de la División de Distribución Eléctrica y de la Asesoría Legal de la Gerencia de Regulación de Tarifas, respectivamente, se propone aprobar el Cargo RER Autónomo aplicable al servicio de suministro de energía en Áreas No Conectadas a Red; asimismo, fijar los Cargos de Corte y Reconexión de las Instalaciones RER Autónomas para cada una de las Áreas No Conectadas a Red, correspondiente al periodo comprendido entre el 1 de mayo de 2025 y el 30 de abril de 2026, para cada uno de los tipos de Instalaciones RER Autónomas, conforme al siguiente detalle:

Cargo RER Autónomo (Soles por mes)

Tipo de Instalación RER Autónoma	Tipo 1 (85 Wp)	Tipo 2 (425 Wp)	Tipo 3 (850 Wp)
Promedio Zona (Norte/Centro/Sur)	62,90	290,82	575,69

Wp: Vatios pico

Cargos de Corte (\$//usuario)

Zona	Norte/Centro/Sur
Costa	6,52
Sierra	9,73
Selva	15,34

Cargos de Reconexión (S//usuario)	
Zona	Norte/Centro/Sur
Costa	9,31
Sierra	11,80
Selva	19,53

Revisada la propuesta, los miembros del Consejo Directivo acordaron, mediante Resolución N° 54-2025-OS/CD, aprobar el Cargo RER Autónomo aplicable al servicio de suministro de energía en Áreas No Conectadas a Red, correspondiente al periodo comprendido entre el 1 de mayo de 2025 y el 30 de abril de 2026; asimismo, fijar los cargos de Corte y Reconexión de las Instalaciones RER Autónomas para cada una de las Áreas No Conectadas a Red.

5.2. Resolución que aprueba el Factor de Ponderación del Precio de la Energía (Ep) del período 1 de mayo de 2025 al 30 de abril de 2026.

El Ing. Miguel Juan Révalo Acevedo, Gerente de Regulación de Tarifas, 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 aprobación del Factor de Ponderación del Precio de Energía (“factores Ep”), por empresa de distribución eléctrica, para el periodo 1 de mayo de 2025 al 30 de abril de 2026.

Los Factores de Ponderación del Precio de la Energía son parámetros tarifarios que se calculan anualmente a nivel de empresas de distribución eléctrica para los sistemas de distribución eléctrica interconectados y para los sistemas de distribución eléctrica aislados con demanda máxima superior a 12 MW. De acuerdo con las Resoluciones N° 189-2022-OS/CD y N° 187-2023-OS/CD (fijación de los VAD), dichos factores se aplican para calcular el precio ponderado de la energía en barra equivalente de media tensión de las opciones tarifarias MT4, BT4, BT5B, BT5C, BT5D, BT5E, BT6 y BT7, y son iguales al promedio de los valores de los últimos dos años calendarios.

De conformidad con lo establecido en las mencionadas resoluciones de fijación del VAD, las empresas de distribución eléctrica han proporcionado la información correspondiente para la fijación de los nuevos factores Ep, habiendo Osinergmin efectuado las observaciones del caso y los cálculos correspondientes a cada una de las empresas.

En ese sentido, habiéndose aprobado con Resolución N° 066-2024-OS/CD los factores Ep aplicables al periodo del 1 de mayo de 2024 hasta el 30 de abril de 2025, corresponde por tanto fijar el Ep para el periodo siguiente, es decir, del 1 mayo de 2025 al 30 de abril de 2026.

De acuerdo con el Informe Técnico N° 272-2025-GRT y el Informe Legal N° 270-2025-GRT de la División de Distribución Eléctrica y de la Asesoría Legal de la Gerencia de Regulación de Tarifas, respectivamente, se recomienda la aprobación de los Factores de Ponderación del Precio de la Energía (Ep) por empresa de distribución eléctrica, aplicables para el cálculo del cargo de energía de las opciones tarifarias MT4, BT4, BT5B, BT5C, BT5D, BT5E, BT6 y BT7, desde el 1 mayo de 2025 al 30 de abril de 2026.

Revisada la propuesta, los miembros del Consejo Directivo acordaron, mediante Resolución N° 55-2025-OS/CD, aprobar los Factores de Ponderación del Precio de la Energía por empresa de distribución eléctrica, aplicables para el cálculo del cargo de energía de las

opciones tarifarias MT4, BT4, BT5B, BT5C, BT5D, BT5E, BT6 y BT7, desde el 01 mayo de 2025 al 30 de abril de 2026.

5.3. Resolución que aprueba los Saldos de Liquidación del Precio Medio del Gas y Costo Medio de Transporte de Gas Natural de:

5.3.1 Concesión de Distribución de Gas Natural por Red de Ductos de Lima y Callao, del período mayo 2023 a mayo 2024.

El Ing. Miguel Juan Révolo Acevedo, Gerente de Regulación de Tarifas, y el Ing. Raúl Edgardo Montoya Benites, Gerente (e) de División de Gas Natural de la Gerencia de Regulación de Tarifas, sometieron a consideración del Consejo Directivo la aprobación de los saldos de liquidación del Precio Medio del Gas (PMG) y del Costo Medio de Transporte (CMT) de la Concesión de distribución de gas natural por red de ductos de Lima y Callao, correspondiente al periodo 7 de mayo de 2023 a 6 de mayo de 2024.

El 9 de diciembre del año 2000, se suscribió el Contrato BOOT de la Concesión de Distribución de Gas Natural por Red de Ductos en el Departamento de Lima y la Provincia Constitucional de Callao, siendo el actual concesionario es la empresa Gas Natural de Lima y Callao S.A. (Calidda).

De acuerdo con el artículo 107 del Texto Único Ordenado del Reglamento de Distribución de Gas Natural por Red de Ductos, aprobado por Decreto Supremo N° 040-2008-EM, 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.

La 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 y modificatorias, establece que el concesionario de distribución factura el suministro de gas natural y el servicio de transporte como un Precio Medio de Gas (PMG) y un Costo Medio de Transporte (CMT), respectivamente, determinados por el Osinergmin para cada Periodo de Aplicación. Asimismo, establece que cada 12 meses calendario transcurridos de cada año del Periodo Regulatorio, Osinergmin determinará el saldo de liquidación por el suministro de gas y/o por el servicio de transporte, con el fin de cuantificar las diferencias entre los costos reconocidos por el suministro de gas natural y por el servicio de transporte, respecto de los ingresos percibidos por la aplicación del PMG y del CMT, calculados conforme a dicha Norma, con la información de los costos eficientes a ser reconocidos en el Periodo de Evaluación.

En tal sentido, de acuerdo con el Informe Técnico N° 265-2025-GRT de la División de Gas Natural y el Informe Legal N° 266-2025-GRT de la Asesoría Legal de la Gerencia de Regulación de Tarifas, se recomienda determinar los saldos de liquidación, provenientes de la aplicación del PMG y CMT facturados por la empresa Gas Natural de Lima y Callao S.A. - Calidda a sus usuarios, en el periodo del 7 de mayo de 2023 al 6 de mayo de 2024.

Revisada la propuesta, los miembros del Consejo Directivo acordaron, mediante Resolución N° 56-2025-OS/CD, aprobar los Saldos de Liquidación del Precio Medio del Gas por tipo de Consumidor y del Costo Medio de Transporte para la Concesión de Distribución de gas natural por red de ductos de Lima y Callao, correspondiente al periodo comprendido del 7 de mayo 2023 al 6 de mayo de 2024.

5.3.2 Concesión del Sistema de Distribución de Gas Natural por Red de Ductos del departamento de Ica, del período mayo 2023 a abril 2024.

El Ing. Miguel Juan Révolo Acevedo, Gerente de Regulación de Tarifas, 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 aprobación de los saldos de liquidación del Precio Medio del Gas y del Costo Medio de Transporte de la Concesión del Sistema de distribución de gas natural por red de ductos en el departamento de Ica, correspondiente al periodo 1 de mayo de 2023 al 30 de abril de 2024.

El 22 de octubre de 2008, se publicó la Resolución Suprema N° 046-2008-EM, mediante la cual se otorgó la Concesión del Sistema Distribución de Gas Natural por Red de Ductos en el departamento de Ica y se aprobó el respectivo Contrato de Concesión, siendo el actual concesionario la empresa Contugas S.A.C.

De acuerdo con el artículo 107 del Texto Único Ordenado del Reglamento de Distribución de Gas Natural por Red de Ductos, aprobado por Decreto Supremo N° 040-2008-EM, 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.

La 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 y modificatorias, establece que el concesionario de distribución factura el suministro de gas natural y el servicio de transporte como un Precio Medio de Gas (PMG) y un Costo Medio de Transporte (CMT), respectivamente, determinados por el Osinergmin para cada Periodo de Aplicación. Asimismo, establece que cada 12 meses calendario transcurridos de cada año del Periodo Regulatorio, Osinergmin determinará el saldo de liquidación por el suministro de gas y/o por el servicio de transporte, con el fin de cuantificar las diferencias entre los costos reconocidos por el suministro de gas natural y por el servicio de transporte, respecto de los ingresos percibidos por la aplicación del PMG y del CMT, calculados conforme a dicha Norma, con la información de los costos eficientes a ser reconocidos en el Periodo de Evaluación.

En tal sentido, encontrándose próximo el vencimiento del plazo de doce (12) meses transcurridos desde el segundo año del Periodo Regulatorio de la Concesión de Ica 2022-2026, conforme el Informe Técnico N° 263-2025-GRT de la División de Gas Natural y el Informe Legal N° 264-2025-GRT de la Asesoría Legal de la Gerencia de Regulación de Tarifas, se recomienda aprobar los saldos de liquidación del Precio Medio del Gas y Costo Medio de Transporte aplicable a la Concesión del Sistema de Distribución de gas natural por red de ductos en el departamento de Ica para el periodo de mayo de 2023 a abril de 2024.

Revisada la propuesta, los miembros del Consejo Directivo acordaron, mediante Resolución N° 57-2025-OS/CD, aprobar los saldos de liquidación del Precio Medio del Gas por tipo de Consumidor 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 comprendido entre 1 de mayo de 2023 al 30 de abril de 2024.

5.4. Resolución que aprueba el Saldo de la Cuenta de Promoción, los factores de reajuste tarifario y el valor de la alícuota aplicables a las Tarifas de Distribución de:

5.4.1 Concesión de distribución de gas natural por red de ductos de Lima y Callao, en el período mayo a julio de 2025.

El Ing. Miguel Juan Révolo Acevedo, Gerente de Regulación de Tarifas, 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 establece el Saldo de la Cuenta de Promoción y aprueba los factores de reajuste tarifario, así como el valor de alícuota aplicable a las Tarifas Únicas de Distribución de gas natural de la Concesión de Distribución de Gas Natural por Red de Ductos de Lima y Callao, para el período de mayo a julio del año 2025.

En el artículo 112a del TUO del Reglamento de Distribución de Gas Natural por Red de Ductos se establece un Mecanismo de Promoción que permite otorgar descuentos en los costos de conexión al servicio para los consumidores residenciales, de acuerdo a los criterios y zonas geográficas establecidos por el Ministerio de Energía y Minas. Dicho Mecanismo de Promoción cubre, como máximo, la suma del Derecho de Conexión y el costo de la Acometida.

En dicha norma también se establece la obligación del Concesionario de administrar una cuenta de promociones y efectuar liquidaciones de los gastos realizados; lo que debe incluir un procedimiento de monitoreo del balance de la promoción, en el cual se considere los reajustes tarifarios y el periodo a realizarlos, a fin de mantener el nivel de la cuenta con saldo positivo, permitiendo la incorporación o descuento del saldo del balance de la promoción en la siguiente regulación tarifaria.

Mediante Resolución N° 079-2022-OS/CD y modificatorias, se aprobaron, entre otros, las Tarifas Únicas de Distribución de Gas Natural por red de ductos (TUD) y el Plan de Promoción aplicable para la Concesión de Lima y Callao para el periodo regulatorio 2022 – 2026. De acuerdo con el artículo 18 de dicha resolución, la ejecución del Plan de Promoción es verificada trimestralmente por Osinergmin, a efectos de realizar su liquidación, conforme a las disposiciones del Procedimiento de Liquidación para el Cálculo del Factor de Ajuste por Aplicación del Mecanismo de Promoción para Conexiones Residenciales, aprobada mediante Resolución N° 005-2019-OS/CD. Asimismo, en dicho artículo se establece que en la medida que sea necesario garantizar que el saldo de la cuenta de promociones sea positivo, la verificación trimestral dará lugar a un factor de ajuste en la TUD, conforme a las disposiciones del Procedimiento de Reajuste de la Tarifa Única de Distribución de la Concesión de Distribución de Gas Natural por Red de Ductos en Lima y Callao, aprobado mediante Resolución N° 184-2012-OS/CD.

En ese contexto, de acuerdo al Informe Técnico N° 261-2025-GRT y el Informe Legal N° 262-2025-GRT de la División de Gas Natural y de la Asesoría Legal de la Gerencia de Regulación de Tarifas, se recomienda aprobar el Saldo de la Cuenta de Promoción de la Concesión de Distribución de Gas Natural por Red de Ductos de Lima y Callao, del periodo comprendido del 7 de noviembre de 2024 al 6 de febrero de 2025, en un monto equivalente a USD 7 383 807 como saldo positivo, monto que representa el superávit del Fondo de Promoción en el periodo evaluado. Asimismo, se recomienda aprobar los Factores de Reajuste Tarifario aplicables del 1 de mayo de 2025 al 31 de julio de 2025, según lo siguiente: i) Factor de Ajuste Asociado a la Promoción (FA1): 0,0001; ii) Factor de Ajuste de Equilibrio Tarifario (FA2): 1,0000; y iii) Factor de Ajuste Total (FAT): 0,9982, los cuales se aplicarán a la TUD

vigente de las categorías tarifarias de la Concesión de Lima y Callao, excepto a las categorías A1 y A2. Finalmente, se recomienda aprobar el valor de la Alícuota de 0,001%, aplicable a la TUD de la Concesión de Lima y Callao de cada categoría tarifaria, con excepción de las categorías A1 y A2, que estará vigente del 1 de mayo de 2025 al 31 de julio de 2025.

Revisada la propuesta, los miembros del Consejo Directivo acordaron, mediante Resolución N° 58-2025-OS/CD, aprobar el Saldo de la Cuenta de Promoción y los factores de reajuste tarifario, así como el valor de alícuota aplicables a las Tarifas Únicas de Distribución de gas natural de la Concesión de Distribución de Gas Natural por Red de Ductos de Lima y Callao para el período comprendido del 1 de mayo de 2025 al 31 de julio de 2025.

5.4.2 Concesión del Sistema de Distribución de gas natural por red de ductos de la concesión de Ica, en el período mayo a julio de 2025.

El Ing. Miguel Juan Révolo Acevedo, Gerente de Regulación de Tarifas, 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 establece el Saldo de la Cuenta de Promoción y aprueba los factores de reajuste tarifario, así como el valor de alícuota aplicable a la Tarifas de Distribución de gas natural de la Concesión del Sistema de Distribución de Gas Natural por Red de Ductos en el departamento de Ica, para el periodo de mayo a julio del año 2025.

En el artículo 112a del TUO del Reglamento de Distribución de Gas Natural por Red de Ductos se establece un Mecanismo de Promoción que permite otorgar descuentos en los costos de conexión al servicio para los consumidores residenciales, de acuerdo con los criterios y zonas geográficas establecidos por el Ministerio de Energía y Minas. Dicho Mecanismo de Promoción cubre, como máximo, la suma del Derecho de Conexión y el costo de la Acometida.

En dicha norma también se establece la obligación del Concesionario de administrar una cuenta de promociones y efectuar liquidaciones de los gastos realizados; lo que debe incluir un procedimiento de monitoreo del balance de la promoción, en el cual se considere los reajustes tarifarios y el periodo a realizarlos, a fin de mantener el nivel de la cuenta con saldo positivo, permitiendo la incorporación o descuento del saldo del balance de la promoción en la siguiente regulación tarifaria.

Mediante Resolución N° 047-2022-OS/CD y modificatoria, se aprobaron, entre otros, las Tarifas de Distribución de Gas Natural por red de ductos (TD) y el Plan de Promoción para la Concesión de Ica para el periodo regulatorio 2022 – 2026. De acuerdo con el artículo 18 de dicha resolución, la ejecución del Plan de Promoción es verificada a efectos de realizar su liquidación, conforme a las disposiciones del Procedimiento de Liquidación para el Cálculo del Factor de Ajuste por Aplicación del Mecanismo de Promoción para Conexiones Residenciales, aprobada mediante Resolución N° 005-2019-OS/CD. Asimismo, en la medida que sea necesario garantizar que el saldo de la cuenta de promociones sea positivo, la verificación trimestral dará lugar a un factor de ajuste en la TD, conforme a las disposiciones del Procedimiento de Reajuste de la Tarifa de Distribución de Gas Natural por Red de Ductos de la Concesión Ica, aprobado mediante Resolución N° 019-2024-OS/CD.

En ese contexto, de acuerdo al Informe Técnico N° 257-2025-GRT e Informe Legal N° 258-2025-GRT de la División de Gas Natural y de la Asesoría Legal de la Gerencia de Regulación de Tarifas, se recomienda aprobar el Saldo de la Cuenta de Promoción de la Concesión del Sistema de Distribución de Gas Natural por Red de Ductos en el departamento de Ica, del

periodo de evaluación comprendido entre el 1 de noviembre de 2024 al 31 de enero de 2025, en un monto equivalente a USD 279 181 como saldo positivo, monto que representa el superávit del Fondo de Promoción en el periodo evaluado. Asimismo, se recomienda aprobar los Factores de Reajuste Tarifario, aplicables del 1 de mayo de 2025 al 31 de julio de 2025, según lo siguiente: i) Factor de Ajuste Asociado a la Promoción (FA1): 1,0000; ii) Factor de Ajuste de Equilibrio Tarifario (FA2): 1,0000; y iii) Factor de Ajuste Total (FAT): 1,0000, los cuales se aplicarán a la TD vigente de las categorías tarifarias de la Concesión de Ica, excepto a las categorías A1 y A2. Finalmente, determinar el valor de la Alícuota de 8,14%, aplicable a la TD de la concesión de Ica de cada categoría tarifaria, excepto a las categorías A1 y A2, que estará vigente del 1 de mayo de 2025 hasta el 31 de julio de 2025.

Revisada la propuesta, los miembros del Consejo Directivo acordaron, mediante Resolución N° 59-2025-OS/CD, aprobar el Saldo de la Cuenta de Promoción y los factores de reajuste tarifario, así como el valor de la alícuota aplicable a la Tarifas de Distribución de Gas Natural de la Concesión del Sistema de Distribución de Gas Natural por Red de Ductos en el departamento de Ica para el periodo del 1 de mayo de 2025 al 31 de julio de 2025.

5.5. Resolución que determina el Ingreso Anual y fija la Tarifa Incremental y el Factor de Aplicación Tarifaria (FAT) de la Derivación Principal Ayacucho para el Período Regular mayo 2025 – abril 2026.

El Ing. Miguel Révolo Acevedo, Gerente de Regulación de Tarifas, y el Ing. Raul Montoya Benites, Gerente de la División de Gas Natural de la Gerencia de Regulación de Tarifas, sometieron a consideración del Consejo Directivo la resolución que determina el Ingreso Anual y fija la Tarifa Incremental y el Factor de Aplicación Tarifaria (FAT) de la Derivación Principal Ayacucho para el Periodo Regular mayo 2025 – abril 2026.

De conformidad con lo dispuesto por el artículo 3 de la Ley N° 27332, Ley Marco de los Organismos Reguladores de la Inversión Privada en los Servicios Públicos y el inciso q) del artículo 52 del Reglamento General de Osinergmin, aprobado por Decreto Supremo N° 054-2001-PCM, Osinergmin tiene el encargo de fijar, revisar y modificar las tarifas y compensaciones por el servicio de transporte de hidrocarburos líquidos por ductos, de transporte de gas natural por ductos.

La Ley N° 27133, Ley de Promoción del Desarrollo de la Industria del Gas Natural y su reglamento aprobado mediante Decreto Supremo N° 040-99-EM, establecen el marco legal de suscripción de adendas de los contratos de transporte de gas natural con la finalidad que los concesionarios de los contratos pudieran ejecutar, entre otros, derivaciones desde sus redes de transporte (Derivaciones Principales). En este contexto, el Ministerio de Energía y Minas y Transportadora de Gas del Perú S.A. – TGP suscribieron una adenda al Contrato BOOT de TGP para la ejecución de la Derivación Principal Ayacucho.

De acuerdo a los laudos arbitrales con los que se resolvió la controversia sobre el costo de inversión de la Derivación Principal Ayacucho, en el Acta de reunión para el reajuste del Costo de Inversión del Proyecto “Derivación Principal Ayacucho” suscrita el 6 de abril de 2022 por el Ministerio de Energía y Minas y TGP, se establece el valor reajustado de dicho costo por un monto ascendente a USD 45 966 189,30;

Mediante las Resoluciones N° 064-2022-OS/CD, N° 075-2023-OS/CD y N° 060-2024-OS/CD Osinergmin determinó el Ingreso Anual y fijó la Tarifa Incremental y el Factor de Aplicación Tarifaria (FAT) de la Derivación Principal Ayacucho para los periodos 1 de mayo 2022 al 30 de abril de 2023, 1 de mayo 2023 al 30 de abril de 2024 y 1 de mayo de 2024 al 30 de abril

de 2025, respectivamente, considerando el costo de inversión reajustado. Mediante Resolución N° 032-2025-OS/CD, se dispuso la publicación del proyecto de resolución mediante el cual se determina el Ingreso Anual y se fija la Tarifa Incremental y el Factor de Aplicación Tarifaria (FAT) de la Derivación Principal Ayacucho para el Periodo Regular comprendido entre el 1 de mayo de 2025 al 30 de abril de 2026, no habiéndose recibido ningún comentario o sugerencia por parte de los interesados.

En ese sentido, conforme el Informe Técnico N° 259-2025-GRT de la División de Gas Natural y el Informe Legal N° 260-2025-GRT de la Asesoría Legal de la Gerencia de Regulación de Tarifas, se recomienda determinar el Ingreso Anual de la Derivación Principal Ayacucho asciende a USD 9 853 410,94 millones y fijar la Tarifa Incremental en 2,5533 USD/mil m³ y el Factor de Aplicación Tarifaria (FAT) en 1,0179, de la Derivación Principal Ayacucho, para el Periodo Regular comprendido entre el 1 de mayo 2025 al 30 de abril de 2026.

Revisada la propuesta, los miembros del Consejo Directivo acordaron, mediante Resolución N° 60-2025-OS/CD, el Ingreso Anual, fija la Tarifa Incremental y el Factor de Aplicación Tarifaria (FAT) de la Derivación Principal Ayacucho para el Periodo Regular 1 de mayo 2025 al 30 de abril de 2026.

5.6. Resolución que aprueba el valor del Factor de Descuento Aplicable (FDA) de la Tarifa de Transporte de la Red Principal de Camisea para el período mayo 2025 – abril 2026

El Ing. Miguel Juan Révolo Acevedo, Gerente de Regulación de Tarifas, 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 aprobación del valor del Factor de Descuento Aplicable (FDA), para la Tarifa de Transporte de la Red Principal de Camisea, para el período mayo 2025 – abril 2026.

Mediante Resolución N° 082-2010-OS/CD se aprobó la Norma “Factor de Descuento Aplicable a las Tarifas de la Red Principal cuando el Ingreso por el servicio supera el Ingreso Garantizado”, la cual establece la naturaleza, el procedimiento y los criterios de aplicación del Factor de Descuento Aplicable (FDA), el cual se utiliza cuando el Ingreso Garantizado es inferior a los ingresos reales del servicio, como sucede en la actualidad. El FDA no constituye una tarifa por el servicio de la Red Principal, es un factor que permite compensar a los usuarios por el adelanto de la Garantía por Red Principal (GRP).

El valor del FDA tiene una vigencia de doce (12) meses y se aplica a partir del 1 de mayo de cada año. En ese sentido, habiéndose aprobado mediante Resolución N° 061-2024-OS/CD el valor del FDA para el periodo comprendido entre el 1 de mayo de 2024 y el 30 de abril de 2025; resulta necesario aprobar el nuevo valor para el periodo mayo 2025 – abril 2026.

En ese sentido, conforme al Informe Técnico N° 255-2025-GRT y el Informe Legal N° 256-2025-GRT, se recomienda aprobar el valor del Factor de Descuento Aplicable (FDA), que debe aplicarse a la Tarifa de Transporte de la Red Principal de Camisea, para el periodo comprendido entre el 1 de mayo de 2025 y el 30 de abril 2026, en 0,95351.

Revisada la propuesta, los miembros del Consejo Directivo acordaron, mediante Resolución N° 61-2025-OS/CD, aprobar el valor del Factor de Descuento Aplicable (FDA), que debe aplicarse a la Tarifa de Transporte de la Red Principal de Camisea, para el periodo comprendido entre el 1 de mayo de 2025 y el 30 de abril 2026.

5.7. Resolución que aprueba el Cargo Unitario por Compensación para generadores eléctricos (GGEE) que transfieran ductos de uso propio (DUP) a ser adicionado a los Peajes de los Sistemas Secundarios y Complementarios de Transmisión para el período mayo 2025 – abril 2026

El Ing. Miguel Révolo Acevedo, Gerente de Regulación de Tarifas, y el Ing. Severo Buenalaya Cangalaya, Gerente de la División de Generación y Transmisión Eléctrica de la Gerencia de Regulación de Tarifas, sometieron a consideración del Consejo Directivo la resolución que aprueba el Cargo Unitario por Compensación GGEE-DUP a ser adicionado a los Peajes de los Sistemas Secundarios y Complementarios de Transmisión para el período mayo 2025-abril 2026.

El Decreto Supremo N° 035-2013-EM estableció un mecanismo de compensación para aquellos generadores eléctricos (GGEE) que se encontraban en operación comercial y que transfieran en propiedad ductos de uso propio (DUP) conectados directamente al sistema de transporte de gas natural al concesionario de distribución de gas natural, de modo que se permita a dichos generadores, continuar operando en las mismas condiciones económicas que se encontraban antes de ser atendidos por la concesionaria de distribución de gas natural.

Mediante las Resoluciones Ministeriales N° 168-2015-MEM/DM y N° 169-2015-MEM/DM, se aprobó el acceso al mecanismo para la Empresa de Generación Eléctrica del Sur (Egesur) y la Empresa de Generación Eléctrica de Arequipa S.A. (Egasa), respectivamente. El beneficio para Egesur vence el 31 de diciembre de 2027 y en la actualidad Egasa no se encuentra en servicio.

De otro lado, mediante Resolución N° 114-2015-OS/CD, se aprobó la Norma “Procedimiento para Aplicación del Mecanismo de Compensación establecido en el Decreto Supremo N° 035-2013-EM”, la cual, establece los criterios para la determinación y aplicación de un Cargo Unitario por Compensación GGEE-DUP, cuya vigencia anual comprende desde el 1 de mayo hasta el 30 de abril del año siguiente, aplicando ajustes trimestrales.

La Resolución N° 063-2024-OS/CD aprobó el Cargo Unitario por Compensación GGEE-DUP, aprobado para el período mayo 2024 – abril 2025, a fin de compensar a los Operadores de las Centrales de Generación Eléctrica Beneficiadas del Mecanismo de Compensación establecido en el Decreto Supremo N° 035-2013-EM; y por Resolución N° 034-2025-OS/CD, se dispuso la publicación del proyecto de resolución que aprueba el Cargo Unitario por Compensación GGEE-DUP a ser adicionado al Peaje del SST y SCT, así como la relación de información que la sustenta; con la finalidad de recibir opiniones y sugerencias por parte de los interesados. Del mismo modo, se convocó a audiencia pública para el sustento y exposición de los criterios, metodología y modelos económicos utilizados para la elaboración del proyecto de resolución.

En ese sentido, conforme a los Informes N° 252-2025-GRT, N° 253-2025-GRT y N° 254-2025-GRT de la División de Gas Natural, la División de Generación y Transmisión Eléctrica y la Asesoría Legal de la Gerencia de Regulación de Tarifas, respectivamente, se recomienda aprobar el valor de 0,0304 ctm S//kWh como Cargo Unitario por Compensación GGEE-DUP, a ser adicionado al Peaje del Sistema Secundario y Complementario de Transmisión, desde el 1 de mayo de 2025 hasta el 30 de abril de 2026, asignado a la demanda del Área de Demanda 15.

Revisada la propuesta, los miembros del Consejo Directivo acordaron, mediante Resolución N° 62-2025-OS/CD, aprobar el valor del Cargo Unitario por Compensación GGEE-DUP a ser adicionado a los Peajes de los Sistemas Secundarios y Complementarios de Transmisión para el período comprendido entre el 1 de mayo de 2025 hasta el 30 de abril de 2026.

5.8. Resolución que aprueba el Precio a Nivel de Generación para el trimestre del 1 de mayo al 3 de agosto de 2025

El Ing. Miguel Juan Révolo Acevedo, Gerente de Regulación de Tarifas (e), y el Ing. Severo Buenalaya Cangalaya, Gerente de la División de Generación y Transmisión Eléctrica de la Gerencia de Regulación de Tarifas, sometieron a consideración del Consejo Directivo la resolución que aprueba el Precio a Nivel Generación para el período de mayo a julio del 2025.

El artículo 29 de la Ley N° 28832 estableció el Precio a Nivel Generación para los consumidores finales de electricidad localizados en el Perú y que son sujetos a regulación de precios por la energía o potencia que consumen. El Precio a Nivel Generación resulta del promedio ponderado de los Contratos sin Licitación y los Contratos resultantes de Licitaciones. Asimismo, el mismo artículo dispone establecer el mecanismo de compensación entre Usuarios Regulados del SEIN con la finalidad de que el Precio a Nivel Generación sea único, excepto por las pérdidas y la congestión de los sistemas de transmisión.

El Reglamento del Mecanismo de Compensación entre los Usuarios Regulados del SEIN, aprobado por el Decreto Supremo N° 019-2007-EM, dispone que Osinergmin aprueba los procedimientos necesarios para calcular el Precio a Nivel Generación y determinar el programa de transferencias entre empresas aportantes y receptoras del mecanismo de compensación.

Mediante Resolución N° 180-2007-OS/CD y sus modificatorias, se aprobó la norma Precios a Nivel Generación y Mecanismo de Compensación entre Usuarios Regulados, cuyo Texto Único Ordenado fue aprobado con Resolución N° 084-2018-OS/CD, la cual dispone que trimestralmente se calcularán el Precio a Nivel Generación.

Mediante Resolución N° 048-2025-OS/CD, se fijaron los Precios en Barra para el periodo mayo 2025 - abril 2026, correspondiendo en esta oportunidad aprobar y publicar, de acuerdo con el artículo 4 del Reglamento, el Precio a Nivel Generación aplicable para el siguiente trimestre comprendido entre el 1 de mayo de 2025 al 3 de agosto de 2025.

En ese sentido, el Informe Técnico N° 273-2025-GRT y el Informe Legal N° 039-2025-GRT, elaborados por la División de Generación y Transmisión Eléctrica y la Asesoría Legal de la Gerencia de Regulación de Tarifas, respectivamente, se recomienda aprobar el Precio a Nivel Generación en las Subestaciones Base (o Barras de Referencia de Generación) para la determinación de las tarifas máximas a los Usuarios Regulados del Sistema Eléctrico Interconectado Nacional, aplicables para el trimestre del 1 de mayo de 2025 hasta el 3 de agosto de 2025.

Revisada la propuesta, los miembros del Consejo Directivo acordaron, mediante Resolución N° 63-2025-OS/CD, aprobar el Precio a Nivel Generación en las Subestaciones base o Barras de Referencia de Generación, para el período del 1 de mayo de 2025 hasta el 03 de agosto de 2025.

No habiendo otros asuntos que tratar y siendo las 11:15 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

«larequipeno»

Abog. Luis Alberto Arequipeno Tamara
Miembro