

Resolución de Consejo Directivo que resuelve el recurso de reconsideración interpuesto por la empresa Gases del Pacífico S.A.C. contra la Resolución N° 207-2024-OS/CD y dispone su modificación

RESOLUCIÓN DE CONSEJO DIRECTIVO
ORGANISMO SUPERVISOR DE LA INVERSIÓN EN ENERGÍA Y MINERÍA
OSINERGMIN N° 027-2025-OS/CD

Lima, 04 de marzo de 2025

VISTOS:

Los Informes Técnicos [N° 121-2025-GRT](#), [N° 122-2025-GRT](#), [N° 124-2025-GRT](#) y [N° 126-2025-GRT](#) y el Informe Legal [N° 125-2025-GRT](#), elaborados por la División de Gas Natural y la Asesoría Legal de la Gerencia de Regulación de Tarifas del Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minería – Osinergmin (en adelante “Osinergmin”);

CONSIDERANDO:

1. ANTECEDENTES

Que, mediante Resolución N° 207-2024-OS/CD (en adelante “Resolución 207”), publicada el 27 de diciembre de 2024, se fijaron las tarifas de distribución de gas natural por red ductos y demás cargos aplicables a la Concesión Norte para el periodo 2025-2028, así como el Plan Quinquenal de Inversiones 2025-2029;

Que, con fecha 22 de enero de 2025, la empresa Gases del Pacífico S.A.C. (en adelante “GdP”), interpuso recurso de reconsideración contra la Resolución 207, y como parte de sus pretensiones, solicita la suspensión inmediata de sus efectos de conformidad con lo establecido en el artículo 226.2 del Texto Único Ordenado de la Ley N° 27444, Ley del Procedimiento Administrativo General aprobado mediante Decreto Supremo N° 004-2019-JUS (en adelante “TUO de la LPAG”);

Que, mediante Resolución N° 016-2025-OS/CD, publicada el 08 de febrero de 2025, se resolvió desestimar la solicitud de suspensión de la ejecución de la Resolución 207 interpuesta por GdP;

Que, el Consejo Directivo de Osinergmin concedió a la recurrente el uso de la palabra solicitado en su recurso de reconsideración, el cual se llevó a cabo en la Sesión N° 05-2025 de fecha 25 de febrero de 2025;

Que, a continuación, corresponde emitir pronunciamiento respecto a los demás extremos alegados por la recurrente en su recurso de reconsideración;

2. PETITORIO DEL RECURSO DE RECONSIDERACIÓN

Que, GdP solicita se declare la nulidad de la Resolución 207, o en su defecto, se modifique, y se emita una nueva resolución mediante la cual se aprueben tarifas y demás cargos aplicables para el periodo 2025-2028 y un nuevo Plan Quinquenal de Inversiones 2025-2029, de acuerdo con los siguientes extremos:

2.1. Que, se reconsidere la demanda máxima considerando como consumo máximo la capacidad contratada de cada cliente;

2.1.1. Que, se consideren las particularidades de consumo;

2.1.2. Que, se reconsidere la viabilidad técnica operativa;

2.2. Que, se reconsidere el costo máximo por concepto de transporte virtual respecto a los siguientes extremos:

2.2.1. Que, se reconsidere el número de cisternas consideradas;

2.2.2. Que, se considere que la duración del round-trip es de 3.6 días;

2.2.3. Que, se considere una vida útil de las cisternas de cinco (05) años;

2.2.4. Que, se reconsideren los costos de inversión en tractos y cisternas, así como la capacidad de almacenamiento de las cisternas;

2.2.5. Que, se reconsidere el combustible a utilizarse en las rutas de sierra y se ajusten los precios del diésel y GNL (operación y mantenimiento);

2.2.6. Que, se reconsideren las supuestas arbitrariedades en el Excel de cálculo de la tarifa de transporte virtual;

2.3. Que, se reconsideren los costos unitarios de CAPEX (Baremo) utilizados para la fijación de la tarifa respecto a los siguientes extremos:

2.3.1. Que, se reconsidere el Baremo de Costos;

2.3.2. Que, se incluya el recurso "Ingeniero Supervisor";

2.3.3. Que, se rectifique el criterio de que una camioneta 4x2 puede atender simultáneamente a 7 cuadrillas, y se considere al menos 7 camionetas, una por cada ciudad;

2.3.4. Que, se consideren los camiones mezcladores de concreto premezclado en lugar de la mezcla "in situ";

2.3.5. Que, se aplique el margen del contratista del 25% de materiales;

2.3.6. Que, se reconozca los costos de mercado y características aplicables de los materiales, maquinarias y equipos;

2.4. Que, se reconsidere los gastos de la operación y mantenimiento de la concesión en cuanto al OPEX:

2.4.1. Que, se reconsidere la metodología del Organigrama;

2.4.2. Que, se reconsideren los salarios considerados;

- 2.5.** Que, se reconsidere el sobredimensionamiento de la demanda:
- 2.5.1. Que, se modifique el cálculo de consumo promedio por usuario de la demanda residencial considerando la totalidad de clientes residenciales y fijándolo en 10.52 m³/mes;
 - 2.5.2. Que, se excluya de la proyección de la demanda industrial a empresas que GdP no ha incluido en su propuesta tarifaria, o en el supuesto negado que se considere a algún nuevo cliente potencial, se modifique la proyección de la demanda industrial tomando en cuenta los plazos de cambio de matriz energética de los clientes potenciales;
 - 2.5.3. Que, se excluyan a las empresas Pesquera Canhann S.A.C., Pesquera Capricornio S.A., Don Fernando S.A.C., Inversiones Regal S.A.C., como potenciales clientes en la proyección de demanda, o en el supuesto negado que se considere a algún nuevo cliente potencial, que se modifique la proyección de la demanda industrial tomando en cuenta los plazos de cambio de matriz energética de los clientes potenciales;
 - 2.5.4. Que, se excluya a las empresas Exalmar, Hayduk y Tasa como potenciales clientes en la proyección de demanda de Malabrigo; o en el supuesto negado que se considere a algún nuevo cliente potencial, solicita que se modifique la proyección de la demanda tomando en cuenta los plazos de cambio de matriz energética de los clientes potenciales;
 - 2.5.5. Que, se incorpore el efecto del fenómeno del niño en la proyección de demanda del 2028;
- 2.6.** Que, se establezca que el periodo de recuperación para el cálculo de la anualidad del VNR será igual al período que resta para el término del plazo de vigencia de la concesión;
- 2.7.** Que, se reconozca la dimensión real de las tuberías de conexión;
- 2.8.** Que, se reconozca los costos reales de las obras especiales ejecutadas;
- 2.9.** Que, se reconozca las inversiones complementarias reportadas hasta el 31 de enero de 2024;
- 2.10.** Que, se reconsidere la valoración correspondiente a los procesos de Operación y mantenimiento respecto a los siguientes extremos:
- a) Que, se reconsidere el subdimensionamiento de personal;
 - b) Que, se reconsidere el análisis de calidad del gas;
 - c) Que, se reconsidere la operación del sistema de odorización;
 - d) Que, se reconsidere la detección de fugas y patrullaje de red;
 - e) Que, se reconsidere sobre la prevención de daños;

- 2.11.** Que, se reconozca por usuario el costo unitario de gestión de cobranza de USD 0,15 y el costo de recaudo de USD 0,34;
- 2.12.** Que, se reconsideren los costos de call center;
- 2.13.** Que, se reconsidere el porcentaje de pérdidas del sistema;
- 2.14.** Que, se reconsidere la concentración de odorante de gas natural;
- 2.15.** Que, se considere un porcentaje de incobrabilidad;
- 2.16.** Que, se reconsidere el porcentaje para definir la competitividad de las tarifas de gas natural;
- 2.17.** Que, se actualicen los costos correspondientes a las actividades de corte y reconexión;
- 2.18.** Que, se ajusten los precios de instalación de los gabinetes;
- 2.19.** Que, se ajusten los precios sobre la inspección, habilitación y supervisión;
- 2.20.** Que, se incorporen los costos de implementación y operación derivado de las obligaciones impuestas por la Resolución 001-2025-OS/CD;
- 2.21.** Que, se incorpore en el cálculo de costos de las Plantas de Satélites de Regasificación los diversos factores y variables que impactan en la estimación de costos y su dimensionamiento;

3. SUSTENTO DE LOS PETITORIOS Y ANÁLISIS DE OSINERGMIN

3.1. SOBRE LA DEMANDA MÁXIMA Y LA CAPACIDAD CONTRATADA DE CADA CLIENTE

3.1.1. Sobre las particularidades de consumo

3.1.1.1. Argumentos de la recurrente

Que, GdP sostiene que no es responsable de definir la demanda de gas natural, ya que esta es determinada por el mercado. Indica que está legalmente obligado a prestar el servicio a todo aquel que lo solicite dentro de la Concesión Norte, siempre que sea técnica y económicamente viable, tal como lo establece el Reglamento de Distribución, el Procedimiento de Viabilidad y el literal c) de la cláusula II del Contrato de Concesión;

Que, señala que tiene la obligación de atender a la totalidad de la capacidad contratada de consumidores con demanda estacional, conforme con los Contratos de Suministro, cuyo modelo fue aprobado con Resolución Directoral N° 159-2019-MINEM/DGH. Indica que, adicionalmente, teniendo en cuenta que ninguno de sus clientes califica como Consumidor Independiente está obligado a suministrar en firme, la capacidad contratada establecida en el Contrato de Suministro de cada cliente, en atención a lo establecido en el artículo 6.4 de Norma aprobada con Resolución N° 054-2016-OS/CD, el numeral 2.36 del Reglamento de Distribución y el artículo 9.5 de la Norma "Procedimiento para la Elaboración de los Estudios Tarifarios sobre aspectos regulados de la Distribución de Gas Natural" (en adelante "Norma de Estudios Tarifarios") aprobada mediante Resolución N° 659-2008-OS/CD;

Que, la posición de Osinergmin de desconocer el dimensionamiento de infraestructura realizado le indica a GdP que, ante una desatención de demanda, no tendrá responsabilidad frente a Consumidores, el Regulador o el Minem;

Que, por lo expuesto, GdP sostiene que las inversiones realizadas en transporte de GNL, almacenamiento y estaciones de regasificación son necesarias y eficientes para cumplir con las disposiciones legales y contractuales. Añade que, si no se contempla el escenario de demanda en condiciones pico, ésta quedaría desatendida, lo que obligaría a implementar racionamientos;

Que, por tanto, GdP solicita rectificar la posición arbitraria, injusta e irrazonable al no reconocer el dimensionamiento de infraestructura que ha realizado GdP para atender la demanda pico;

3.1.1.2. Análisis de Osinergmin

Que, el principio de legalidad, cuya vulneración se alega en este extremo, prevé además del evidente respeto a las normas, la sujeción al derecho en las actuaciones de las autoridades administrativas, el cual está conformado por los principios del procedimiento administrativo a que se refiere el artículo IV del Título Preliminar del TUO de la LPAG;

Que, el ejercicio de la función reguladora debe ser compatible con el marco normativo y contractual aplicable. En ese sentido, conforme al marco normativo y contractual invocado por GdP, la atención de los consumidores regulados es considerada un servicio a firme hasta el límite de la capacidad reservada mediante el pago del derecho de conexión;

Que, sin embargo, conforme señala la recurrente en su recurso, la obligación de garantizar el servicio a los consumidores regulados hasta el límite de la capacidad reservada no implica necesariamente la obligación de ejecutar infraestructura que

permita atender simultáneamente toda la capacidad contratada. La propia recurrente reconoce que dicho escenario es remoto y altamente improbable;

Que, en ese contexto, resulta aplicable el principio de eficiencia, consagrado en el Reglamento de Distribución, en virtud del cual se debe evitar el traslado de costos ineficientes a los usuarios. Por tal motivo, este Organismo está facultado de garantizar un servicio eficiente, adoptando medidas que eviten costos innecesarios;

Que, no se verifica impedimento legal para que, sobre la base del marco normativo y contractual alegado por la recurrente y el principio de razonabilidad, se dimensione la infraestructura necesaria para la atención de la demanda de los consumidores compatibilizándola con el principio de eficiencia;

Que, en línea con lo señalado, se debe tener en consideración que según la definición de Estaciones de Distrito (ED) establecida en el Contrato de Concesión, el sistema de almacenamiento de la ED debe ofrecer una autonomía mínima de un (01) día del consumo medio de todos los consumidores de la Concesión Norte y que en caso los consumidores requieran una mayor capacidad de almacenamiento (autonomía) deberán efectuar el aporte no reembolsable necesario;

Que, con relación a que la actuación de Osinergmin habría sido arbitraria, injusta e irracional, cabe indicar que conforme se desarrolla con mayor detalle en el numeral 5.1 del Informe Legal [N° 125-2025-GRT](#), no es posible afirmar que Osinergmin haya actuado de manera caprichosa, infundada o carente de legitimidad y fundamentación objetiva como para que se configure lo alegado por la recurrente. De la revisión de los argumentos expuestos en recurso materia de análisis se verifica que las discrepancias radican en la diferencia de criterios en la interpretación y aplicación del marco normativo y técnico vigente, así como la rectificación de supuestos errores de cálculo. Por lo señalado, se desestima lo alegado por la recurrente en este extremo;

Que, en línea con lo señalado, en el artículo 67 del TUO de la LPAG se establece que los administrados tienen el deber de abstenerse de declarar hechos contrarios a la verdad o no confirmados como si fueran fehacientes. Este deber se encuentra vinculado al principio de conducta procedimental, recogido en el numeral 1.7 del artículo IV del Título Preliminar del TUO de la LPAG, el cual exige que los administrados actúen con buena fe y veracidad en sus intervenciones dentro del procedimiento administrativo. De este modo, la formulación de afirmaciones inexactas o sin sustento contraviene dicho principio;

Que, por las razones señaladas, corresponde declarar fundado en parte este extremo del petitorio del recurso de reconsideración;

3.1.2. Sobre la viabilidad técnica operativa

3.1.2.1. Argumentos de la recurrente

Que, en los Anexos 3 y 4 de su recurso, GdP presentó informes de las consultoras ON QUEST y AYESA, en los cuales analizan la viabilidad técnica y operativa de la infraestructura propuesta para atender la demanda en la Concesión Norte. Señala que los informes presentados muestran que su propuesta garantiza casi el 100% de la atención de la demanda, mientras que los parámetros proyectados por Osinergmin resultan en una demanda no atendida superior al 50,6% y una ruptura de stock superior al 87% para el año 2028;

Que, según GdP, el escenario planteado por Osinergmin provocaría graves incumplimientos de disponibilidad del servicio y que no puede ser responsable por estas deficiencias;

Que, en consecuencia, solicita: (i) no desconocer las obligaciones legales y contractuales del concesionario sobre la atención de aquellos consumidores que requieren el servicio; y, ii) considerar la infraestructura que GdP ha realizado para atender la demanda pico y garantizar un servicio continuo, seguro y confiable en la Concesión Norte;

3.1.2.2. Análisis de Osinergmin

Que, conforme se detalla en el numeral 4.1.2 del Informe Técnico [N° 121-2025-GRI](#), las evaluaciones realizadas por On Quest y AYESA tienen un sesgo en tanto GdP ha considerado consumos anuales para el año 2028 de hasta 211,99 MM Sm³, mientras que el valor reconocido por Osinergmin al 2028 es de 152,80 MM Sm³. En tal sentido, las evaluaciones realizadas para desvirtuar lo determinado por Osinergmin carecen de consistencia;

Que, los argumentos señalados por On Quest no desvirtúan la utilización del esquema Hub&Spoke en el caso del sistema de transporte de GdP, máxime si dicho sistema de transporte requiere de un buffer de almacenamiento en el Hub (Chimbote), que es administrado desde el sistema de control y SCADA instalado en Trujillo para maximizar y superar las restricciones de carga de los remolques en la fuente (Melchorita). Asimismo, la evaluación de la logística de transporte realizada por On Quest es más onerosa;

Que, de otro lado, en la NTP 111.032 se establece que para el diseño de las estaciones se debe considerar un almacenamiento de GNL para una autonomía de 72 horas (3 días) para cubrir la demanda del consumo residencial y comercial; adicionalmente, en el Contrato de Concesión se señala que se deberá considerar un almacenamiento capaz de ofrecer una autonomía mínima de un (01) día de consumo medio de los consumidores. Asimismo, en la definición de Estación de Distrito del Contrato de Concesión se señala que en caso los consumidores requieran una mayor capacidad de almacenamiento (autonomía) deberán efectuar el aporte no reembolsable necesario;

Que, por tanto, la necesidad de una infraestructura proyectada adicional que supere la autonomía mínima señalada en la NTP (3 días de residencial y comercial) y el Contrato de Concesión (1 día del consumo medio de todos los consumidores) deberá ser asumida por los clientes que la generan como un aporte no reembolsable. En tal sentido, manteniendo estas premisas de niveles de autonomía diferenciada y consumos medios se protege a los consumidores como los residenciales y comerciales de que paguen por una infraestructura sobredimensionada para sus necesidades y en gran parte del año subutilizada producto de los perfiles de demanda estacional generada por la industria pesquera;

Que, respecto a la necesidad de contar con regasificación forzada en Coishco, Chimbote 2, Malabrigo A y Malabrigo B para poder satisfacer las demandas de los clientes del sector pesca, así como contar con beneficios operativos producto de su incorporación; debemos señalar que dicho regasificador impacta directamente en la atención (flujo de gas) de los clientes, en tal sentido se considera procedente reconocer la regasificación forzada en Coishco y Malabrigo A. Cabe señalar que en Chimbote 2 sí se ha reconocido regasificación forzada;

Que, por las razones señaladas, corresponde declarar fundado en parte este extremo del petitorio del recurso de reconsideración;

3.2. SOBRE EL COSTO MÁXIMO POR CONCEPTO DE TRANSPORTE VIRTUAL

3.2.1. Sobre el número de cisternas

3.2.1.1. Argumentos de la recurrente

Que, GdP menciona que Osinergmin considera el uso de solo 25 cisternas de las 70 existentes para atender la demanda de la Concesión Norte, lo cual es físicamente imposible debido a los picos de demanda durante la temporada de pesca, que alcanzan los 24 MMPCD. Añade que Osinergmin elaboró un modelo que asume arbitraria e irrazonablemente una demanda estable en el año, a pesar de disponer de información que contradice esa posición y que las 25 cisternas son significativamente menores a las 68 cisternas calculadas en el modelo de ProInversión;

Que, GdP indica que en el Anexo 6 adjunta el informe de la consultora BA Energy Solutions (BAES) en el que se analiza este aspecto, basado en el modelo y la infraestructura establecidos por Osinergmin, considerando una capacidad máxima de entrega en el cargadero de 29 MMPCD (restricción) y actualizando los tiempos de round trip. Señala que los resultados del informe, para distintos escenarios de demanda en el periodo 2019-2024, demuestran que son necesarios entre 89 y 95 camiones cisterna;

Que, señala también que en el informe de BAES se identificó la necesidad de una capacidad de almacenamiento superior a 14 000 m³ de GNL para atender la demanda proyectada para 2028, sugiriendo una distribución estratégica entre Malabrigo y Chimbote en función al comportamiento histórico. Indica que BAES considera el año 2022 para el cálculo de la tarifa de transporte por similitud con la demanda simulada por Osinergmin;

Que, por tanto, GdP solicita se le reconozca las 92 cisternas calculadas; y se reconozca una capacidad de almacenamiento superior a los 14 000 m³ de GNL para la atención de la demanda proyectada del año 2028;

3.2.1.2. Análisis de Osinergmin

Que, BAES en su estudio identifica una necesidad de capacidad de almacenamiento superior a los 14 000 m³ de GNL para abastecer la demanda proyectada de Osinergmin en el 2028, que, refieren podría distribuirse entre Malabrigo y Chimbote;

Que, se ha determinado una demanda máxima para el cálculo del número de camiones en el Margen de Transporte Virtual (MDTV). Para calcular dicha demanda, se ha modulado la demanda del año 2028 (158 728 miles de m³) con base en el comportamiento estacional de la industria pesquera y se ha considerado el mes de máxima demanda. Resultando dicho mes a diciembre de 2028, con un volumen máximo de 23 586 miles de m³ (equivalente a 27,4 MMPCD);

Que, por las razones señaladas, corresponde declarar fundado en parte este extremo del petitorio del recurso de reconsideración;

3.2.2. Sobre la duración del round -trip

3.2.2.1. Argumentos de la recurrente

Que, GdP indica que deben considerarse tiempos adicionales para descanso y comidas intraviaje, según lo estipulado en el Reglamento Nacional de Administración de Transporte, aprobado mediante el Decreto Supremo N° 017-2009-MTC. Señala, además que Osinergmin considera, de manera arbitraria, un tiempo de ida y vuelta de cisternas de GNL desde Pampa Melchorita hasta las Estaciones de Distrito de 1,3 días, pese a que la información real de la flota de transporte virtual con datos georreferenciados presentada muestra un tiempo de 3,6 días, el cual es más cercano al utilizado por Proinversión (3 días);

Que, la recurrente agrega haber identificado que se han considerado condiciones carentes de justificación técnica en los cálculos de Osinergmin relacionadas a: i) la operación de un vehículo por un conductor durante 24 horas continuas, incumpliendo normativas de transporte y el tiempo de pernocte; ii) la velocidad promedio utilizada

equivalente a la de un automóvil particular, ignorando las limitaciones de velocidad y el tránsito tanto en carreteras como en zonas urbanas; iii) la omisión del horario exclusivo de atención a Petroperú en Pampa Melchorita, iv) la omisión de tiempos de mantenimiento e inspección exigidos en Pampa Melchorita para el ingreso y carga, y v) la no consideración de los tiempos adicionales para descanso y comidas intraviaje;

Que, la recurrente solicita reconocer un tiempo de round trip de 3,6 días;

3.2.2.2. Análisis de Osinergmin

Que, conforme se señala de manera expresa en el artículo 30 del reglamento aprobado con Decreto Supremo N° 017-2009-MTC, la obligatoriedad de la jornada máxima de conducción aplica para los conductores de vehículos destinados a la prestación del servicio de transporte terrestre de personas, más no se indica expresamente su aplicación al servicio de transporte de mercancías, categoría a la que corresponde el transporte virtual de GNL. Por tanto, este extremo debe ser desestimado en tanto no se verifica la vulneración del marco normativo invocado por la recurrente;

Que, sin perjuicio de lo señalado, el tiempo de conducción de los choferes se adecúa considerando las disposiciones del Reglamento de Seguridad para el Transporte de Hidrocarburos (Decreto Supremo N° 026-94-EM), el cual establece que el transporte terrestre de hidrocarburos deberá acatar las disposiciones de seguridad emitidas por la autoridad competente de tránsito. En ese sentido, ante la falta de regulación expresa, se considera razonable adoptar lo establecido en el Reglamento Nacional de Administración de Transporte (Decreto Supremo N° 017-2009-MTC). En consecuencia, el modelo de transporte virtual se adecúa considerando una (01) hora de descanso por cada 4,5 horas de conducción continua en promedio;

Que, además, se considera la incorporación de dos (02) choferes adicionales para volver más eficiente los tiempos de conducción, evitar los tiempos de pernocte y cumplir con las normas de tránsito. En consecuencia, corresponde aceptar parcialmente el petitorio de GdP referido a adecuar el tiempo de conducción de los choferes;

Que, con relación a la velocidad promedio de conducción, el modelo de transporte virtual se adecúa considerando una velocidad de 48,8 km/h para las rutas de costa. Este valor ha sido obtenido del documento "Especificación Técnica del Sistema Logístico" que fue elaborado por Gas Natural Fenosa para la contratación del servicio de transporte de GNL por cisternas para la Concesión Suroeste. En dicho documento se determinan las condiciones de los emplazamientos, resultando una velocidad promedio de 48,8 km/h para las rutas hacia Arequipa, Ilo, Tacna y Moquegua, que es concordante con el valor obtenido por BAES;

Que, respecto de los tiempos de carga y descarga de GNL, la información brindada por BAES de los tiempos reales de carga y descarga (11,19 horas) se contradice con la propia

información brindada por GdP. Esta última informó en su documento de Comentarios a la Resolución N° 185-2024-OS/CD, que los tiempos de carga (1:36 horas) y descarga (3:38 horas), son en promedio (5:12 horas) para todas las Plantas Satélites de Regasificación (PSR). Sobre el particular, se observa que el valor considerado por BAES en su estudio está sobredimensionado respecto de los valores informados por GdP;

Que, los tiempos de carga y descarga considerados por Osinergmin en la Resolución 207 ascienden a cuatro (04) horas. Ello considera el tiempo de carga, el tiempo de descarga y los tiempos de espera y protocolo. Por ello, no corresponde aceptar el petitorio de GdP referido a adecuar el tiempo de ingreso de las unidades de carga de GNL en Pampa Melchorita, ya que dicho tiempo es reconocido a través de los "Tiempos de espera y protocolo";

Que, el horario exclusivo de atención a Petroperú en Pampa Melchorita corresponde a una variable que puede ser controlada por este último. De existir esta restricción técnica, corresponde a GdP entablar comunicación con el operador del cargadero; máxime cuando los niveles de demanda de la Concesión Suroestes son considerablemente menores a los de la Concesión Norte;

Que, considerando la experiencia internacional de transporte por cisternas de GNL, se adiciona un tiempo de inspección y mantenimiento de una (01) hora por cada veinticuatro (24) horas de uso del vehículo; y el tiempo de repostaje de combustible que asciende a 0,5 horas por cada 1 000 km;

Que, con base en las adecuaciones explicadas, se determinan los tiempos de viaje redondo para cada PSR considerando la metodología Hub&Spoke;

Que, por las razones señaladas, corresponde declarar fundado en parte este extremo del petitorio del recurso de reconsideración;

3.2.3. Sobre la vida útil de las cisternas GNL

3.2.3.1. Argumentos de la recurrente

Que, GdP cuestiona que se considere una vida útil de veinte (20) años para las cisternas de GNL, al estar muy por encima de la vida útil promedio de cinco (5) años correspondiente con la realidad del mercado nacional y en línea con el modelo de cálculo de PROINVERSIÓN para el otorgamiento de la Concesión Norte;

Que, la recurrente indica que según el Informe BAES, aunque las fichas técnicas consideran una vida útil teórica de 20 años, ésta depende de la intensidad de uso. Agrega que, en el caso de las cisternas de GdP, éstas tienen una alta rotación operativa, con un ciclo promedio de llenado y vaciado cada 3,24 días y un recorrido anual de 144 000 km.

Menciona que dada esta alta exigencia que implica mayor desgaste y nivel de mantenimiento, es razonable considerar la vida útil efectiva de las cisternas a 10 años;

3.2.3.2. Análisis de Osinergmin

Que, GdP reconoce que en la ficha técnica de las cisternas se establece que su periodo de vida útil asciende a veinte (20) años. Sin embargo, solicita que esta se reduzca a diez (10) años debido a la alta exigencia operativa de las cisternas. Al respecto, la decisión de considerar el plazo de vida útil de veinte (20) años por parte de Osinergmin, se fundamenta en la información técnica brindada por los fabricantes de cisternas GNL. Plazo que es validado por el propio GdP y por BAES en su informe "Soporte Técnico recurso de reconsideración RTI 2025", adjunto como Anexo 6 del recurso;

Que, GdP no ha demostrado fehacientemente, es decir técnicamente, que las exigencias a las que serán sometidas las cisternas utilizadas para atender la demanda de la Concesión Norte resulten mucho mayores a las consideradas por los fabricantes de cisternas GNL. Por lo que no es posible atender el petitorio sobre reducir el plazo de vida útil a diez (10) años;

Que, por las razones señaladas, corresponde declarar infundado este extremo del petitorio del recurso de reconsideración;

3.2.4. Sobre los costos de inversión en tractos, cisternas y capacidad de almacenamiento de cisternas

3.2.4.1. Argumentos de la recurrente

Que, la recurrente sostiene que los costos de inversión en tractos y cisternas considerados por Osinergmin son significativamente diferentes a los costos reales en los que incurrió. Adjunta evidencia documentaria en el Anexo 27, incluyendo información de la licitación organizada para la adquisición de cisternas, demostrando que el gasto fue real y eficiente;

Que, respecto a la capacidad de almacenamiento de las cisternas, la recurrente señala que, a pesar de que la capacidad útil real es 47,04 m³ por razones de capacidad de llenado y capacidad de descarga, Osinergmin considera 48,6 m³. Por tanto, solicita: i) reconocer un costo de inversión de USD 165 254,24 por tracto y USD 319 080 por cisterna; y, ii) considerar 47,04 m³ como capacidad de almacenamiento útil y real de las cisternas de GNL;

3.2.4.2. Análisis de Osinergmin

Que, conforme al principio de predictibilidad al que alude GdP y, el criterio de eficiencia, los costos de los tractos y cisternas han sido obtenidos a partir de información de importaciones de los referidos equipos, a partir de los registros de importaciones de Aduanas, es decir, se han considerado valores de este tipo de equipos en el mercado peruano;

Que, la validez del accionar del Regulador en la determinación de los costos de los tractos y cisternas, a partir de información del mercado de importaciones, se sustenta en que de acuerdo con los artículos 105, 110 y 112 del Reglamento de Distribución, la tarifa de distribución debe proveer los recursos para cubrir los costos eficientes del servicio y las inversiones del sistema de distribución representan el costo de renovar las obras y bienes físicos destinados a prestar el mismo servicio con la tecnología y precios vigentes;

Que, respecto de la capacidad de almacenamiento de las cisternas, en el mercado peruano existen diversos tipos de cisternas que realizan el transporte de GNL. Ello se ve reflejado en el análisis de las cargas de GNL por camión de las empresas GdP, Petroperú y LimaGas del periodo enero 2021 a marzo 2024, donde se puede verificar que en el mercado peruano existen cisternas con capacidad de llenado de hasta los 56,9 m³;

Que, sin perjuicio de ello, se han revisado las especificaciones técnicas del fabricante proveedor de los equipos de GdP, la empresa CHART, con la finalidad de precisar los datos técnicos utilizados para el llenado de las cisternas los cuales son el resultado de la aplicación de la norma DOT 49 CFR 173.318. El resultado del citado análisis arrojó que las cisternas cuentan con una capacidad de 61 702 Litros y que la cantidad de GNL a cargar en kg según la Norma 49 CFR es 22 861 kg; lo que significa un porcentaje de llenado de 83%;

Que, considerando estos resultados, se actualiza la cantidad de GNL efectivo a ser transportado por cada cisterna resultando un volumen de 50 m³. Cabe mencionar que el cálculo utiliza el propio dato de GdP que refiere que el 2% remanente de GNL permanece dentro de la cisterna;

Que, por las razones señaladas, corresponde declarar infundado este extremo del petitorio del recurso de reconsideración;

3.2.5. Sobre el combustible a utilizarse en las rutas de sierra y se ajusten los precios del diésel y GNL (operación y mantenimiento)

3.2.5.1. Argumentos de la recurrente

Que, GdP solicita utilizar diésel para las rutas de la sierra, en lugar de GNL. Debido a que, se seguirán utilizando motores a diésel dada su mayor potencia y torques a bajas revoluciones, lo cual es esencial para pendientes pronunciadas y terrenos difíciles.

Solicita se ajusten los precios de diésel y GNL a los precios reales de las zonas a 0,87 USD/m³ y 0,58 USD/m³ respectivamente;

3.2.5.2. Análisis de Osinergmin

Que, la decisión de considerar el combustible GNL para el 100% de las rutas de la Concesión Norte se fundamenta en la información técnica de los fabricantes de los tractos. En la ficha DUA se puede apreciar que estas unidades utilizan GNL como combustible;

Que, adicionalmente, GdP no acredita la realización de pruebas, el contar con las recomendaciones de fabricantes de tractos que le hicieron decidirse por el uso de motores diésel en las rutas de la sierra. Dado que GdP no ha sustentado fehacientemente lo referido en su petitorio sobre el uso de motores diésel, no resulta posible considerar este combustible para las rutas de la sierra;

Que, respecto del precio del combustible para los camiones (gas natural), este corresponde al precio final de la Categoría GNV determinado en el presente proceso regulatorio, dado que este será el combustible disponible en el área de Concesión. El citado precio final asciende a 0,47 USD/m³.

Que, por las razones señaladas, corresponde declarar infundado este extremo del petitorio del recurso de reconsideración;

3.2.6. Sobre las supuestas arbitrariedades en el Excel de cálculo

3.2.6.1. Argumentos de la recurrente

Que, GdP señala que se utiliza una remuneración base de USD 680 mensuales; sin embargo, en cumplimiento con el Decreto Supremo N° 006-2024-TR, esta cifra debe actualizarse a USD 750 mensuales;

Que, sostiene que se asigna la misma remuneración al supervisor de transporte y al Gerente General, a pesar de que tienen diferentes niveles jerárquicos y responsabilidades, por lo que considera debe actualizarse la remuneración del gerente general de USD 2 226,20 a USD 5 122,43 mensuales, basándose en la Resolución N° 2325-2022-OS/OR Ucayali, en la que se establece el sueldo de un supervisor en operaciones, el cual según GdP tiene responsabilidades similares a las de un gerente general;

Que, respecto a las inconsistencias en los cálculos de gastos de financiamiento, considera se ha efectuado una resta errónea de la cuota inicial del "Tracto" del valor de la inversión del "Remolque", lo cual, de ser corregido, el saldo de financiamiento cambiaría de USD 199 357 a USD 67 395. Añade que la fórmula de cálculo de gastos de financiamiento no es adecuada, al incluir la cuota inicial en lugar del saldo a financiar a

fin de que, sumado a los intereses del periodo, se determinen los gastos por financiamiento. Considera que ello afecta al costo mensual de financiamiento que deberían ser USD 1 418 en lugar de USD 1 352 considerado por Osinergmin. También solicita se corrija la fórmula de gastos de financiamiento del “Remolque”, lo cual actualizaría el saldo de financiamiento de USD 460 a USD 1 496;

Que, respecto al cálculo de los costos fijos, señala que el método divide el costo fijo mensual entre los kilómetros recorridos, sin considerar otros factores importantes como los costos de administración, gastos generales y mano de obra; y que, además, el modelo no toma en cuenta el número de unidades en stand by, lo que afecta el reconocimiento de los costos;

Que, en consecuencia, GdP solicita se realicen las correcciones que corresponden;

3.2.6.2. Análisis de Osinergmin

Que, en cuanto a la remuneración base utilizada para el Salario de Mano de Obra en el modelo de Cálculo de Transporte Virtual, en observancia al principio de legalidad, la Remuneración Mínima Vital (RMV) se actualiza conforme al Decreto Supremo N° 006-2024-TR vigente;

Que, en cuanto a la “arbitrariedad” con relación a la remuneración del supervisor (USD 2 226,20) debe precisarse que el valor de USD 2 226,20, asignado a la categoría de Supervisor, corresponde a la remuneración de dos (02) colaboradores. Es decir, que a cada Supervisor le corresponde una remuneración individual de USD 1 113,10, menor al valor del sueldo asignado para el gerente general USD 2 226,20. En ese sentido, se demuestra que no existe ningún acto de arbitrariedad en la asignación de las remuneraciones. Con relación a que se tome como referencia la Resolución de Oficinas Regionales Osinergmin N° 2325-2022-OS/OR Ucayali, cabe indicar que el sueldo del Supervisor de Operaciones ha sido utilizado para estimar el beneficio económico de cerrar una orden después de recibir la carga de combustible, en el marco de un procedimiento administrativo sancionador; por lo que dicho sueldo no puede ser extrapolado como referencia para otros cargos. Por tanto, no procede la actualización del sueldo de gerente general;

Que, sobre la rectificación indicada por GdP, se ha procedido a corregir el modelo de cálculo considerando que el monto a financiar por el tracto asciende a USD 71 439 y que el monto a financiar por la cisterna asciende a USD 169 354. Sin perjuicio de ello, precisamos que esto corresponde a un error material en el modelo de cálculo, y no corresponde a una “arbitrariedad” como así lo define injustificadamente GdP;

Que, GdP refiere que el costo fijo mensual del modelo de cálculo del flete de transporte no toma en cuenta los costos de administración y gastos generales. Al respecto, el modelo de cálculo “Anexo 2 Costos de Transporte Virtual GDP”, el Costo Fijo por kilómetro

(Hoja: ResumenTV) se calcula en base a los datos de la celda "D148"; esta celda recoge los conceptos de Seguros (celda "D93"), Administración y Gastos Generales (celda "D101"), Costo Directo (celda "D105"), Depreciación (celda "D105") y Financiamiento e Inversión (celda "D144"). Como se demuestra, el costo fijo mensual del modelo de cálculo del flete de transporte si toma en cuenta los costos de administración y gastos generales, por lo que la afirmación dada por GdP en su petitorio es inexacta y corresponde desestimarla;

Que, con relación al reconocimiento de costos de los camiones de stand by, se corrige dicho aspecto y se incluyen dichos costos en el cálculo del MDTV. Sin perjuicio de ello, precisamos que esto corresponde a un error material involuntario en el modelo de cálculo, y no constituye "arbitrariedad";

Que, por las razones señaladas, corresponde declarar fundado en parte este extremo del petitorio del recurso de reconsideración;

3.3. SOBRE LOS COSTOS UNITARIOS DE CAPEX (BAREMO) UTILIZADOS PARA LA FIJACIÓN DE LA TARIFA

3.3.1. Sobre el Baremo de Costos – Variaciones de precios

3.3.1.1. Argumentos de la recurrente

Que, GdP cuestiona que Osinergmin haya desconocido los costos eficientes en los que ha incurrido el Concesionario y que proyecta incurrir para desarrollar una infraestructura que cumpla con los estándares de calidad y seguridad. Argumenta que estos costos toman como referencia las fijaciones tarifas de Lima y Callao, e Ica. Además, destaca que el Minem utilizó estas fijaciones para valorizar las redes ejecutadas por GdP en el programa Punche Perú de 2023 y 2024;

Que, GdP señala que, sin embargo, el baremo de costos aprobado por Osinergmin para las concesiones mencionadas contempla costos unitarios significativamente mayores en más del 25%, en comparación a los aprobados para la Concesión Norte. Sostiene que en el Informe Técnico N° 866-2024-GRT no se justifica ni sustenta, de manera válida, la diferencia de trato, calificándolo como arbitrario, discriminatorio y contrario a los Principios de Imparcialidad y Confianza Legítima establecidos en el TUO LPAG. Agrega que Osinergmin no ha permitido que GdP ejerza plenamente su derecho de defensa, lo que vulnera el Principio del Debido Procedimiento Administrativo y podría determinar la nulidad del acto administrativo;

Que, por tanto la recurrente solicita: i) corregir las inconsistencias metodológicas como la inclusión en el análisis comparativo de precios de tuberías de agua las cuales tienen características técnicas distintas a las de gas natural, distorsionando los resultados; y las variaciones de precios de Osinergmin para los costos unitarios que no se alinean con las

cifras del INEI, como el IPM, que muestra un incremento del 7% entre marzo de 2024 y septiembre de 2021, discrepancia que no ha sido justificada; y, ii) modificar los ítems del Baremo de acuerdo a los solicitado en los siguientes extremos;

3.3.1.2. Análisis de Osinergmin

Que, sobre los cuestionamientos de GdP referidos al desconocimiento de los costos eficientes en los que ha incurrido el Concesionario, de los costos aprobados en otras concesiones y de los costos unitarios adoptados en los programas Punche Perú, cabe señalar que los costos unitarios eficientes son determinados en base a modelos actualizados con valores de mercado obtenidos de la contrastación de diferentes fuentes y no exclusivamente de la información proveída por la recurrente;

Que, debe considerarse que los aspectos que inciden en la regulación tarifaria no son estáticos, se encuentran sujetos a la evolución propia del mercado que se pretende regular; por lo que, no sería correcto que el regulador continúe resolviendo en base a criterios que pueden convertirse en ineficientes en el tiempo por el cambio de las circunstancias y la dinámica del mercado;

Que, sobre las licitaciones de proyectos bajo el programa con Punche Perú, conforme se señaló en los Informes N° 064-2023-GRT y N° 664-2023-GRT, dichos Baremos fueron utilizados debido a que la Concesión Norte no contaba con un baremo de costos aprobado en tanto aún se encontraba en el primer periodo de regulación establecido en el contrato de concesión. En este contexto, la utilización de los Baremos de las concesiones de Lima y Callao e Ica respondió a la necesidad de contar con una referencia técnica-económica válida y actualizada, en ausencia de un baremo propio para la Concesión Norte. Es importante destacar que en los pronunciamientos de Osinergmin se precisó que la valorización de infraestructura se realizaba en el marco de la colaboración institucional y que ésta no consideraba las características de las redes de distribución de gas natural propuesta por GdP y que ello, sería revisado, de ser el caso, en un futuro proceso regulatorio;

Que, por lo señalado, queda descartado que se ha configurado un trato diferenciado, arbitrario, discriminatorio y contrario a los Principios de Imparcialidad y Confianza Legítima establecidos en el TUO LPAG, ni mucho menos la nulidad del acto administrativo, en tanto la decisión de Osinergmin se fundamenta en razones objetivas, conforme se explica con mayor detalle en el Informe Legal [N° 125-2025-GRT](#);

Que, sobre la corrección de las inconsistencias metodológicas y las variaciones de precios de Osinergmin para los costos unitarios que no se alinean con las cifras del INEI, al respecto debemos señalar que los costos unitarios de los recursos (mano de obra, materiales, transporte, equipos y maquinaria) responden a valores de mercado. Los costos de mano de obra provienen de Capeco por lo que ya recogen los incrementos salariales de precios los cuales superan el porcentaje de incremento señalado por GdP;

Que, es importante señalar que si bien, contrariamente a lo alegado por la recurrente, se ha mantenido la metodología seguida en procesos regulatorios anteriores para la determinación del Baremo de Costos; en el presente proceso regulatorio se ha revisado y optimizado el uso de los recursos en las actividades constructivas, habiéndose generado una reducción del costo unitario;

Que, por las razones señaladas, corresponde declarar infundado este extremo del petitorio del recurso de reconsideración;

3.3.2. Sobre la exclusión del Ingeniero Supervisor

3.3.2.1. Argumentos de la recurrente

Que, GdP considera arbitraria e injustificada la exclusión del costo del “Ingeniero Supervisor” de los costos unitarios del Baremo y el argumento de que este recurso está incluido en los gastos generales del Concesionario. Señala que dicho costo es asumido por el contratista, formando parte de la inversión y por tanto es capitalizable;

Que, menciona que las municipalidades exigen la permanencia casi permanente de un supervisor de obras, adjunta el Anexo 7, citando la normativa municipal, como la Ley N° 30477 y los TUPAs de las Municipalidades de Trujillo, Santa, Cajamarca y Chiclayo, en las que se establecen la obligatoriedad de identificar y acreditar a un profesional habilitado para supervisar las ejecuciones de obras de manera directa. Cita el artículo 5 y 36 del Anexo 1 del Reglamento de Distribución, en los cuales se requiere personal calificado para garantizar la seguridad y calidad en las actividades de diseño, construcción y operación;

Que, por lo señalado, GdP advierte que la exclusión del Ingeniero Supervisor arriesga el cumplimiento de la normativa, obligaciones legales y los permisos necesarios para las obras, lo que impacta negativamente en la construcción de redes y en el Plan Quinquenal de Inversiones;

Que, de otro lado, la recurrente cuestiona la utilización de criterios del sector eléctrico (VAD 2022-2026 y 2023-2027) para justificar la exclusión del supervisor, dado que las obras de tendido de tuberías de gas natural presentan mayor complejidad técnica y operativa, involucrando excavaciones, roturas de pavimentos y riesgos de afectación a otros servicios públicos. Señala que esta exclusión carece de sustento técnico y normativo, vulnerando el Principio de Legalidad del TUO LPAG y que contraviene precedentes establecidos en anteriores revisiones tarifarias (Lima y Callao, e Ica), donde el Ingeniero Supervisor sí fue considerado;

Que, por tanto, GdP solicita incluir el ingeniero supervisor porque su presencia es obligatoria conforme a la normativa;

3.3.2.2. Análisis de Osinergmin

Que, los precios unitarios de revistas especializadas no incluyen al Ingeniero que realiza las funciones de supervisor puesto que típicamente son elaborados para obras de edificaciones y por tanto el costo asociado al supervisor está dentro de los gastos generales del contratista, sin embargo, dado que las actividades constructivas de redes de gas natural son lineales e intensivas porque se interviene físicamente el terreno para la rotura de pavimento, la construcción de zanjas y la reconfiguración del terreno con el fin de la instalación de las tuberías, es razonable considerar a un Ingeniero que se encargue de supervisar las actividades constructivas relevantes que conforma el proyecto de redes;

Que, considerando que el modelo de costos unitarios debe reconocer las eficiencias constructivas para una expansión de forma masiva, la asignación del tiempo del Ingeniero se reparte entre las actividades constructivas y la supervisión de varios frentes de construcción siendo que conceptualmente bajo el concepto de VNR la concesión es un proyecto "Green Field";

Que, por las razones señaladas, corresponde declarar fundado en parte este extremo del petitorio del recurso de reconsideración;

3.3.3. Sobre la asignación de la camioneta 4x4 a 7 cuadrillas

3.3.3.1. Argumentos de la recurrente

Que, GdP considera arbitraria e irrazonable la decisión de Osinergmin de asignar una sola camioneta 4x2 para atender simultáneamente a 7 cuadrillas en el proceso de tendido de tuberías. Señala que esta medida carece de sustento técnico y operativo, ya que las actividades de tendido se realizan en secuencia y no de forma paralela, lo que imposibilita que un único vehículo pueda atender varias cuadrillas simultáneamente;

Que, resalta que en su Concesión que abarca cuatro regiones, los proyectos de expansión se realizan en distintas localidades y son gestionados por diferentes contratistas, lo que requiere múltiples vehículos;

Que, sostiene que, la posición adoptada por Osinergmin vulnera su derecho a la debida motivación, según el artículo 6 del TUO LPAG, y omite la imposibilidad física de que un solo vehículo pueda atender cuadrillas dispersas geográficamente. Por tanto, solicita considerar al menos una camioneta por cada ciudad, es decir, 7 camionetas;

3.3.3.2. Análisis de Osinergmin

Que, la camioneta es un transporte multiusos para el proyecto constructivo que debe atender principalmente a las actividades relevantes, entre ellas, corte y rotura,

excavación, reposición, en las cuales la camioneta moviliza los materiales menores y al ingeniero. En tal sentido, la asignación aplicada a la camioneta será la misma del Ingeniero, es decir distribuidos en las actividades constructivas principales y frentes de construcción que se indican en el análisis desarrollado en el numeral 3.3.2.1;

Que, respecto al pedido de GdP de considerar 7 camionetas, dado que la Concesión abarca cuatro regiones y es gestionada por diferentes contratistas, debemos señalar que el Baremo de costos unitarios reconoce las actividades constructivas (corte y rotura, excavación, reposición, etc.) y sus correspondientes recursos (mano de obra, materiales, maquinaria, transporte y equipos) necesarios para llevar a cabo los proyectos de expansión de redes. En tal sentido, carece de sentido solicitar 7 camionetas, puesto que los recursos para su propia supervisión de las obras están considerados en los costos indirectos, entre ellos los gastos generales reconocidos en el Baremos de costos unitarios;

Que, por las razones señaladas, corresponde declarar fundado en parte este extremo del petitorio del recurso de reconsideración;

3.3.4. Sobre la mezcla “in situ” en nivelación, compactación y reposición de tubería PE

3.3.4.1. Argumentos de la recurrente

Que, GdP considera ineficiente, costosa y contraria a las normativas municipales la exigencia de Osinergmin de realizar la mezcla de concreto “in situ” para la actividad señalada. Según la recurrente, esta práctica incrementa los costos, consumo de insumos, el tiempo de ejecución y el impacto ambiental, además de dificultar el control de calidad de las obras, lo que afecta la durabilidad de la infraestructura;

Que, la recurrente señala que las autorizaciones municipales establecen obligaciones estrictas, como la gestión de residuos, limpieza diaria para evitar acumulación de escombros, control de polvo y supervisión constante. Sostiene que estas obligaciones serían vulneradas por la preparación de la mezcla en el lugar de la obra, exponiéndolo a la paralización de las obras, la cancelación de permisos y la imposición de sanciones. Destaca que este enfoque ya ha sido empleado en revisiones tarifarias previas, consolidándose como una práctica usual en otras concesiones de gas natural, así como de otros servicios públicos;

Que, por tanto, la recurrente solicita considerar camiones mezcladores de concreto premezclado en lugar de la mezcla in situ;

3.3.4.2. Análisis de Osinergmin

Que, GdP supone que la incorporación de arena fina y piedra chancada en la actividad 1.1.6 del Baremo de Osinergmin implica la preparación de concreto “in situ”, sin considerar la opción de utilizar un “mixer de concreto” (camiones mezcladores de concreto). Al

respecto, en el Baremo de costos unitarios de la Resolución 207 se realizaron mejoras y se optimizó el uso de los materiales, entre ellos la preparación de la capa asfáltica, considerando una mezcla de asfalto líquido y agregados (arena fina y piedra chancada), utilizados únicamente para los casos de pavimento flexible (asfalto puro) y mixto (concreto y asfalto). Esta mejora no modificó las condiciones referidas al concreto respecto a la prepublicación y la Resolución 207;

Que, la incorporación de la arena fina y piedra chancada se realizó en virtud que la mezcla requerida para la carpeta asfáltica es técnicamente conformada por los agregados mencionados y del asfalto líquido. Por ello, es que solo se ha variado la carpeta flexible y la carpeta mixta en su componente de asfalto, y con ello se mantiene la coherencia de costos, dado que un pavimento flexible debe costar menos que un pavimento rígido;

Que, además, se precisa que el cambio se realizó sólo a los recursos del asfalto, por lo que el recurso “concreto” en sí mantiene los criterios utilizados en los otros procesos regulatorios indicados por GdP, por lo que la forma de obtención del concreto se mantiene;

Que, con relación a que se incumplirían las obligaciones derivadas de las autorizaciones municipales, se reitera que no se ha modificado la obtención del concreto. Cabe señalar que en el Baremo de costos se reconoce la actividad de retiro de escombros sobrantes o productos de demolición y que se mantienen los recursos y rendimientos reconocidos en otros Baremos de otros procesos regulatorios;

Que, sobre que GdP defiende el uso de camiones mezcladores de hormigón con concreto premezclado como la alternativa más eficiente, segura y económica; al respecto, se reitera que no se ha modificado la obtención del concreto, manteniéndose los recursos y rendimientos reconocidos en Baremos de otros procesos regulatorios;

Que, por las razones señaladas, corresponde declarar infundado este extremo del petitorio del recurso de reconsideración;

3.3.5. Sobre el margen contratista del 25% en materiales

3.3.5.1. Argumentos de la recurrente

Que, GdP objeta la decisión de Osinergmin de inaplicar el margen del 25% sobre los costos unitarios de materiales. Indica que la justificación del Regulador, respecto de que dicho margen no se aplica porque los materiales son proporcionados por el Concesionario y no por los contratistas es diferente a revisiones tarifarias anteriores. Indica que en el cálculo del Baremo de Lima y Callao e Ica (2022-2026), Osinergmin sí consideró el margen señalado, lo que evidencia su actuación arbitraria y el trato desigual y discriminatorio que vulnera los principios de imparcialidad y predictibilidad;

Que, por tanto, solicita aplicar el margen del contratista de 25% en materiales conforme a revisiones tarifarias anteriores;

3.3.5.2. Análisis de Osinergmin

Que, el Análisis de Precios Unitarios (APU) se desarrolla a nivel de contratista, al cual se le adiciona el margen del contratista, los mismos que contienen los materiales consumibles. Lo mencionado se puede validar con las revistas especializadas de costos, donde a los análisis de precios presentados le adicionan los gastos generales equivalente con el margen del contratista que se reconoce;

Que, de la revisión del rubro de inventarios que GdP proveniente de sus estados financieros, se identifica que en dicho rubro GdP considera únicamente los siguientes stocks en miles de USD: tuberías de polietileno, otros accesorios (incluye los accesorios para instalaciones internas y acometidas, así como los medidores de gas), Gas natural licuado (Gas almacenado principalmente en las estaciones de Trujillo, Chimbote, Cajamarca y Chiclayo);

Que, en la Nota del año 2017 se señala: “El saldo de inventarios comprende principalmente a tuberías de polietileno y accesorios adquiridos a dos proveedores del exterior. Los materiales son otorgados a los contratistas para el avance de los proyectos”. En Notas de otros años ya no hacen mención que los materiales son otorgados a los contratistas para el avance de los proyectos, por lo que resulta procedente lo requerido por GdP en el presente recurso, que conlleva también a que el porcentaje de stock de 6,81% que se reconoce en el Baremo para los materiales consumibles (materiales proporcionados por el contratista) sea retirado;

Que, la aplicación del stock de acuerdo con la metodología del VAD de distribución eléctrica, solo se aplica a los materiales como cables, aisladores, etc. los cuales son equivalentes a las tuberías, válvulas, etc. En tal sentido, la aplicación del stock es únicamente al suministro de los materiales activos (proveídos por el concesionario);

Que, por lo tanto, la práctica utilizada en la valorización de los proyectos y la aplicada de la empresa concesionaria son coincidentes, donde el contratista se hace cargo de proveer los materiales consumibles, por lo que se debe aplicar el margen del contratista a dichos materiales. Lo señalado conlleva a retirar el porcentaje de stock a los materiales consumibles puesto que dichos materiales son provistos por el contratista y no por el concesionario;

Que, por las razones señaladas, corresponde declarar fundado este extremo del petitorio del recurso de reconsideración;

3.3.6. Sobre los costos de materiales y máquinas en la construcción de redes

3.3.6.1. Argumentos de la recurrente

Que, GdP señala que algunos costos de materiales y maquinaria no reflejan la realidad del mercado ni las condiciones operativas de las obras de tendido de redes de gas natural. Además, critica que las licitaciones FISE no hayan logrado costos unitarios menores respecto de los Baremos de las revisiones tarifarios anteriores, evidenciando limitaciones en el fomento de competencia por un número muy limitado de proveedores y/o contratistas calificados, lo que no posibilita costos más bajos y competitivos;

Que, en consecuencia, solicita reconocer los costos de mercado y características aplicables a los materiales y equipos conforme a lo descrito;

3.3.6.2. Análisis de Osinergmin

Que, conforme a la evaluación realizada en detalle en el numeral 4.3.6 del Informe Técnico [N° 121-2025-GRT](#), los cuestionamientos sobre los precios de mercado considerados para la pintura aerosol, discos de corte de asfalto y concreto, compactadora tipo rana, compactador tino saltarín, volquete de 8 m³, cortadora de disco para asfalto, vibrador de concreto 2.4" deben ser desestimados;

Que, a pesar de los argumentos expresados por GdP (que las obras civiles de tendido de redes de PE para agua son diferentes a las obras de tendido redes de PE para gas) y que el costo propuesto por GdP resulta 8% menor al costo considerado por Osinergmin en el Baremo, se mantiene el costo de 58,88 soles/día considerado en el Baremo para el alquiler del equipo vibradora de concreto; por lo expuesto, se desestiman los argumentos de GdP;

Que, respecto a que las licitaciones FISE no han logrado costos unitarios menores respecto de los Baremos de las revisiones tarifarios anteriores, debemos señalar que GdP solo realiza una comparación de los precios del FISE con los valores del Baremo actual. Asimismo, en etapas precedentes, GdP señaló que dichos concursos (FISE) y otros promovidos por el Minem utilizaron el Baremo como referencia al cual realizaron ajustes producto de la licitación. Al respecto, es importante indicar que, en las licitaciones, las valorizaciones de las obras están influenciada por las decisiones comerciales de los potenciales postores que buscan maximizar su rentabilidad por lo que no es un buen referente. Asimismo, enfatizamos que un proceso de licitación difiere de un proceso regulatorio puesto que las escalas de valorización de los proyectos son distintos, así como las etapas administrativas;

Que, sobre la solicitud de GdP de reconocer los costos de mercado y características aplicables a los materiales y equipos conforme lo detalla en su recurso, debemos reiterar que GdP en etapas previas no ha presentado un Baremo detallado de costos unitarios

de las tuberías de polietileno, únicamente señaló aplicar un valor incremental al Baremo de costos de la Concesión de Ica. Es así que, el Regulador utilizó el modelo de Baremo de costo unitarios al cual revisó, optimizó y actualizó las variables del modelo manteniendo la estructura de su cálculo, por lo que GdP no puede alegar la falta de predictibilidad, pues esta no limita a realizar mejoras u optimizaciones;

Que, por las razones señaladas, corresponde declarar infundado este extremo del petitorio del recurso de reconsideración;

3.4. SOBRE LOS GASTOS DE LA OPERACIÓN Y MANTENIMIENTO DE LA CONCESIÓN EN CUANTO AL OPEX

3.4.1. Sobre el Organigrama

3.4.1.1. Argumentos de la recurrente

a) Divergencias en aplicación del Modelo ER

Que, GdP señala que para la determinación de costos operativos de Empresa Modelo de Referencia (ER) ha utilizado los principios de Agrell y Borgetof, donde los costos de ingeniería se ajustan en función del crecimiento de la demanda y la expansión de la red; y en los costos de la ER, se asegura de que las actividades sean ejecutadas por personal propio y que la estructura central evolucione conforme crece el servicio;

Que, indica que Osinergmin ha aplicado un modelo Top-Down, que no considera adecuadamente tres aspectos: i) las particularidades operativas, como densidad de clientes, topografía y condiciones del mercado local; ii) la evolución orgánica del personal en función del crecimiento de la demanda y expansión de la red; y, iii) el impacto negativo en la calidad del servicio y el cumplimiento de estándares regulatorios de una estructura central subestimada;

Que, GdP indica que al establecer OPEX, Osinergmin parte de un análisis contable para luego reducir costos por haber identificado eficiencias en las oficinas administrativas de GdP y que esto demuestra una inconsistencia y arbitrariedad de Osinergmin, ya que la regulación pasa de ser una de incentivos a una basada en costos reales para reducir la tarifa sin sustento técnico;

Que, indica que en el Informe N° 866-2024-GRT, se señala que se considera la información contable debido a la asimetría de información. No obstante, en el cálculo del costo de transporte virtual, donde enfrenta mayor asimetría, Osinergmin no utiliza información contable, lo que refuerza la arbitrariedad e inconsistencia en su metodología;

Que, Gdp sostiene que esta conducta vulnera el Principio de Legalidad y el Principio de Predictibilidad o Confianza Legítima. Por tanto, GdP solicita incorporar en el modelo de ER un enfoque que contemple la evolución orgánica central basada en el crecimiento de demanda y expansión de red;

b) Dimensionamiento de Estructura Central ER

Que, sostiene que el organigrama de 118 colaboradores diseñado por Osinergmin no se ajusta al crecimiento real de la demanda ni a la expansión de redes. Según el Informe Técnico N° 866-2024-GRT, se agregan puestos según la cantidad de usuarios, alcanzando 126 colaboradores al año 4, un aumento de 7% respecto del año 1; sin embargo, el Informe Técnico N° 870-2024-GRT, el número de clientes crece un 21% en el mismo periodo;

Que, se omiten puestos clave para la gestión del mercado de gas natural, los cuales son esenciales para garantizar la continuidad del servicio de acuerdo con la Tabla 5 de su recurso. Además, no se considera con suficiente peso la información operativa real de GdP, a pesar de que Osinergmin reconoce la necesidad de incluir datos reales ante la asimetría de información;

Que, se establece una ratio de clientes gestionados por colaborador que inicia en 1 995 y alcanza 2 254 en el cuarto año regulatorio, sin considerar que dicha ratio debe ser menor que el de empresas más desarrolladas como Electronorte, ya que estas últimas logran mayores eficiencias de escala a medida que incrementan su número de clientes;

Que, no se toma en cuenta que la Concesión Norte incluye áreas discontinuas, lo que exige mayor cantidad de colaboradores para atender la misma cantidad de clientes que otras concesiones. Por tanto, GdP solicita reevaluar el número de colaboradores de la ER asegurando que se refleje con mayor precisión las condiciones operativas y regulatorias del servicio, e incorporar en la estructura central de los puestos solicitados en la Tabla 5 de su recurso;

c) Rechazo a la aplicación de factores de asignación de costos de personal.

Que, GdP señala que arbitrariamente con la aplicación factores de asignación de costos de personal, Osinergmin excluye cargos que no están relacionados con la actividad de distribución (construcción, ingeniería, diseños, transporte virtual, regasificación y otros cargos regulados), ocasionando que sólo se tomen en cuenta 90 de los 118 empleados;

Que, GdP menciona que no se debe aplicar estos factores debido a que la ER debe reflejar únicamente los costos eficientes de la distribución por ductos, sin aplicar deducciones arbitrarias por actividades adicionales. Estos factores generan una subestimación de los recursos requeridos para la operación eficiente del servicio de distribución. Constituyen un tratamiento distinto y discriminatorio a GdP puesto que a las concesiones Lima y

Callao e Ica, no se utilizó un factor de asignación de personal. La comparación de los costos de personal con los Estados Financieros Auditados de 2020, donde se registran USD 3 millones para todas las actividades, no justifica que Osinergmin sólo asigne USD 2,6 millones anuales en la ER, ya que esto no refleja la realidad operativa actual. En dichos Estados Financieros se incluyen USD 3 millones por servicios de asesoría administrativa, legal y financiera, costos que en la ER deberían ser considerados puesto que las actividades y servicios son realizados por personal propio. Asimismo, el Concesionario identifica inconsistencias en el tratamiento de costos de personal en actividades complementarias de acuerdo con el Informe N° 870-2024-GRT;

Que, en el modelo de Transporte Virtual, el costo del personal encargado de la supervisión de la gerencia de operaciones y administración no compensa el monto excluido de la estructura central del servicio de distribución ascendente a USD 802 mil/año, el cual debe ser incluido en la tarifa de regasificación (en la cual no se identifica un valor asociado a estructura centra) o en la tarifa de transporte virtual. Señala que, en su lugar, sólo se ha incluido en la FTV USD 140 mil/año. Además, en el modelo de Plantas Satélites de Regasificación (PSR) se omite el costo de del personal de supervisión directa de la gerencia de operaciones y administración, ya que en el OPEX de PSR solo considera al personal de O&M;

Que, por tanto, GdP solicita i) eliminar la aplicación de factores de asignación de costos de personal, reconociendo en su totalidad los costos administrativos y comerciales para la prestación del servicio de distribución; y ii) reconocer personal asignado a actividades complementarias, garantizando que los costos de supervisión de operaciones y administración sean considerados adecuadamente en modelos como Transporte Virtual y PSR;

3.4.1.2. Análisis de Osinergmin

a) Divergencias en aplicación del Modelo ER

Que, el modelo de empresa de referencia que aplica este Organismo se fundamenta en el artículo 112 del Reglamento de Distribución, que establece que los costos de operación y mantenimiento corresponderán a costos eficientes; y en el artículo 24 de la Norma de Estudios Tarifarios que establece, entre otros aspectos, que los costos de operación se determinarán empleando el criterio de una empresa modelo;

Que, considerando dichas disposiciones, Osinergmin determina los costos de operación y mantenimiento sobre la base de una empresa de referencia eficiente, que corresponde a una empresa que produce la cantidad demandada al mínimo costo técnicamente posible. En consecuencia, no es cierto lo afirmado por GdP respecto a que el modelo utilizado por dicha empresa coincide con la metodología utilizada por Osinergmin, ya que el modelo de GdP “asegura que todas las actividades sean prestadas por personal propio”; y en el modelo de Osinergmin existen actividades que pueden ser efectuadas

por personal propio y otras por personal de terceros, según los niveles de eficiencia que se determinen del análisis técnico;

Que, adicionalmente, GdP brinda información inexacta respecto a que en el Informe Técnico N° 870-2024-GRT Osinergmin ha empleado el modelo Top-Down. Como se precisó en el Informe N° 866-2024-GRT, el modelo Top-Down se utiliza para “validar los niveles de reconocimiento de personal de la empresa de referencia”. Es decir, por un lado, Osinergmin determina los costos de una empresa de referencia basados en criterios técnicos (costos bottom up) y; por otro lado, valida dichos resultados mediante una comparación con los resultados del modelo Top-Down con la finalidad de evitar que los costos bottom up no se encuentre sobredimensionados o subdimensionados;

Que, sobre la densidad de clientes, que las comparaciones con empresas nacionales de servicios similares incluyen, entre otros, a Cálidda (concesionario de distribución de gas natural por redes en Lima y Callao), Hidrandina (distribuidor del servicio público de electricidad en La Libertad, Áncash y Cajamarca), Contugas (concesionario de distribución de gas natural por redes en Ica); por lo que resulta evidente que se han tenido en cuenta actividades similares en zonas con variada densidad poblacional e incluso en la misma zona de desarrollo de actividades como es el caso de Hidrandina;

Que, el flete virtual, por ejemplo, considera la diferenciación de las velocidades de las unidades de transporte para la zona costa y para la zona sierra, de 48,8 km/h y 40 km/h respectivamente;

Que, sobre las condiciones del mercado local, la empresa de referencia reconoce la implementación de islas de atención en las principales ciudades de la concesión, dado que este Organismo ha recabado información por parte de GdP. Esta modalidad de atención ofrece ventajas en las ciudades donde brinda servicio, respecto de los centros de atención convencionales;

Que, sobre la necesidad de una evolución orgánica del personal y el impacto negativo de una estructura central subestimada, ambos aspectos se analizan en el literal b) (“Dimensionamiento de Estructura Central ER”) a continuación;

Que, GdP nuevamente da información inexacta al afirmar que la determinación que realiza Osinergmin deja de ser una por incentivos para convertirse en una regulación de costos reales. No obstante, la regulación por costos reales toma los costos realmente incurridos por la empresa, que resulten de discriminar los costos innecesarios mediante una auditoría detallada, la cual no se realiza en el presente proceso regulatorio;

Que, GdP afirma que Osinergmin mantiene una conducta arbitraria e inconsistente al señalar en el transporte virtual que no se apoyará en los costos contables. Sin embargo, GdP no precisa la ubicación de tal cita y no ha sido posible identificar el documento en el que este Organismo ha vertido dicha afirmación. No obstante, debemos indicar que

los costos contables permiten al Regulador analizar los niveles de costos reales de la empresa, para así compararlos con los niveles de eficiencia de empresas de servicios públicos similares;

Que, en base a información inexacta, GdP alude a la violación de los principios de Legalidad y de Predictibilidad, cuando es la propia Norma de Estudios Tarifarios, en su artículo 24, la que habilita a este Organismo a determinar los costos de operación empleando criterios de comparación con empresas nacionales o extranjeras del negocio de gas natural, o con empresas nacionales dedicadas a servicios públicos similares. Asimismo, el criterio de comparación con empresas similares ha sido utilizado por este Organismo en procesos de regulación tarifaria de otras concesiones de distribución de gas natural. En consecuencia, carece de fundamento legal la supuesta vulneración de los principios antes mencionados;

b) Dimensionamiento de Estructura Central ER

Que, la empresa de referencia reconoce una estructura orgánica que aumenta progresivamente la cantidad de personal cada año del periodo regulatorio. La empresa de referencia reconoce 118 colaboradores para el año 2025, 121 para el año 2026, 123 para el año 2027 y 126 para el año 2028. Por su parte, la expansión de la red de polietileno presenta una mayor expansión al primer año regulatorio que asciende al 1,7%. El número de clientes, por su lado, muestra incrementos en el rango entre 5,2% y 7,5%;

Que, de lo anterior, podemos concluir que existe en la empresa de referencia reconocida una evolución orgánica del personal en función de la expansión de red y crecimiento de demanda. Es importante destacar que la evolución orgánica de una empresa no ocurre en la misma proporción que el crecimiento de las redes o de los clientes. Por el contrario, lo que se observa en empresas que atienden gran número de clientes es que cuentan con ratios clientes/colaborador cada vez menores;

Que, en relación al ratio de clientes/colaborador, se tiene a partir de las comparaciones con empresas similares nacionales y extranjeras que el número de clientes gestionados por colaborador reconocidos a GdP se encuentra en niveles comparables como es el caso de Cálidda del año 2018. Asimismo, los resultados muestran que las empresas de distribución eléctrica que atienden mercados similares al de GdP, arrojan un ratio promedio de 2 066 clientes gestionados por colaborador. Este valor corresponde a un promedio de empresas de servicios públicos similares, GdP no sustenta técnicamente la afirmación vertida respecto de la comparación directa con Electronorte;

Que, en ese sentido, del análisis se puede concluir que la cantidad de personal reconocida para la estructura central de GdP en la Resolución 207 se encuentra validada mediante las comparaciones con empresas similares, nacionales y extranjeras, como así lo dispone el artículo 24 de la Norma de Estudios Tarifarios;

Que, GdP afirma que se omiten puestos de trabajo necesarios para atender la gestión del mercado de gas e incluye en su petitorio un listado de posiciones y funciones para colaboradores. En cuanto al dimensionamiento de la estructura central de la empresa de referencia, este se ha efectuado teniendo en cuenta criterios de eficiencia y evitando la redundancia de puestos de trabajo. La estructura de la empresa modelo considera el personal necesario mínimo para la operación de las áreas operativa, comercial y administrativa de la empresa de referencia, dedicada a las actividades de distribución de gas natural por redes. El personal de la empresa de referencia se define por categoría salarial, no se especifica el nombre del puesto dado que corresponde a una empresa general y los nombres pueden variar según la empresa que se esté analizando;

Que, el petitorio de GdP comprende un listado de posiciones con nombre del puesto y unas actividades y funciones asociadas a cada uno. Dado que en la empresa de referencia se reconoce la categoría salarial, no resulta posible reconocer los puestos solicitados por GdP debido a que ya existe personal que realice dichas actividades y funciones. Es importante reiterar en este punto que el número de colaboradores totales reconocidos a la empresa de referencia está validado por las comparaciones con empresas nacionales y extranjeras que realizan actividades similares, por lo que reconocer 35 colaboradores adicionales como así lo pretende GdP, resultaría en una estructura central sobredimensionada;

Que, GdP no sustenta adecuadamente en qué aspecto el modelo de empresa de referencia “no toma en cuenta con suficiente peso” la información operativa real. No obstante, podemos recalcar que la empresa de referencia reconoce 61 colaboradores para el área de operaciones; asimismo, las actividades operativas como son las de mantenimiento preventivo y operación del sistema de distribución han sido costeadas con base en los drivers (km de red, número de estaciones, obras especiales, etc.) reportados por GdP en su sistema de información VNRGN;

c) Rechazo a la aplicación de factores de asignación de costos de personal.

Que, con relación a los factores de asignación de costos de personal, estos han sido reajustados con base en que existe una fracción de los recursos de la estructura central de la empresa que realiza la gestión administrativa y operativa de las actividades de transporte virtual y regasificación; y que, a su vez, los costos de dicha gestión administrativa y operativa es reconocida como parte del Margen de Transporte Virtual (MDTV) y el Margen de Regasificación (MR), respectivamente;

Que, de manera específica, se considera que el 5% de los recursos dedicados a la gestión administrativa de la estructura central orientan sus actividades a la gestión del transporte virtual y regasificación; asimismo, que el 8% de los recursos dedicados a la gestión operativa de la estructura central orientan sus actividades a la gestión del transporte virtual y regasificación. Ambos porcentajes de asignación de los costos

comunes de gestión considerados están en función de los ingresos, beneficios, y/o tiempos que aporta el personal involucrado en la gestión en las actividades reguladas;

Que, con relación a las afirmaciones de GdP referidas a inconsistencias en los resultados por la aplicación de los factores de asignación; debemos señalar que los costos de operación, mantenimiento y administrativos reconocidos por las actividades de transporte virtual y regasificación representan un monto promedio que asciende a USD 226 mil por año, valor que excede al monto descontado resultante de la aplicación de los factores de asignación de costos de personal de USD 117 mil por año;

Que, los montos reconocidos por la gestión administrativa y operativa en las actividades de transporte virtual y regasificación cubren los costos que resultan de la aplicación de los factores de asignación de costos del personal de la empresa de referencia, por lo que corresponde declarar desestimar en parte el presente petitorio;

Que, teniendo en cuenta el análisis de los argumentos presentados por GdP en el presente petitorio, corresponde desestimar lo referido a revisar la aplicación del modelo de empresa de referencia; desestimar en lo referido a reevaluar el número de colaboradores de la empresa de referencia; estimar parcialmente lo referido a eliminar la aplicación de factores de asignación a los costos de personal y estimar parcialmente lo referido a revisar el reconocimiento de personal asignado a actividades complementarias como son el transporte virtual y las PSR;

Que, por las razones señaladas, corresponde declarar fundado en parte este extremo del petitorio del recurso de reconsideración;

3.4.2. Sobre los salarios

3.4.2.1. Argumentos de la recurrente

a) Inconsistencias en la selección de la muestra de la encuesta salarial

Que, GdP señala que, para la estimación de la remuneración, Osinergmin utilizó la encuesta HR Analytics de PwC Perú 2024, considerando empresas de electricidad con una facturación de hasta USD 30 millones y un número de trabajadores entre 100 y 500. Sin embargo, GdP indica que al determinar la facturación de GdP para el período 2025-2028, Osinergmin sólo tomó en cuenta los ingresos provenientes de la tarifa de distribución, omitiendo ingresos como los relacionados a la molécula y el FTV. GdP indica que dicho criterio no fue aplicado en la facturación de las empresas seleccionadas en la muestra, lo que resulta en un tratamiento desigual;

Que, indica que Osinergmin estableció que GdP debe contar con 118 colaboradores basándose en empresas con facturación de hasta USD 30 millones, cuando en realidad la facturación total de GdP en 2024 ascendió a USD 54 millones, presentando un cuadro

de las facturaciones anuales. GdP considera que esta omisión arbitraria tiene como fin reducir artificialmente la tarifa sin un sustento técnico válido;

Que, de otro lado, GdP señala como arbitraria tomar como base la encuesta HR Analytics de PwC Perú 2024 y la selección del subsector eléctrico como única referencia para la estimación de salarios, debido a que en la encuesta Korn Ferry se incluyen empresas del downstream, como Contugas y Cálidda, cuya información refleja mejor las condiciones del subsector por lo que debió ser considerada. La omisión de estas empresas por parte de Osinergmin es arbitraria y busca reducir la tarifa sin sustento técnico. Muchas actividades de GdP requieren personal altamente calificado, como los operadores de plantas de regasificación de GNL, lo que dificulta la comparación con empresas eléctricas. Los valores salariales obtenidos de la encuesta HR Analytics de PwC Perú 2024 son inferiores a los de la misma encuesta de 2021, utilizada en la revisión tarifaria de Contugas, lo cual no es concordante con el impacto de la inflación entre 2021 y 2024, la evolución del mercado laboral ni con la realidad de empresas del sector. Trato discriminatorio e injustificado a GdP, en comparación con Contugas, más aun considerando que Contugas opera con una logística más simple. Por tanto, GdP solicita no considerar la encuesta HR Analytics de PwC Perú 2024 por las deficiencias señaladas y más bien emplear la encuesta Korn Ferry brindada por GdP;

b) Falta de transparencia de datos

Que, GdP sostiene que Osinergmin no ha actuado de manera transparente en el proceso de fijación tarifaria, al no proporcionar información completa sobre las empresas incluidas en la muestra utilizada en la encuesta HR Analytics de PwC Perú 2024. A diferencia del estudio salarial Korn Ferry que detalla las empresas participantes, GdP señala que Osinergmin solo entregó un resumen de los valores finales segmentados por posición. Ello incumple la obligación legal de Osinergmin de garantizar el acceso a la información relevante en el proceso tarifario, dejando a GdP en un estado de indefensión, ya que no puede verificar la consistencia y precisión de los datos utilizados por el regulador;

Que, GdP infiere que Osinergmin dispone de la información completa de la encuesta HR Analytics de PwC Perú 2024, mas no la entrega y utiliza una parte limitada en la fijación tarifaria. Indica que este actuar vulnera el debido procedimiento y genera vicios de motivación en la Resolución 207 que causan su nulidad;

Que, de otro lado, GdP señala que, si Osinergmin no cuenta con información detallada sobre la metodología aplicada, esto indicaría que ha basado su decisión en datos cuyo origen y cálculo desconoce, evidenciando una falta de diligencia y un actuar arbitrario. Por tanto, GdP solicita no considerar la encuesta HR Analytics de PwC Perú 2024 por falta de transparencia y manifiesta arbitrariedad de parte de Osinergmin, y más bien emplear la encuesta Korn Ferry brindada por GdP;

c) Reconocimiento de bono de desempeño y utilidades en OPEX

Que, respecto de la participación en las utilidades, GdP señala que es un beneficio laboral obligatorio establecido en la legislación peruana, aplicable a empresas con más de 20 trabajadores y que generen rentas de tercera categoría. Este pago realizado anualmente se calcula sobre un porcentaje calculado sobre la renta antes de impuestos. Señala que cualquier remanente no entregado a los trabajadores es pagado a Fondoempleo, por lo que siempre se desembolsa en su totalidad;

Que, de otro lado, sobre el bono de desempeño, GdP indica que es un componente remunerativo contractual que forma parte de la estructura salarial de los trabajadores. Su reconocimiento, exigible por los trabajadores, incentiva la eficiencia operativa y tiene un impacto positivo en la regulación tarifaria;

Que, asimismo, GdP señala que tanto la participación en las utilidades como los bonos de desempeño han sido considerados en estructuras tarifarias de distribución eléctrica (VAD), como lo disponen el artículo 64 de la Ley de Concesiones Eléctricas y el artículo 150 de su reglamento, lo que evidencia la validez de su inclusión en los costos regulados;

Que, GdP enfatiza que el Principio de Predictibilidad o Confianza Legítima respalda el reconocimiento de estos costos, dado que ya han sido incluidos en otras tarifas del sector energético. No considerarlos afectaría la estabilidad y coherencia regulatoria. Por lo tanto, GdP solicita incluir la participación en las utilidades y los bonos de desempeño en el cálculo de los costos laborales del OPEX;

3.4.2.2. Análisis de Osinergmin

a) Inconsistencias en la selección de la muestra de la encuesta salarial

Que, los ingresos facturados que se deben considerar en la selección de la muestra de las empresas de distribución son aquellos que resultan por la ejecución de las actividades del servicio de distribución de gas natural por redes, es decir el “core business” de la empresa distribuidora. Ergo, para la determinación de los ingresos facturados que se deben considerar en la selección de la muestra, no corresponde considerar los ingresos facturados por la compra del suministro de gas natural y por el servicio de transporte virtual como así lo pretende GdP, dado que estos no corresponden a las actividades de distribución;

Que, para la selección de la muestra de empresas en la encuesta HR Analytics de PwC Perú 2024, el tamaño de empresa se encuentra parametrizado a las siguientes opciones: Mayor a USD 300 millones; Entre USD 300 millones y 100 millones; Entre USD 100 millones y 30 millones; y Menor a USD 30 millones. En ese contexto, con base en la información comercial que reportan las empresas de gas natural, se obtiene que la facturación histórica de GdP del periodo 2018-2024 por el servicio de distribución de gas natural asciende a USD 11,2 millones. Asimismo, la facturación proyectada promedio para dicha

empresa para el periodo 2025-2028 por el servicio de distribución de gas natural asciende a USD 28,1 millones. En consecuencia, para elegir el tamaño de la empresa en la muestra salarial de PwC para una empresa de referencia con una facturación promedio de USD 28,1 millones para el periodo 2025-2028; le corresponde la opción “Menor a USD 30 millones”;

Que, GdP afirma que, de manera arbitraria e injusta, Osinergmin indica que la empresa de referencia que realice las actividades de distribución debe contar con 118 colaboradores. Al respecto, nos remitimos al análisis donde se precisa que la cantidad de colaboradores determinada por este Organismo para la empresa de referencia se ha obtenido a partir de un análisis técnico de las áreas operativas, comerciales y administrativas para la ejecución de las actividades de distribución de gas natural y que dicha cantidad ha sido validada mediante la comparación con empresas nacionales y extranjeras que realizan actividades similares conforme así lo establece el artículo 24 de la Norma de Estudios Tarifarios. Por lo analizado, corresponde mantener el número de colaboradores reconocidos a la empresa de referencia, el mismo que no ha sido determinado de forma arbitraria e injusta como así lo refiere GdP;

Que, adicionalmente, se debe reiterar que los resultados de la encuesta HR Analytics de PwC Perú 2024 han sido utilizados en procesos previos de regulación tarifaria de la distribución de gas natural, específicamente en los procesos llevados a cabo para Lima y Callao (2018 y 2022) y para la región Ica (2022). En dichos procesos regulatorios previos, la focalización aplicable para la selección de la muestra de empresas fue la misma que la utilizada para el presente caso. En consecuencia, el criterio de selección de la muestra de salarios no es arbitraria, sino que es un criterio sustentado y predecible que ha sido utilizado en anteriores procesos de regulación tarifaria;

Que, GdP refiere que la encuesta salarial que utiliza Osinergmin para GdP arroja valores nominales menores a la misma encuesta del año 2021 que se utilizó en la revisión tarifaria de la región Ica (Contugas). Al respecto, la encuesta HR Analytics de PwC Perú 2024 corresponden a valores de mercado de salarios de profesionales especializados que actualmente laboran en las empresas de servicios públicos. Por otro lado, con base en el principio de predictibilidad, Osinergmin considera la aplicación de los mismos criterios para la selección de la muestra de empresas, independiente si el resultado favorece o desfavorece los objetivos comerciales de la empresa regulada; ello, debido a que este tipo de resultados provienen de una indagación de mercado y se encuentran fuera del control del Regulador;

Que, GdP alega también un trato discriminatorio respecto al trato que se otorgó a Contugas, dado que considera que esta última cuenta con una logística más simple. Sobre este particular, debemos precisar que ambas concesiones cuentan con complejidades en sus sistemas, conforme se detalla en el Informe Técnico [N° 121-2025-GRT](#);

b) Falta de transparencia de datos

Que, en la Encuesta Salarial de PwC, las empresas son presentadas por las características de sector, tamaño, volumen de personal y facturación; los resultados son presentados en cuadros con la compensación promedio y los tres cuartiles de distribución;

Que, conforme se detalla en el Informe Legal [N° 125-2025-GRT](#), los salarios de las empresas participantes en la Encuesta Salarial de PwC constituyen datos personales, en la medida en que su divulgación podría permitir la identificación de sueldos, cargos y personas específicas, lo que implicaría una vulneración al derecho a la intimidad, en atención a lo señalado en la Ley N° 29733, Ley de Protección de Datos Personales y el artículo 17.5 del TUO de la Ley N° 27806, Ley de Transparencia y Acceso a la Información Pública (en adelante “TUO de la Ley de Transparencia”). Asimismo, el artículo 18 del mismo TUO señala que los funcionarios públicos que tienen acceso a dicha información están obligados a resguardar su confidencialidad, asumiendo responsabilidad en caso de divulgación indebida;

Que, el acceso a la información sobre las empresas incluidas en la muestra de la Encuesta Salarial de PwC, se encuentra restringido conforme a la normativa vigente en materia de protección de datos personales y transparencia;

Que, PwC desarrolla un enfoque metodológico que permite conocer la cantidad y las características de las empresas participantes en cada muestra, los conceptos estadísticos, la metodología aplicada, entre otros;

Que, con relación al supuesto incumplimiento de la obligación legal a que hace referencia GdP, este se ha analizado en el Informe Legal 125-2025-GRT, concluyéndose que Osinergmin ha proporcionado la información sobre la metodología empleada con la que cuenta y las fuentes utilizadas, cumpliendo con el deber de motivación conforme a lo exigido por el artículo 6 del TUO de la LPAG. En consecuencia, no es correcto afirmar que se dejó en indefensión a GdP o que hubo falta de fundamentación que constituyera un vicio de motivación aparente;

Que, adicionalmente, se debe reiterar que la metodología aplicada por PwC es conocida por el regulador, siendo que los resultados de la encuesta HR Analytics de PwC Perú 2024 han sido utilizados en procesos previos de regulación tarifaria de la distribución de gas natural, específicamente en los procesos llevados a cabo para Lima y Callao (2018 y 2022) y para la región Ica (2022), en dichos procesos regulatorios previos, la focalización aplicable para la selección de la muestra de empresas fue la misma que la utilizada para el presente caso;

c) Reconocimiento de bono de desempeño y utilidades en OPEX

Que, conforme a lo expuesto en el artículo 67 de la Ley de Concesiones Eléctricas y en los Términos de Referencia, estos conceptos no forman parte de los costos de operación y

mantenimiento del Valor Agregado de Distribución. En procesos tarifarios previos, Osinergmin ha sostenido que la PTU no constituye un costo de operación, al depender del resultado tributario de la empresa y no de la prestación del servicio, postura validada en diversas sentencias judiciales favorables a Osinergmin;

Que, del mismo modo, respecto al bono de desempeño, éste responde a la liberalidad del empleador y no a un costo necesario para la prestación del servicio público, por lo que su inclusión en la tarifa trasladaría a los usuarios costos discrecionales de la empresa; por lo que tampoco corresponde su inclusión como parte de los costos a ser reconocidos por las tarifas de distribución;

Que, teniendo en cuenta el análisis de los argumentos presentados por GdP en el presente petitorio, corresponde desestimar lo referido a no considerar la encuesta HR Analytics de PwC Perú 2024; desestimar lo referido a tomar en cuenta la encuesta salarial Korn Ferry proporcionada por la propia GdP; desestimar lo referido a incluir la participación de utilidades y bonos de desempeño en el cálculo de los salarios;

Que, por las razones señaladas, corresponde declarar infundado este extremo del petitorio del recurso de reconsideración;

3.5. SOBRE LA ESTIMACIÓN DE LA DEMANDA

3.5.1. Sobre la demanda residencial

3.5.1.1. Argumentos de la recurrente

Que, GdP señala que, para determinar el consumo promedio del sector residencial, Osinergmin excluye a clientes con consumo cero, asumiendo que estos últimos comenzarán a consumir gas natural solo por el hecho de estar conectados a la red y contar con instalaciones internas. GdP señala que este cálculo arbitrario e irrazonable genera un incremento ficticio del consumo unitario promedio, lo que resulta en una tarifa media más baja de la que correspondería;

Que, argumenta que todos los clientes con contrato firmado deben considerarse en la determinación del consumo promedio, GdP recalcula este promedio del residencial y obtiene un valor de 10,52 m³/mes;

Que, agrega que el alto porcentaje de clientes con consumo cero responde en particular al Programa FISE, que dejó fuera a los usuarios del Primer Plan de Conexiones, generando costos mensuales más elevados para ellos en comparación con los beneficiarios del FISE y que, consecuentemente, muchos de estos clientes han optado por otros combustibles, lo que deja sin perspectiva su consumo futuro;

Que, asimismo, GdP objeta que Osinergmin justifique su cálculo basándose en el artículo 21 de la Norma de Estudios Tarifarios, argumentando que dicho artículo se refiere al diseño de la red y no a la proyección de demanda para fines tarifarios. Agrega que se pretende arbitrariamente tomar como base una demanda absolutamente sobredimensionada;

Que, rechaza la premisa de que GdP debe asumir un "rol de comercializador", que la normativa no le impone, para incentivar el consumo de gas natural entre los clientes inactivos, ya que esto excede sus posibilidades, competencias y responsabilidades;

Que, por tanto, solicita modificar el cálculo de consumo promedio considerando la totalidad de los clientes residenciales, fijándolo en un valor de 10,52 m³/mes;

3.5.1.2. Análisis de Osinergmin

Que, conforme con la definición de Inversión Eficiente, con los artículos 105, 110 y 113 del Reglamento de Distribución y los artículos 17.1, 17.2, 18.1 y 21.2 de la Norma de Estudios Tarifarios, para determinar las tarifas de distribución se debe evaluar el mercado considerando el equilibrio entre demanda e inversión. Para ello, se puede optar entre dos opciones: la primera consistente en analizar las redes de distribución y retirar aquellas que resulten ineficientes, adaptándolas a la demanda real. La segunda consistente en incrementar la demanda, bajo criterios razonables, para que se ajuste a la infraestructura aprobada. En cualquiera de los casos, el Regulador actúa conforme al marco normativo y dentro de sus facultades y ninguna de estas opciones implica una decisión arbitraria o irracional;

Que, los consumidores residenciales y comerciales (aquellos con el menor consumo de gas natural) requieren la mayor infraestructura de distribución, principalmente de tipo anillado, y representan el mayor número de usuarios dentro de la concesión. Además, un grupo significativo de usuarios, aunque conectados a la red, no registran consumo (aproximadamente el 25% del total). Esta situación origina ineficiencias en las redes de distribución, ya que, al no requerir flujo de gas, desde el punto de vista operativo es como si no existieran. Sin embargo, al estar conectados al servicio de gas natural y contar con instalaciones internas, su probabilidad de consumo aumenta si se generaran los incentivos correspondientes;

Que, la evaluación de la adaptabilidad de las redes debe basarse primero en las características de la red. En el caso de la Concesión Norte se observa que el ratio de metros de red por cliente en consumidores residenciales resulta en 14,4 m/cliente, valor que denota la existencia de un potencial importante de nuevos consumidores, especialmente si se compara con otras concesiones, donde este ratio oscila entre 10 y 9 metros/cliente;

Que, optar por la opción de retirar a todos clientes con consumo igual cero, significa retirar por lo menos el 16% de los metrados de redes de Polietileno considerados por GdP en la base tarifaria, hecho que implicaría un efecto contraproducente para la concesionaria;

Que, la segunda opción consistente en incrementar la demanda resulta más viable, en tanto se cuenta con un conocimiento detallado del mercado y corresponde a la recurrente implementar las mejores prácticas comerciales para lograrlo. Por ello, el enfoque debe ser adaptar la demanda a las redes existentes, estableciendo como primer objetivo alcanzar un factor de uso del 80%, lo que permite alcanzar la saturación de las redes con los consumidores residenciales y comerciales, cumpliendo así con los lineamientos establecidos en el numeral 17.2 de la Norma de Estudios Tarifarios;

Que, de acuerdo con lo expuesto, no es viable agregar consumidores con consumo cero pues se estaría incumpliendo con los requerimientos de adaptabilidad, ya que, como se ha mencionado anteriormente, estos clientes no incrementan los volúmenes de gas distribuido, sino que, por el contrario, reducen ficticiamente el consumo promedio a 10,52 m³/mes. Además, no realizan pagos significativos, e incluso algunos no efectúan pago alguno (caso de consumidores cortados), hecho que es relevante, considerando que el concepto de viabilidad técnica y económica establecido en el artículo 63 del Reglamento de Distribución limita las obligaciones del Concesionario únicamente a aquellos casos en los que se cubra los costos asociados a su atención;

Que, a partir de la información que reportó GdP para sustentar el presente extremo, se ha evaluado que 40 090 usuarios que tienen consumo cero (50,40% del total de usuarios con consumo cero) se encuentran en predios que comparten como máximo con otros tres suministros y por lo menos uno de ellos consume gas natural. Esto sugiere que la posibilidad de reactivar el consumo en estos casos se ve limitada, ya que el predio ya está utilizando el servicio;

Que, el 49,60% del total de usuarios residenciales con consumo cero, son usuarios únicos en el predio o todos los usuarios del predio tienen consumo cero. En ambos casos hay una mayor probabilidad de reactivar su consumo, pues como se mencionó en párrafos anteriores, estos usuarios ya cuentan con la infraestructura necesaria, lo que facilita que el consumo se reactive de manera expedita. Se debe señalar que el porcentaje antes señalado representa el 12,4% del total de usuarios residenciales de GdP;

Que, considerando a los clientes que consumen gas natural a lo largo del periodo de vigencia de la concesión, cuyo promedio de consumo ha superado los 14 m³/mes, incluso en varias ocasiones los consumos superaron los 15 m³/mes, resulta razonable que la proyección del consumo se efectúe con 14 m³/mes, dado que es el consumo objetivo mínimo que el Concesionario debería esperar de los clientes residenciales;

Que, el actuar de Osinergmin para determinar la demanda siempre ha sido acorde a las normas vigentes, por lo que, la afirmación de que la estimación de la demanda residencial por Osinergmin es arbitraria e irrazonable, y que solo genera un incremento ficticio del consumo unitario promedio, es incorrecta, ya que el Regulador ha actuado conforme a lo establecido en la normativa aplicable;

Que, respecto a la condición de las conexiones ejecutadas en el marco del FISE, cabe señalar que, para mejorar los resultados relacionados con los clientes del sector residencial, el Concesionario debería plantear estrategias que permitan incrementar los consumos unitarios de dichos consumidores y mitigar la problemática descrita. Sin embargo, este aspecto no forma parte del proceso regulatorio;

Que, respecto al cuestionamiento del rol de comercializador, conforme al numeral 18.1 de la Norma de Estudios Tarifarios el Concesionario debe conocer el comportamiento de sus clientes actuales y evaluar los cambios que se hayan producido. Si bien es libre de aplicar estrategias promocionales desde un enfoque comercial, el incentivo de mejorar las condiciones de los clientes que presentan alguna problemática no solo se traduce en un aumento de los ingresos, sino que también mejora la imagen de la empresa y, finalmente, contribuye a que las redes se mantengan en condiciones de Inversión Eficiente, que es lo que establece el Reglamento de Distribución;

Que, por las razones señaladas, corresponde declarar fundado en parte este extremo del petitorio del recurso de reconsideración, mejorando el factor de 10% de casos de consumidores residenciales que presentan consumo cero no incluidos en la publicación a 12,40%;

3.5.2. Sobre la demanda industrial

3.5.2.1. Argumentos de la recurrente

Que, GdP sostiene que Osinergmin ha considerado arbitrariamente en la proyección de demanda a diversas empresas como potenciales clientes industriales sin contar con sustento técnico ni evidencia concreta de su intención de conexión y que, entre dichas empresas, lista a doce industrias exponiendo una breve casuística de cada una. Informa haber identificado que varias de estas empresas no han solicitado viabilidad de suministro, no tienen contratos firmados, han cerrado operaciones, están en baja definitiva, cuentan con acuerdos vigentes con otros proveedores de combustibles a tarifa menor, cuentan con contratos con otros comercializadores de GNC o GNL con penalidades significativa en caso de terminación anticipada; o ya son clientes de GdP;

Que, indica que, pese a sus comentarios a la prepublicación, Osinergmin mantuvo en la proyección a la mayoría de estas empresas sin una justificación válida, argumentando que podrían decidir conectarse a partir del 2025. Según GdP este criterio es arbitrario e irrazonable, ya que no considera la realidad del mercado ni la complejidad del cambio

de matriz energética. Señala que este criterio genera una sobrestimación artificial de la demanda que afecta la planificación del sistema de distribución;

Que, de otro lado, en el sector ladrillero, GdP ha señalado que, si bien ha firmado cinco contratos con algunas empresas, solo una consume gas regularmente. El resto ha enfrentado problemas de pago habiendo dejado de consumir. Señala que este sector usa biomasa y presenta un alto grado de informalidad por lo que no deberían considerarse en la proyección de demanda. Al respecto, indica que, a pesar de lo informado, el Informe N° 866-2024-GRT considera a estas ladrilleras como potenciales clientes manteniéndolas en la proyección y creando una demanda artificial e irreal;

Que, el Concesionario alega que esta decisión de Osinergmin vulnera el derecho a la motivación previsto en la LPAG, ya que no se ha hecho referencia a los hechos concretos ni expuesto las razones jurídicas ni normativas claras para sustentar la inclusión de estas empresas en la proyección, lo cual conlleva a la nulidad de la Resolución 207. Además, se ha incumplido el Principio de Presunción de Veracidad, al no haber desvirtuado con pruebas la información proporcionada por GdP;

Que, por tanto, solicita excluir de la proyección de demanda a empresas que GdP no ha considerado en su propuesta; y, en caso se insista en incluir potenciales clientes, modificar la proyección de la demanda industrial considerando los plazos de cambio de matriz energética de los clientes potenciales;

3.5.2.2. Análisis de Osinergmin

Que, lo concerniente a los criterios y el marco normativo aplicable a la proyección de demanda de gas natural se desarrolla en el Informe Legal [N° 125-2025-GRT](#);

Que, por otro lado, la ausencia de una Solicitud de Factibilidad de Suministro (SFS) por parte de un potencial consumidor no representa una limitación ni restricción para que este pueda integrarse al sistema de distribución; ni tampoco genera una sobrestimación artificial, ya que la inclusión de estos potenciales consumidores otorga una señal regulatoria al concesionario para que los considere dentro de su cartera de clientes. De esta manera, se promueve un uso más eficiente de las redes, dado que la posibilidad de conexión de estos usuarios es técnica y económicamente factible;

Que, el Reglamento de Distribución señala en su artículo 110, que las inversiones planificadas y ejecutadas por el Concesionario deben ser capaces de atender la demanda proyectada para un horizonte de 20 años, por lo que, afirmar que la inclusión de potenciales consumidores originaría una afectación a la planificación del sistema de distribución, reflejaría que el Concesionario no prevé la ejecución de las inversiones como exige el Reglamento de Distribución;

Que, en el contexto descrito, los potenciales consumidores considerados en la Resolución 207, que no han presentado una Solicitud de Factibilidad de Suministros, no pueden ser excluidos, pues no se condice con un análisis de proyección moderada del mercado de gas natural, ya que, se trata de potenciales consumidores con una alta probabilidad de consumir gas natural. En ese sentido, no pueden ser retirados de la proyección de la demanda las empresas: Norsac, EL ROCIO S.A., TALSA, CONSERVAS DE ALIMENTOS S.A., DESTILERIA NAYLAMP KING KONG FABRICA DULCES FINOS BRUNING, GLORIA SA – ACOPIO, V & F S.A.C. Tampoco se retirarán aquellas a las que solo les falta la ejecución del proyecto interno, como es KING KONG SIPAN y KING KONG LLAMPAYEC, las cuales ya cuentan con un contrato de suministro suscrito. Estas últimas empresas representan potenciales consumidores con una alta probabilidad de consumir gas natural y, por ende, deben mantenerse dentro de la proyección de demanda;

Que, en el caso de la industria AJEPER (hoy GRACO), como se señaló en el Informe Técnico N° 866-2024-GRT, se observa una situación particular y de carácter conflictivo. Esto se debe a que una empresa vinculada a GdP suministra gas natural a dicho cliente a través de otro servicio que ofrece en el mercado, lo que configura un caso de autodescreme. En ese sentido, es importante destacar que AJEPER es actualmente un consumidor de gas natural dentro de la Concesión Norte, por lo que debe ser considerado dentro de los potenciales consumidores de GdP y, en consecuencia, incluido en la proyección de demanda;

Que, excluir a la industria AJEPER enviaría una señal regulatoria equivocada al mercado, ya que se estaría aceptando que las empresas del grupo empresarial del Concesionario puedan abastecer de gas natural a consumidores importantes y que estos no formen parte del sistema de distribución y con ello, originaría un perjuicio para los demás usuarios particularmente los consumidores menores (como los residenciales y comerciales), quienes podrían verse afectados por un incremento en las tarifas debido a la pérdida de demanda de la concesión;

Que, el estudio “SERVICIO PARA LA IDENTIFICACIÓN Y CUANTIFICACIÓN DE LA DEMANDA DE GAS NATURAL ESTRATÉGICA EN LAS REGIONES DE ANCASH, LA LIBERTAD, LAMBAYEQUE Y CAJAMARCA” (en adelante “Estudio de Demanda”) el cual fue realizado para Osinergmin y tuvo por finalidad determinar el mercado potencial de la Concesión Norte para el Proceso Regulatorio 2025-2028, señala como potenciales consumidores, entre otros, a las empresas FAMESA EXPLOSIVOS SAC (consume Diesel), CORPORACION LINDLEY – COCA-COLA (consume GLP) y DESTILERIA NAYLAMP (consume Residual);

Que, mediante el Oficio N° 423-2025-GRT se solicitó a CORPORACIÓN LINDLEY – COCA-COLA información sobre sus planes de conversión al gas natural. Sin embargo, la empresa señaló que no contempla la migración al gas natural dentro de su Plan de Largo Plazo (PLP), por lo que este potencial consumidor ha sido retirado de la proyección de demanda;

Que, respecto a las otras dos empresas, considerando que la mejor información que dispone Osinergmin es el estudio señalado, se mantiene dichos potenciales consumidores, pues de lo indicado por GdP no evidencia que especifique una negativa expresa y/o imposibilidad técnica de incorporar a los potenciales clientes industriales como consumidores de la concesión;

Que, en cuanto a que las empresas ladrilleras deberían ser excluidas de la proyección de demanda. Al respecto, cabe indicar que, para dicha proyección, dichas empresas no están siendo consideradas como potenciales consumidores dentro del sector (parte proyectada). Asimismo, GdP, de manera general alude a una cantidad de potenciales consumidores, pero no se especifica claramente quienes son los cinco consumidores al que hace referencia;

Que, en relación con los consumidores actuales del mencionado sector, es responsabilidad del Concesionario, en su rol de comercializador o proveedor del servicio público, diseñar e implementar estrategias para fidelizar a sus clientes. No resulta apropiado que, en el marco de un proceso regulatorio, solicite la exclusión de clientes industriales que ya reciben el servicio por parte del mismo Concesionario;

Que, por otro lado, la recurrente alega que Osinergmin ha vulnerado el derecho a la motivación ya que no se ha hecho referencia a los hechos concretos ni expuesto las razones jurídicas ni normativas claras para sustentar la inclusión de determinados potenciales consumidores. Al respecto, en el Informe Legal [N° 125-2025-GRT](#), se detalla los aspectos legales sobre lo cuestionado y se concluye que no se configura vulneración al derecho a la debida motivación;

Que, por las razones señaladas, corresponde declarar fundado en parte este extremo del petitorio del recurso de reconsideración, respecto al retiro de la Corporación Lindley - Coca-Cola de la proyección de demanda industrial;

3.5.3. Sobre la inclusión de pesqueras

3.5.3.1. Argumentos de la recurrente

Que, GdP cuestiona la inclusión arbitraria de ciertas empresas pesqueras en la proyección de demanda. Específicamente, argumenta que Osinergmin considera a Pesquera Canhann S.A.C. y Pesquera Capricornio S.A. como clientes potenciales sin evaluar adecuadamente su viabilidad operativa. Sobre la primera, señala que se encuentra en proceso de cierre; mientras que, sobre la segunda, no posee una licencia de operación válida debido a la revocación de su cambio de titularidad. Dado que ambas empresas enfrentan incertidumbre respecto a su continuidad operativa, afirma que su inclusión en la proyección de demanda distorsiona los cálculos y sobrestima la planificación del sistema de distribución;

Que, señala no haber podido concretar la firma con las empresas Don Fernando S.A.C. e Inversiones Regal S.A.C, señala que no deben ser consideradas en la demanda;

Que, por tanto, GdP solicita no considerar a las empresas Pesquera Canhann S.A.C., Pesquera Capricornio S.A., Don Fernando S.A.C. e Inversiones Regal S.A.C, en la proyección de demanda; y, en caso Osinergmin insista en incluir potenciales clientes, debe modificar la proyección considerando los plazos de cambio de matriz energética;

3.5.3.2. Análisis de Osinergmin

Que, sobre la solicitud de GdP respecto a la exclusión de los potenciales consumidores pesqueros, cabe señalar que la proyección de la demanda de este sector se basa en lo establecido en el numeral 17.1 de la Norma de Estudios Tarifarios, con lo cual, Osinergmin debe evaluar el mercado potencial de consumidores que podrían acceder a un suministro;

Que, el Concesionario señala que la Pesquera Canhann S.A.C. se debe retirar porque se encuentra en proceso de cierre. Para sustentar esto presenta la Resolución Directoral N° 00066-2022-PRODUCE/DGAAMPA. Sin embargo, con Resolución Directoral N° 00654-2022-PRODUCE/DGPCHDI se establece que la planta ubicada en Av. Los Pescadores s/n de la Zona Industrial 27 de octubre, distrito de Chimbote, provincia de Santa, departamento de Ancash, —planta que GdP alega que no continuará operaciones— reinicia sus operaciones y se reincorpora a la actividad de producción de harina de pescado. Este hecho contradice la afirmación inicial sobre el cierre de operaciones;

Que, en lo que respecta a las empresas Don Fernando S.A.C. e Inversiones Regal S.A.C, el hecho de haber iniciado conversaciones con el Concesionario, tal como en correos remitidos por GdP en sus comentarios a la prepublicación, demuestra un interés manifiesto por conectarse al gas natural, por tal razón, excluirlas implicaría negar la posibilidad de la conexión, y como se ha mencionado en los casos de consumidores industriales, al no existir una negativa expresa por parte de los potenciales consumidores, corresponde considerarlas como potenciales consumidores. Las demandas de PESQUERA CANHANN S.A.C., Don Fernando S.A.C. e Inversiones Regal S.A.C., serán consideradas en el año 2025, ello teniendo en cuenta que su conversión al gas natural sí es posible en dicho año;

Que, respecto a la Pesquera Capricornio S.A., se ha identificado que dicha empresa ha cambiado de nombre a CONSERVAS SANTA ADELA S.A. (ver la RESOLUCIÓN DIRECTORAL N° 00331-2024-PRODUCE/DGPCHDI) y que pertenece al grupo BELTRAN PERU. Mediante contacto con dicha empresa, esta manifestó que ya se encuentra consumiendo gas natural por lo que se procede a retirar la demanda respectiva;

Que, por las razones señaladas, corresponde declarar fundado en parte este extremo del petitorio del recurso de reconsideración, debido al retiro de la demanda de Pesquera

Capricornio S.A. Respecto a las demás empresas, se mantiene su inclusión en la determinación de la demanda, para el año 2025;

3.5.4. Sobre la inclusión de pesqueras Malabrigo

3.5.4.1. Argumentos de la recurrente

Que, la recurrente objeta la inclusión de Exalmar, Hayduk y Tasa ubicadas en el distrito de Rázuri en la proyección de demanda de Malabrigo, con un consumo total de 9,2 millones de m³/año a partir del 2026. Argumenta que no han suscrito contratos ni han solicitado viabilidad para el suministro de gas natural, por lo que su inclusión en la proyección no tiene sustento técnico;

Que, la recurrente señala que informó que las empresas señaladas en el párrafo anterior aún evalúan la migración al gas natural y que este es un proceso complejo que requiere inversiones de USD 850 000 por cliente, con un plazo estimado de implementación de 18 meses. Menciona que dichas inversiones incluyen la procura y adquisición de equipos, el diseño y la instalación de redes internas, modificaciones en los sistemas de combustión, adecuación de infraestructura civil. Agrega que la puesta en marcha de los nuevos sistemas requiere pruebas adicionales para garantizar su operatividad;

Que, GdP señala que en su Anexo 11 y para ilustrar el proceso, incluye el plan de trabajo para implementación de equipos para la adecuación de la red interna y el cambio de matriz energética de la empresa Cantabria conectada en 2024. Señala que esta conversión tomó aproximadamente 8 meses y que, sin embargo, además de este periodo, opina que se deben considerar otros plazos adicionales, como la evaluación y aceptación del cambio de matriz energética por parte de la directiva de la empresa (de 4 a 5 meses), la modificación del instrumento de gestión ambiental ante Produce o Senace (de 8 a 12 meses), la licitación de proveedores (de 2 a 3 meses) y la adquisición del medidor ultrasónico (de 4 a 6 meses si hay stock, o de 8 a 9 meses si no lo hay);

Que, incluye la carta de intención no vinculante de Exalmar, en la que esta empresa estima que la adecuación de sus instalaciones internas puede darse en marzo de 2027, resaltando que Exalmar no se compromete en iniciar su consumo a esa fecha;

Que, por tanto, solicita no considerar a las empresas Exalmar, Hayduk y Tasa, como potenciales clientes en la proyección de demanda; y, en caso Osinergmin insista en incluir potenciales clientes, modificar la proyección considerando los plazos de cambio de matriz energética de los clientes potenciales;

3.5.4.2. Análisis de Osinergmin

Que, la proyección de la demanda del sector pesquero se basa en lo establecido en el numeral 17.1 de la Norma de Estudios Tarifarios, con lo cual se debe evaluar el mercado

potencial de consumidores que podrían acceder a un suministro. Para tal fin se debe evaluar escenarios moderados debido a que ofrece estimaciones económicas equilibradas, sustentadas en supuestos realistas y tendencias históricas y, además, brinda la señal regulatoria de promover el uso más eficiente de las redes. En ese sentido, únicamente se deben retirar expresamente a aquellos potenciales consumidores que han manifestado de manera clara su negativa al uso del gas natural;

Que, el Concesionario propuso el desarrollo de la PSR Malabrigo con dos PSR de capacidad de 4000 m³ de GNL cada una, que entrarían en operación en el año 2026. GdP reconoce que en dicha zona existe una demanda potencial e incluso, si se observa lo mencionado por GdP en el punto referido al “Análisis de viabilidad técnica operativa” del mismo petitorio, dicha demanda sería de carácter significativo, coincide con los niveles de demanda considerados en la Resolución 207, basados en el Estudio de Demanda;

Que, en ese sentido, la afirmación de GdP de que no debería reconocerse la demanda de las empresas Exalmar, Hayduk y Tasa, ubicadas en el distrito de Rázuri (zona de influencia de la PSR Malabrigo), carece de razonabilidad y de sustento técnico;

Que, considerando que la PSR entrará en operación en el año 2026, resulta razonable establecer que los potenciales consumidores podrían iniciar su operación con gas natural a partir de mediados de ese año;

Que, GdP menciona que la duración de la conversión duraría entre 18 y 37 meses, debido a que se requeriría diversos aspectos administrativos para la conversión y uso del gas natural, además, de la conversión misma. Bajo la perspectiva de GdP, habría consumidores pesqueros recién a partir del segundo al tercer año de la puesta en operación de la PSR Chimbote. Sin embargo, los datos estadísticos muestran que los primeros consumidores pesqueros iniciaron sus operaciones a principios de 2018, es decir, entre 3.5 y 12.3 meses después de la entrada en operación de dicha PSR;

Que, por otro lado, se han remitido cartas a las tres empresas cuestionadas con el fin de confirmar si existía alguna posibilidad de que se negaran a conectarse al gas natural. De sus respuestas se desprende que ninguna se niega a conectarse al gas natural puesto que han proporcionado estimaciones del nivel de consumo de gas natural, lo que sustenta la inclusión en el mercado potencial de consumidores;

Que, en particular, la empresa Hayduck, ha señalado que ingresaría recién en el año 2027, en línea con lo señalado en la carta presentada por GdP como sustento de su recurso de Reconsideración, lo que evidencia el interés expreso por parte del potencial consumidor;

Que, GdP incurre en contradicciones en diversos aspectos de su recurso de reconsideración. Por un lado, señala que Osinergmin desconoce la compleja realidad del cambio de matriz energética en la industria, y por ello, sugiere que no se deben incluir a dichos consumidores. Sin embargo, al mismo tiempo, admite que existe la posibilidad de

su incorporación, por lo que solicita que su ingreso sea postergado. Por otro lado, al intentar sustentar la capacidad que debería reconocerse para la PSR de Malabrigo, GdP afirma que la demanda de gas natural es importante y por ello considera que la capacidad de dicha PSR debe ser casi ocho veces mayor de la que Osinergmin está reconociendo en el proceso regulatorio. Esto resulta contradictorio, ya que casi la totalidad de la demanda asociada a dicha PSR proviene de cuatro consumidores del sector pesquero, tres de los cuales son precisamente los cuestionados por GdP;

Que, esto lleva a concluir que lo expuesto y solicitado por GdP tiene como único objetivo minimizar la demanda proyectada y maximizar las inversiones, ya que ambos aspectos contribuyen a incrementar la tarifa de distribución. Por el contrario, las decisiones planteadas por Osinergmin buscan equilibrar la demanda con las inversiones que serían aprobadas, lo que refleja un análisis debidamente sustentado del desarrollo del mercado potencial. Dicho enfoque no se limita únicamente al sector pesquero, sino que abarca todos los sectores dentro del ámbito de la concesión;

Que, por las razones señaladas, corresponde declarar fundado en parte este extremo del petitorio del recurso de reconsideración, en la media que se está actualizando el ingreso de los Consumidores y se están actualizando los niveles de consumo según lo declarado por los propios potenciales consumidores;

3.5.5. Sobre la incorporación del fenómeno del niño en la demanda pesquera

3.5.5.1. Argumentos de la recurrente

Que, el concesionario sostiene que Osinergmin ha omitido, de manera injustificada, el impacto del Fenómeno del Niño en la proyección de demanda del sector pesquero. Históricamente, este fenómeno ha tenido un efecto significativo en la actividad pesquera, reduciendo el volumen de captura y, en consecuencia, el consumo de gas natural. A modo de ejemplo, refiere que el año 2023 el Fenómeno del Niño provocó una disminución sustancial en la demanda de gas natural por parte del sector pesca; y, a pesar de que se espera que este fenómeno vuelva a presentarse durante el próximo periodo tarifario, Osinergmin no ha considerado su impacto en el cálculo del consumo promedio unitario;

Que, solicita la incorporación del efecto del Fenómeno del Niño en la proyección de demanda para el año 2028, considerando la variabilidad climática y sus efectos documentados sobre la actividad pesquera;

3.5.5.2. Análisis de Osinergmin

Que, la proyección de demanda para el sector pesquero se evalúa con base en un promedio de los valores históricos, incluyendo años afectados por el fenómeno de El Niño. El cuestionamiento de GdP plantea reducir la demanda en un año específico del Periodo

Regulatorio (2027) debido a este fenómeno, sin considerar que su ocurrencia es irregular y difícil de predecir con exactitud;

Que, según el SENAMHI, aunque se cuenta con más información sobre El Niño, su predicción sigue siendo incierta, lo que hace inviable determinar su impacto en un año particular;

Que, en este sentido, el Regulador ha optado por un enfoque basado en datos históricos promediados, lo que permite incorporar de manera razonable los efectos de El Niño y la variabilidad natural de las campañas pesqueras;

Que, incluir el efecto de El Niño implicaría una doble penalización sobre la demanda, ya que su impacto ya está reflejado en el cálculo del promedio, generando una subestimación injustificada de la demanda de gas natural;

Que, por las razones señaladas, corresponde declarar infundado este extremo del petitorio del recurso de reconsideración;

3.6. SOBRE LA DETERMINACIÓN DEL PERIODO DE RECUPERACIÓN POR LA ANUALIDAD DEL VNR

3.6.1. Argumentos de la recurrente

Que, GdP argumenta existe una interpretación errónea del artículo 109 del Reglamento de Distribución al asumir que el periodo de recuperación para el cálculo de la anualidad del Valor Nuevo de Reemplazo (VNR) debe ser estrictamente de 30 años. Señala que en la norma se establece un periodo de recuperación de “hasta treinta (30) años”, lo que implica que puede ser menor;

Que, considera que la única interpretación razonable es aquella que respeta el horizonte temporal cierto de la concesión. Argumenta que esta posición es consistente con los principios contables recogidos en la Norma Internacional de Contabilidad (NIC 38) y la CINIIF 12 y enfatiza que la prórroga de la Concesión Norte no es automática ni está garantizada, resultando a su entender, arbitrario que Osinergmin fije un periodo de recuperación de 30 años sin considerar la realidad;

Que, GdP considera que no se ha explicado la relación entre eficiencia y el número de años a considerar para las anualidades VNR y, por tanto, solicita establecer el Periodo de recuperación para el cálculo de la anualidad VNR igual al periodo que resta para el término del Plazo de Vigencia de la Concesión Norte;

3.6.2. Análisis de Osinergmin

Que, si bien el artículo 109 del Reglamento de Distribución establece un periodo de recuperación de “hasta treinta años, según lo defina la CTE”, no se dispone que en todos los casos deba ser de treinta años ni que necesariamente deba coincidir con el plazo restante del Contrato de Concesión. La norma citada, no vincula el periodo de recuperación del VNR al plazo de vigencia del Contrato de Concesión, sino que faculta a Osinergmin a definirlo dentro del rango de hasta 30 años;

Que, el plazo de la concesión y el Valor Nuevo de Reemplazo (VNR) cumplen funciones distintas en la regulación tarifaria. Mientras que el plazo de vigencia de la concesión es una condición contractual que establece el periodo durante el cual el concesionario tiene derecho a operar y gestionar el servicio de distribución de gas natural, el VNR es un concepto técnico-económico que refleja el valor de reposición de los activos físicos utilizados en la prestación del servicio;

Que, el plazo de concesión no está vinculado a la vida útil de los activos, sino que responde a decisiones de política pública, competencia y regulación del mercado. De hecho, la duración de la Concesión Norte es el resultado de una decisión de política energética del Estado y no de una evaluación técnica que determine la vida útil o depreciación de los activos;

Que, por el contrario, conforme se señala en el artículo 110 del Reglamento de Distribución, el VNR representa el costo de renovar las obras y bienes físicos con la tecnología y precios vigentes y debe reflejar el período en el cual estos brindan el servicio, basado en criterios técnicos. En la industria del gas natural, activos como gasoductos, estaciones de regulación y medidores tienen una vida útil que supera los 30 años, lo que justifica que se determinen las anualidades del VNR en dicho plazo;

Que, de adoptarse el criterio propuesto por GdP y reducir el período de recuperación a 21 años, se generaría una distorsión económica en el diseño tarifario, al trasladar los costos de inversión a un período más corto, aumentando artificialmente las tarifas. Además, este enfoque afectaría la estabilidad y predictibilidad del esquema regulatorio, dado que no habría certeza sobre los criterios de recuperación de costos en futuras concesiones;

Que, En cuanto a lo señalado respecto a la observancia de la NIC 38, es importante precisar que esta norma está orientada a la preparación y presentación de información en los estados financieros. Por lo tanto, sus disposiciones no son aplicables a la regulación tarifaria basada en incentivos, la cual se fundamenta en el diseño de una empresa modelo eficiente;

Que, por lo expuesto, Osinergmin ratifica que el período de recuperación del VNR debe mantenerse en 30 años, en concordancia con los principios de eficiencia económica y sostenibilidad tarifaria. Cabe señalar que este criterio fue aplicado en el proceso de

adjudicación de la Concesión Norte y otras concesiones actualmente en operación, por lo que GdP tenía conocimiento de que dicho enfoque podría ser utilizado en la presente regulación tarifaria;

Que, por las razones señaladas, corresponde declarar infundado este extremo del petitorio del recurso de reconsideración;

3.7. SOBRE LAS TUBERÍAS DE CONEXIÓN

3.7.1. Argumentos de la recurrente

Que, la recurrente objeta la metodología utilizada para determinar la longitud promedio de las tuberías de conexión, señalando que el regulador ha reconocido un valor arbitrario de 3.28 metros basado en una visita técnica de solo dos días a ciertas zonas dentro del área de concesión. Argumenta que esta muestra no es representativa y que el regulador está ignorando la información reportada periódicamente a través del GIS-VNR de Tubería de Conexión y Acometidas, en la que se ha registrado una longitud promedio real de 4.09 metros;

Que, critica que en otros procesos tarifarios de concesiones como Cálidda y Contugas, el regulador sí ha aceptado las longitudes reales reportadas sin objeciones, lo que configura un trato desigual y discriminatorio;

Que, recalca que la normativa municipal y las condiciones urbanísticas del área de concesión requieren tuberías de conexión de mayor longitud debido a la menor densidad poblacional y la disponibilidad de terrenos con espacios exteriores más amplios. Sostiene que la distancia entre la red principal y las válvulas de servicio debe ser de al menos 6 metros, considerando 5 metros de recorrido horizontal y 1 metro de recorrido vertical y que, sin embargo, Osinergmin no ha explicado cómo su estimación de 3;28 metros puede ser compatible con estas disposiciones municipales;

Que, por estas razones, solicita se reconozca la longitud real de 1158 km de tuberías ejecutadas, conforme a los registros del GIS-VNR, y que para las tuberías proyectadas se adopte un valor promedio de 6 metros para garantizar el cumplimiento normativo y evitar la subestimación de costos;

3.7.2. Análisis de Osinergmin

Que, se reitera lo señalado en el Informe Legal N° 869-2024-GRT en el sentido que el Procedimiento VNRGN aprobado con Resolución N° 188-2012-OS/CD establece tres etapas para la fijación del Valor Nuevo de Reemplazo: (i) validación de la información presentada, incluyendo revisión de consistencia y verificaciones en campo mediante muestreo; (ii) determinación de costos estándar de inversión, considerando costos de mercado, diseños óptimos y datos remitidos por concesionarios; y (iii) fijación del VNR;

Que, de acuerdo con el artículo 85 del Reglamento General de Osinergmin y el principio de veracidad del TUO de la LPAG, la información presentada por los administrados se presume cierta. No obstante, Osinergmin tiene la facultad de cotejar la información, corregir inconsistencias y adoptar datos que le generen certeza, lo cual no vulnera el marco normativo ni los actos propios del regulador;

Que, en atención a las observaciones de la recurrente tras la publicación de la Resolución N° 185-2024-OS/CD, se realizaron visitas de campo en diversas ciudades de la Concesión Norte para verificar que lo declarado en conforme al Procedimiento VNRGN se corresponda con las longitudes ejecutadas. Los resultados evidenciaron discrepancias, lo que constituye prueba en contrario que desvirtúa la presunción de veracidad de la declaración jurada, justificando la necesidad de realizar ajustes con base en el principio de verdad material;

Que, la metodología aplicada fue detallada en el Anexo 2 del Informe Técnico N° 870-2024-GRT, por lo que GdP no puede afirmar que la muestra no es representativa, ya que cubre toda su área de concesión y abarca diversas zonas de distribución. El hecho de que la longitud promedio determinada por Osinergmin sea menor a la que GdP busca que se le reconozca no justifica su calificación como arbitraria. Todas las mediciones fueron documentadas en campo mediante fotografías, las cuales fueron publicadas en el portal web del proceso regulatorio y no han sido objetadas por la recurrente;

Que, como muestra de las diferencias encontradas en campo con relación a lo reportado por GdP, en el Informe Técnico [N° 121-2025-GRT](#) se presentan 8 imágenes donde se aprecia que la longitud real de la Tubería de Conexión difiere de lo reportado por la recurrente;

Que, de esta manera se demuestra que la empresa presentó longitudes inexactas de Tuberías de Conexión en su información de marzo de 2024 y que, con la visita de campo realizada por Osinergmin, se pudo determinar un tamaño promedio de Tubería de Conexión, acorde con lo realmente instalado;

Que, por otro lado, no es correcta la afirmación por parte de GdP, con relación a que en las Concesiones de Cálidda y Contugas sí se les reconoció las longitudes reales de las tuberías de conexión. Al respecto, en ambas concesiones se tomó la información reportada por las empresas y se estimaron las longitudes promedio de tuberías de conexión la cual sirvió para determinar las proyecciones de metrados que fueron utilizados en el cálculo de su tarifa de distribución. Por lo tanto, Osinergmin razonablemente está utilizando en GdP, el mismo criterio que se utilizó en las Concesiones de Cálidda y Contugas;

Que, si bien las ordenanzas municipales pueden influir en la longitud de las tuberías de conexión, estas deben reflejar la infraestructura efectivamente instalada. Las visitas de

campo han confirmado que el promedio obtenido refleja la realidad, lo que justifica su uso para estimaciones futuras. Dado que GdP está ampliando su cobertura en zonas ya desarrolladas, es razonable suponer que las condiciones de instalación se mantendrán;

Que, por lo tanto, con base en la información recopilada en campo y los datos reportados por la empresa, no es posible reconocer los 1 158 km de tuberías de conexión que GdP pretende. Asimismo, no se pueden considerar válidos los 6 metros de longitud promedio propuestos por GdP para las instalaciones proyectadas. El valor correcto, basado en mediciones de campo, es de 3,28 metros en promedio, valor que representa un equilibrio entre las condiciones locales y los estándares de eficiencia;

Que, por las razones señaladas, corresponde declarar infundado este extremo del petitorio del recurso de reconsideración;

3.8. SOBRE LAS OBRAS ESPECIALES

3.8.1. Argumentos de la recurrente

Que, la recurrente objeta la metodología utilizada por Osinergmin para el reconocimiento de obras especiales, específicamente en relación con un cruce de canal en Lambayeque. Sostiene que el Regulador ha considerado una longitud de 36 metros para este cruce, basado en el plano LAM-SECTOR-01-MALLA-2600 presentado en el Anexo 9 y que, sin embargo, la longitud real instalada es de 137,10 metros y que el cruce incluye dos ingresos con metodología de Perforación Horizontal Dirigida (PHD), lo que implica un costo unitario de USD 148,763;

Que, sostiene que, si bien Osinergmin ha indicado que algunas de las obras especiales reportadas por el concesionario no corresponden a cruces de ríos, y esto ha sido considerado en la determinación del Valor Nuevo de Reemplazo (VNR) de la infraestructura existente; no obstante, recalca haber ejecutado seis cruces de canal bajo la metodología PHD, utilizando maquinaria perforadora de mayor dimensión, similar a la utilizada en los cruces de ríos. Solicita por ello, que el costo reconocido para estas obras sea el mismo que se ha utilizado en los cruces de río PHD;

Que, además señala que Osinergmin solo ha reconocido tres de las cinco obras especiales que se solicitó considerar como existentes. Las dos obras no reconocidas, identificadas como PE-21-092-01 (habilitada el 11 de noviembre de 2021) y PE-21-121 (habilitada el 18 de diciembre de 2022), fueron reportadas en el VNRGN del PRIE con corte a noviembre de 2024. Por lo tanto, el concesionario solicita su inclusión en la Resolución de Tarifas;

Que, en cuanto a la valorización de las obras especiales reconocidas, Osinergmin ha utilizado la metodología de perforación horizontal dirigida (HDD) con un costo unitario de USD 22 086. Sin embargo, el concesionario sostiene que sus obras fueron ejecutadas bajo

la metodología PHD y que su costo real es de USD 148 763. Considera que el criterio aplicado en esta revisión tarifaria es inconsistente con el utilizado en concesiones previas como Contugas y Cálidda, donde los costos unitarios reconocidos fueron distintos;

Que, por lo expuesto, solicita a Osinergmin rectificar su valoración y reconozca los costos reales de las obras especiales ejecutadas, garantizando un tratamiento equitativo y acorde con las metodologías empleadas en la infraestructura de la concesión;

3.8.2. Análisis de Osinergmin

Que, con relación al cruce de canal en Lambayeque donde existe discrepancias con la longitud, debemos señalar que la resolución impugnada consideró todos los cruces especiales reportados por GdP en su propuesta tarifaria actualizada (planos As-Built incluidos en el "Apéndice J 19. Obras Especiales"), donde se incluyó dos tramos de cruce de vía referidos en el plano LAM-SECTOR- 01-MALLA-2600, cuyas longitudes suman 131 metros;

Que, respecto a la ejecución de cruces de canal bajo la metodología PHD, utilizando maquinaria perforadora de mayor dimensión, similar a la utilizada en los cruces de ríos, debemos señalar que el acrónimo en español PHD (Perforación horizontal dirigida), es equivalente al acrónimo en inglés HDD (Horizontal Directional Drilling), por lo que lo manifestado por GdP, respecto a que son diferentes metodologías y que el costo de aplicar en la metodología PHD es mayor, carece de sustento. Cabe indicar que la diferencia en los costos se debe al material de la tubería utilizada en la actividad;

Que, respecto a que Osinergmin habría utilizado la metodología HDD con un costo unitario de 22,08 USD/ml y que la metodología PHD tiene un costo de 2 317,58 USD/ml; se reitera que no hay diferencia en la metodología. La diferencia de precios se debe al tipo de tubería que incide en la actividad. Cabe señalar que el costo unitario de 22,08 USD/ml señalado por GdP difiere del utilizado en la fijación tarifaria, el cual es de 46 158,54 USD/cruce (46,15 USD/ml) para terreno arenoso y 73 202,55 USD/cruce (73,20 USD/ml) para terreno semirocoso. Asimismo, es de resaltar que, para cruces mayores a 100 ml, se reconoce el exceso de metros lineales;

Que, con relación a que Osinergmin habría adoptado criterios distintos utilizados en las concesiones de Contugas y Cálidda; es necesario señalar que los costos unitarios de los cruces especiales de tuberías de polietileno responden a diseños utilizando la tecnología necesaria para su ejecución, las cuales han sido valorizadas mediante análisis de precios unitarios determinados en función del sistema de distribución evaluado, en tal sentido los argumentos de GdP no tienen sustento;

Que, respecto a que se reconozca el valor unitario de USD 148 763 para el cruce de canal de Lambayeque asociado al plano LAM-SECTOR-01-MALLA-2600; debemos señalar que, GdP no ha acreditado técnicamente el reconocimiento de dicho costo;

Que, respecto a que se habrían reconocido tres de las cinco obras especiales; la información de la infraestructura existente remitida por GdP y utilizada por Osinergmin en el presente proceso regulatorio es la reportada en marzo del 2024, fecha en la que GdP presentó su Plan Quinquenal de Inversiones. Por ello, GdP en el mes de mayo o julio del 2024 cuando se abrió el Portal PRIE pudo actualizar la información base del mes de marzo 2024, sin embargo, sólo reportó tres de los cinco cruces especiales. Por ello, no es posible incluir dichos cruces en la base tarifaria de la presente regulación debido a que la información base no contienen los dos cruces especiales;

Que, por las razones señaladas, corresponde declarar infundado este extremo del petitorio del recurso de reconsideración;

3.9. SOBRE LAS INVERSIONES COMPLEMENTARIAS

3.9.1. Argumentos de la recurrente

Que, la recurrente objeta la exclusión arbitraria de las inversiones complementarias realizadas y reportadas hasta el 31 de enero de 2024, respecto de las cuales señala están detalladas en el Apéndice W y sustentadas en el Anexo 13, y que incluyen edificaciones, equipos de comunicación, computación y otros equipos esenciales para la operación eficiente y segura del servicio de distribución de gas natural, alcanzando un total de USD 1,197,757;

Que, argumenta que, al ignorar estas inversiones, se genera un perjuicio económico que afecta la continuidad del servicio, ya que los gastos ejecutados tienen un impacto directo en la seguridad y eficiencia del sistema. Por ello, solicitan el reconocimiento de las mismas, dentro del modelo regulatorio utilizado para la determinación tarifaria;

3.9.2. Análisis de Osinergmin

Que, de la revisión de la información presentada en el Anexo 13, se verifica que se incorpora solo las nuevas inversiones complementarias necesarias para la operatividad del sistema de distribución excluyendo aquellas que ya han sido consideradas en los costos operativos. Ello resulta en un reconocimiento de USD 528 171;

Que, asimismo, se ha incluido como parte de las inversiones complementarias el costo sobre la Implementación de la Resolución N° 001-2025-OS/CD por un valor de USD 81 950 y el costo de un cromatógrafo por un valor de USD 20 000;

Que, por las razones señaladas, corresponde declarar fundado en parte este extremo del petitorio del recurso de reconsideración;

3.10. SOBRE LOS PROCESOS DE OPERACIÓN Y MANTENIMIENTO

3.10.1. Argumentos de la recurrente

a) Subdimensionamiento de Personal

Que, GdP señala que se han determinado los costos de personal profesional utilizando valores referenciales de la actividad de construcción civil, los cuales no reflejan la realidad del sector de gas natural. Afirma que esta metodología subestima los costos reales de trabajadores especializados en la industria, generando distorsiones en la estimación de los costos operativos. Por tanto, solicita se reconsidere la valoración del recurso “profesional” y el ajuste de su costo a los valores de mercado reales establecidos en 26.82 USD/h según el estudio salarial de Korn Ferry;

b) Sobre el análisis de calidad del Gas

Que, la recurrente señala que se subestima los recursos necesarios para la actividad OA.11 – Análisis de Calidad del Gas Natural, al considerar que un solo vehículo sedán es suficiente para su ejecución. Argumenta que esta actividad requiere el traslado de equipos especializados, como cilindros de calibración y sensores, que no pueden ser transportados de manera segura en un solo vehículo;

Que, indica que opera un cromatógrafo en Chiclayo, desde donde deben ser transportadas muestras de diferentes ciudades de las zonas norte y sur, como Cajamarca, Trujillo, Pacasmayo, Chimbote y Huaraz, agregando que las distancias entre estas localidades y la necesidad de garantizar la integridad de los equipos y muestras hacen imprescindible contar con dos vehículos. Por estas razones, solicita se reconsidere su evaluación y reconozca la necesidad de dos vehículos para esta actividad;

c) Sobre la operación del sistema de odorización

Que, la recurrente objeta la decisión de establecer una frecuencia mensual para la actividad OA.15 – Operación del Sistema de Odorización, argumentando que esta no considera las particularidades de la Concesión Norte. Sostiene que la odorización del gas natural es una actividad crítica para la seguridad pública y que una menor frecuencia aumenta el riesgo de no detectar oportunamente fallas que podrían comprometer la seguridad de la población;

Que, destaca que, a diferencia de otras concesionarias como Cálidda y Contugas, la infraestructura y diseño operativo de GdP requieren una frecuencia semanal para garantizar el correcto nivel de odorización, frecuencia que está documentada en registros de operación y en su Procedimiento de Mantenimiento, donde se especifica que la recarga de líquido odorante debe realizarse semanalmente en localidades como Chimbote y Trujillo. Señala que, en otras ciudades, donde la frecuencia es mensual, la

distancia geográfica exige una dedicación constante de recursos especializados durante todo el mes;

Que, por estas razones, solicita se ajuste la frecuencia de la recarga de líquido odorante a una periodicidad semanal;

d) Detección de fugas y patrullaje de red

Que, la recurrente cuestiona se considere que un vehículo tipo furgoneta es suficiente para las actividades MA.7 – Detección de Fugas en Red de Polietileno (PE) y MA.8 – Patrullaje de Red de PE, argumentando que esta decisión no toma en cuenta las condiciones operativas del terreno. Señala que su área de operación incluye zonas de difícil acceso, caminos no asfaltados y pendientes pronunciadas, lo que requiere vehículos con tracción adecuada y mayor altura del suelo, como los SUVs. Enfatiza que el uso de estos vehículos garantiza la seguridad del personal y la ejecución eficiente de las actividades, evitando retrasos y fallas en la supervisión. Por ello, solicita que se reconozca la necesidad de SUVs para las actividades de detección de fugas y patrullaje de la red de PE;

e) Plan de prevención de daños

Que, la recurrente opina que existe una subestimación del costo relacionado con la Actividad MA.56 – Plan de Prevención de Daños al determinar un valor de 4,6 USD/h para el vehículo sedán utilizado en esta actividad, basado en valores de mercado. Objeta este cálculo, indicando que en el Apéndice A de la Absolución de Observaciones al Plan Quinquenal de Inversiones y a la propuesta tarifaria de GdP se incluyó una cotización de mercado que establece un costo real de 6,85 USD/h, el cual fue ignorado. Solicita se considere el costo real de 6,85 USD/h para el vehículo sedán utilizado en la ejecución de esta actividad, dado que refleja mejor los valores de mercado y los costos reales asociados;

3.10.2. Análisis de Osinergmin

a) Subdimensionamiento de Personal

Que, lo señalado por GdP es inexacto, dado que, conforme puede ser verificado en el modelo de empresa de referencia, el costo horario del personal profesional es determinado a partir de la categoría del mismo nombre obtenida a partir de la encuesta HR Analytics de PwC Perú 2024 y no de la actividad de construcción civil. Los valores obtenidos a partir de dicha encuesta corresponden a valores de mercado de salarios de profesionales especializados que actualmente laboran en las empresas de servicios públicos. Además, la mencionada encuesta ha sido utilizada en procesos previos de regulación tarifaria de la distribución de gas natural, específicamente en los procesos llevados a cabo para Lima y Callao (2018 y 2022) y para la región Ica (2022). En

consecuencia, este criterio no es arbitrario, sino que es un criterio sustentado y acorde al principio de predictibilidad;

Que, por los argumentos expuestos, no corresponde reconocer el valor solicitado por GdP ascendente a 26,17 USD/h proveniente del estudio salarial de Korn Ferry;

b) Análisis de calidad del gas

Que, si bien GdP presenta gráficos de duración de rutas hacia la ciudad de Chiclayo, sin embargo, no detalla el listado de materiales ni sustenta los requerimientos de espacio que requiere para el supuesto traslado de equipos. Sin perjuicio de ello, a efectos de no limitar el análisis de las muestras en la empresa de referencia, se prevé por conveniente incluir un equipo cromatógrafo en la actividad OA.11 - análisis de calidad del gas. Con la incorporación de dicho equipo, no resulta necesario el reconocimiento de un vehículo adicional de transporte como así lo requiere GdP en su petitorio;

Que, por los argumentos, corresponde reconocer un equipo cromatógrafo en la actividad OA.11 - análisis de calidad del gas, el mismo que será incluido como inversiones complementarias en el año 2025;

c) Operación del sistema de odorización

Que, para la frecuencia de recarga de líquido odorante Osinergmin establece una frecuencia mensual, basado en los manuales de operación y mantenimiento remitidos por las concesionarias de Lima y Callao (Cálidda) e Ica (Contugas). Sobre este particular, GdP afirma que la infraestructura y el diseño operativo de dichas concesiones no son equivalentes ni cuentan con las particularidades de la Concesión Norte, sin embargo, no desarrolla ningún sustento técnico sobre dicha afirmación;

Que, GdP señala que la recarga de odorante en las ciudades de Cajamarca, Chiclayo, Coishco, Huaraz y Pacasmayo es mensual; y que en las ciudades de Chimbote y Trujillo la frecuencia es semanal. Adicionalmente, presenta como prueba un supuesto "Programa de Mantenimiento" donde se indica que la recarga de los niveles de líquido odorante es semanal. Sobre lo señalado por GdP, se evidencia que la recarga de odorante es efectuada de manera mensual en la mayor parte de las localidades que atiende y que, además, con dicha frecuencia se estaría incumpliendo la frecuencia establecida en su propio documento;

Que, en consecuencia, considerando que la empresa de referencia debe ser estructurada con base en criterios de eficiencia y las mejores prácticas del mercado, corresponde mantener la frecuencia mensual asumida por el Regulador para la actividad de operación del sistema de odorización;

d) Detección de fugas y patrullaje de red

Que, GdP no ha presentado evidencia fotográfica de la complejidad del terreno a la que hace referencia, solo presenta tres (03) fotografías de su personal junto a un vehículo de tipo pick-up realizando actividades en zonas de ciudad. Adicionalmente, debemos señalar que esta gerencia realizó una visita de campo a la zona de la concesión en los meses de mayo y junio de 2024, en las que pudo verificar que las rutas para el acceso hacia las redes no presentan la complejidad que manifiesta GdP, por lo que se prevé conveniente que para las actividades MA.7 - Detección de Fugas de red de PE y MA.8 - Patrullaje de red de PE de la empresa de referencia se reconozca un vehículo tipo panel;

Que, en consecuencia, corresponde estimar en parte este petitorio en lo referido a incorporar un vehículo tipo panel en la actividad de MA.7 - Detección de Fugas de red de PE. En el caso de la actividad MA.8 - Patrullaje de red de PE se mantiene el vehículo reconocido tipo panel;

e) Plan de prevención de daños

Que, la determinación del costo horario del vehículo sedán elaborado por Osinergmin, se sustenta en el cálculo desarrollado en la hoja "Remun&MO&VEH" del Modelo Tarifario, donde se analiza el costo de inversión y los costos de operación del vehículo. El costo horario eficiente calculado por el regulador correspondiente al mes de julio de 2024 asciende a 4,60 USD/h. En consecuencia, corresponde desestimar el petitorio en lo referido a considerar un costo horario de 6,85 USD/h para el vehículo sedán de la empresa de referencia;

Que, por las razones señaladas, corresponde declarar fundado en parte este extremo del petitorio del recurso de reconsideración;

3.11. SOBRE LOS COSTOS DE COBRANZA

3.11.1. Argumentos de la recurrente

Que, la recurrente explica que su modelo de gestión de cobranza incluye a las actividades masivas y la gestión de recupero. La primera comprende el envío de recibos, recordatorios y alertas a través de SMS, para prevenir retrasos en los pagos e incentivar que los clientes cumplan puntualmente con sus obligaciones. Agrega que la gestión de recupero está dirigida a los clientes con deudas pendientes, e incluye acciones como llamadas personalizadas, contacto por WhatsApp y visitas puerta a puerta;

Que, detalla que aproximadamente el 60% de los clientes son contactados de forma efectiva mediante llamadas, mientras que el 40% restante requiere la intervención de gestores en campo, lo que incrementa significativamente los costos de cobranza. Por lo expuesto, solicita el reconocimiento de un costo unitario de gestión de cobranza de

USD 0,15 por usuario, además del costo de recaudo de USD 0,34 por usuario que ya ha sido incluido por el regulador;

3.11.2. Análisis de Osinergmin

Que, con relación a las actividades masivas, cabe indicar que la empresa de referencia reconoce los costos de impresión de facturas por la totalidad de usuarios de la concesión, siendo esta la principal forma de comunicar y/o recordar a los clientes que deben evitar retrasos en sus pagos. Este medio de comunicación permite también mantener informados a los clientes sobre las herramientas (moras y cortes del servicio) con las que cuenta el distribuidor frente a los casos de retrasos en los pagos e incumplimientos. En consecuencia, los mensajes masivos se encuentran reconocidos en el cargo mensual de impresión de facturas que se reconoce por la totalidad de usuarios de la concesión; por lo que se desestima el pedido de GdP de considerar un cargo por gestión de Actividades Masivas;

Que, con relación al cargo por la gestión del recupero, debemos señalar que estos costos no han sido reconocidos como cargos adicionales en anteriores procesos de regulación tarifaria de distribución de gas natural llevados a cabo por este Organismo. En segundo lugar, hay que recalcar que el Concesionario cuenta con un reconocimiento de costos por impresión de facturas por la totalidad de usuarios de la concesión, lo que le permite comunicar y/o recordar a los clientes el estado de sus pagos o deudas. Asimismo, cuenta con costos reconocidos por el servicio de *call center* y con personal propio en la estructura central de la empresa de referencia que le permitiría efectuar gestiones de cobro adicionales;

Que, por las razones señaladas, corresponde declarar infundado este extremo del petitorio del recurso de reconsideración;

3.12. SOBRE EL CALL CENTER

3.12.1. Argumentos de la recurrente

Que, el concesionario cuestiona la metodología utilizada para calcular los costos del call center, argumentando que ésta se basó en una licitación llevada a cabo por Hidrandina en 2023 para servicios de contact center, la cual fue declarada desierta por falta de ofertas válidas. Según la recurrente, esta referencia es arbitraria e inadecuada;

Que, propone que los costos del call center se determinen mediante modelos reconocidos de gestión de centros de atención, empleando herramientas como el software basado en teorías de filas y la curva de Erlang. Indica que este enfoque considera parámetros específicos, incluyendo la curva de llamadas características de GdP, un Índice de Nivel de Servicio Básico (INB) del 98%, y un tiempo promedio de llamada de 3,3 minutos;

3.12.2. Análisis de Osinergmin

Que, el numeral 24.3 de la Norma de Estudios Tarifarios habilita al Regulador a determinar los costos de operación y mantenimiento empleando criterios de comparación con empresas nacionales o extranjeras del negocio de gas natural, o comparación con empresas nacionales dedicadas a servicios públicos similares. Por tanto, es válido y no constituye una actuación arbitraria el tomar como referencia procesos de contratación de servicios de call center de empresas nacionales dedicadas a servicios públicos similares; más aún cuando se trata de una empresa que desarrolla sus actividades en la zona de concesión de GdP, como es el caso de la empresa Hidrandina;

Que, se debe precisar que la licitación CP-SM-16-2024-HDNA-1 fue declarada desierta en un acto posterior a la adjudicación de la licitación, debido a que se declararon inválidos los certificados de trabajo del personal clave "supervisor". Tal hecho no desvirtúa que el costo utilizado por Osinergmin para la determinación del costo unitario de *call center* sea un costo válido de mercado, máxime si se tienen en consideración que en dicha licitación participaron ocho (8) empresas, eligiéndose la oferta más eficiente (menor costo) para las condiciones señaladas en las bases;

Que, adicionalmente se tiene como referencia a la licitación AS-SM-24-2021-HDNA-1-1 de la empresa Hidrandina (Grupo Distriluz), mediante la cual se adjudicaron los servicios del *call center* por un valor de S/ 21,2 millones, para la gestión de aproximadamente 2,8 millones de usuarios en un plazo de 3 años; el ratio para la gestión del *call center* de esta referencia comparativa asciende a 0,57 USD/cliente, valor cercano al ratio considerado en la empresa de referencia de la Resolución 207, validándose así la señal de precios de mercado considerada por el Regulador;

Que, por las razones señaladas, corresponde declarar infundado este extremo del petitorio del recurso de reconsideración;

3.13. SOBRE LAS PÉRDIDAS

3.13.1. Argumentos de la recurrente

Que, Gdp cuestiona la metodología aplicada para calcular las pérdidas de gas natural en la Concesión Norte, argumentando que se basó en información del Formato D1 "Balance de entrada y salida" del Sistema de Información Comercial de Gas Natural (SICOMGN), el cual no refleja las ventas reales del sistema de distribución. Señala que ese formato contiene únicamente datos sobre entregas, lo que resulta en un cálculo arbitrario de las pérdidas puesto que no considera las características específicas del sistema de distribución ni del consumo real;

Que, propone se utilice el Reporte Operativo Volumétrico Mensual, publicado en la página web de GdP ya que ofrece datos precisos y detallados sobre las ventas reales del sistema de distribución, lo que asegura una representación más fiel de la operación en la Concesión Norte. Solicita se recalibre el porcentaje de pérdidas del sistema basado en esta información, a fin de garantizar un análisis coherente con la realidad operativa;

3.13.2. Análisis de Osinergmin

Que, los datos empleados por Osinergmin en el cálculo del porcentaje de pérdidas de la Resolución 207 fueron los reportados por la recurrente mediante el Formatos D1 y los Reportes Diarios enviados a la División de Supervisión Regional de Osinergmin (Información diaria de condiciones de operación de los volúmenes ingresados a las Estaciones de Distrito). En ese contexto, atendiendo a que GdP refiere que el cálculo de las pérdidas debe reflejarse con base en las ventas reales y que, el cálculo en el modelo de empresa de referencia toma como base los volúmenes comercializados por el distribuidor; es razonable considerar los volúmenes de gas natural vendidos en la concesión por el servicio de distribución, reportado por el propio GdP a Osinergmin a través de los Formatos D3 de información Comercial;

Que, por las razones señaladas, corresponde declarar fundado en parte este extremo del petitorio del recurso de reconsideración;

3.14. SOBRE EL ODORANTE

3.14.1. Argumentos de la recurrente

Que, la recurrente objeta la concentración de odorante argumentando que el Regulador ha adoptado un valor de 10 mg/m³ basado en el Manual de Operación y Mantenimiento del City Gate Lurín de Cálidda. Sostiene que la comparación con Cálidda no es válida, ya que las condiciones operativas, de infraestructura y consumo en la Concesión Norte son distintas. Recalca que en la norma NTP 111.004 se permiten valores superiores si se garantiza una adecuada detección de fugas. Señala haber determinado que la concentración óptima para su red es de 16 mg/m³, respaldada por registros operativos y análisis en campo que evidencian que este valor es el más efectivo para garantizar la seguridad de los usuarios;

3.14.2. Análisis de Osinergmin

Que, la concentración de mercaptano en el gas natural puede variar entre 1 y 10 partes por millón (ppm), esto debido a factores tales como las regulaciones de seguridad, los propósitos de uso, las condiciones del sistema y la eficiencia de la mezcla; siendo este último factor muy importante, ya que sistemas de inyección y mezcla más eficientes pueden requerir menos mercaptano para lograr la misma probabilidad de detección; Que, la referencia internacional establece un rango de concentración de 8 a

12 mg/m³. Este rango permite dar cumplimiento con los parámetros generales establecidos en la numeral 4 de la NTP 111 - 004 - Gas Natural Seco Odorización. A nivel local, los manuales de operación y mantenimiento de las concesionarias de distribución de gas natural por redes de Lima e Ica toman como referencia el rango de concentración entre 9 mg/m³ y 12 mg/m³ de odorante en gas natural;

Que, por todo lo mencionado, en observancia del principio de eficiencia que debe regir la estructuración de la empresa de referencia, corresponde considerar que la concentración de odorante en gas natural debe ser 10 mg/m³, basado en las recomendaciones internacionales y las buenas prácticas de los concesionarios de distribución que operan en el mercado peruano;

Que, por las razones señaladas, corresponde declarar infundado este extremo del petitorio del recurso de reconsideración;

3.15. SOBRE LA INCOBRABILIDAD

3.15.1. Argumentos GdP

Que, la recurrente cuestiona que no se haya considerado el concepto de incobrabilidad dentro de los costos totales de la concesión de distribución de gas natural, a pesar de que en la regulación del Valor Agregado de Distribución (VAD) de electricidad sí se reconoce un porcentaje de incobrabilidad del 2.5%, conforme a los "Términos de Referencia de los Estudios de Costos de VAD 2022 - 2026 / 2023 - 2027";

Que, presenta datos sobre la incobrabilidad observada en su operación durante 2023. Señala haber implementado planes de refinanciación para recuperar clientes y fomentar la universalización del servicio. Sin embargo, indica que parte de los clientes refinanciados no cumplen con los pagos, lo que incrementa los niveles de incobrabilidad;

Que, la recurrente argumenta que la decisión de no reconocer estos costos contraviene los principios administrativos de imparcialidad y razonabilidad, ya que se establece un trato desigual entre servicios públicos de características similares. Por ello, solicita que se reconsidere su posición y reconozca un nivel adecuado de incobrabilidad en la determinación de las tarifas de distribución de gas natural;

3.15.2. Análisis de Osinergmin

Que, en los Términos de Referencia de los Estudios de Costos de VAD mencionados por la recurrente se establecen que la comercialización incluye la gestión de morosidad y pérdidas comerciales. La incobrabilidad no forma parte del costo de operación comercial ni de la gestión para la reducción de pérdidas comerciales en la fijación de la tarifa del VAD, ya que se considera que una empresa modelo eficiente recauda todos sus costos dado que el marco normativo prevé mecanismos para que la concesionaria

gestione la ocurrencia de recibos impagos. Por ello, en tanto no es correcta la afirmación de que Osinergmin reconoce un porcentaje de incobrabilidad en la regulación eléctrica, no se advierte vulneración de los principios de imparcialidad, razonabilidad y debida motivación;

Que, sobre el pedido de reconocer los incobrables solicitados por GdP, debemos señalar que el concepto de pérdidas comerciales a que refiere el artículo 114 del Reglamento de Distribución, está referido a errores ocurridos en la facturación o casos de hurto de gas natural. El concepto de montos incobrables que refiere GdP en su recurso no se encuentra comprendido en la normativa, por lo que no corresponde reconocer ese concepto en la empresa modelo;

Que, la estrategia comercial del Concesionario de aceptar un pago de una Acometida y de un Derecho de conexión a cambio de los pagos mensuales del Margen de Promoción, los cargos fijos y los consumos medido en la primera Acometida, representa acciones ineficientes que no pueden trasladarse a la tarifa de distribución;

Que, por las razones señaladas, corresponde declarar infundado este extremo del petitorio del recurso de reconsideración;

3.16. SOBRE LA COMPETITIVIDAD

3.16.1. Argumentos de la recurrente

Que, la recurrente cuestiona la metodología para definir la competitividad de las tarifas de gas natural, señalando que el regulador ha establecido porcentajes de ahorro en comparación con combustibles sustitutos superiores al 30%, sin considerar el umbral del 20% establecido en la legislación vigente. En particular, argumenta que, en el sector pesquero, se ha fijado una tarifa que representa un ahorro del 33,8% sin tomar en cuenta la mayor disposición a pagar que tienen las empresas pesqueras;

Que, destaca que el consumo del sector pesquero es estacional y presenta picos de demanda hasta tres veces superiores al consumo promedio, lo que requiere una infraestructura robusta y una asignación adecuada de costos. Advierte que al otorgar condiciones excesivas de competitividad al sector pesquero se sobrecarga el costo total de la prestación del servicio en otros sectores;

Que, para evitar esta distorsión, solicita que se establezca una tarifa de distribución mínima de 11 USD/MMBTU para el sector pesquero, lo que permitiría que la tarifa final, incluyendo el precio del gas natural licuado (GNL), alcance al menos 17 USD/MMBTU, similar a los valores vigentes en 2024;

3.16.2. Análisis de Osinergmin

Que, respecto a las condiciones de competencia con los comercializadores y su posible impacto en la viabilidad financiera del Concesionario, así como en su capacidad para ofrecer tarifas competitivas, es importante precisar que el marco normativo que regula la actividad de los comercializadores estaba vigente con anterioridad a la firma del contrato de concesión entre el Concesionario y el Estado para la Concesión Norte;

Que, el diseño tarifario utilizado para establecer las tarifas del sector pesquero, publicadas en la Resolución 207, ya incorpora un incremento porcentual en comparación con la metodología empleada por Osinergmin en regulaciones anteriores. Dicho incremento se mantiene en el actual diseño tarifario, lo que resulta en una tarifa media de distribución que supera en más del 40% a la aplicada a consumidores pertenecientes a las categorías tarifarias referidas con las industrias;

Que, es relevante destacar que, a inicios de febrero de 2025, mediante la Resolución N° 010-2025/SEL-INDECOPI, se declaró barrera burocrática ilegal la obligatoriedad del uso de gas natural por parte de las empresas pesqueras, disposición que estaba establecida en el Decreto Supremo N° 012-2019-PRODUCE. Dicha resolución ha generado un escenario en el que el gas natural enfrenta una competencia directa con el GLP (gas licuado de petróleo), lo que podría influir en la dinámica del mercado energético en este sector;

Que, adicionalmente, es importante precisar que los precios de los combustibles alternativos al gas natural están sujetos a fluctuaciones derivadas de diversas coyunturas económicas, geopolíticas o de mercado que puedan presentarse durante el período regulatorio. Esto podría generar situaciones en las que el gas natural resulte más costoso que sus sustitutos que utilizan los consumidores del sector pesquero. De materializarse este escenario, se corre el riesgo de que los principales consumidores migren hacia otras fuentes de energía, lo que, a su vez, podría impactar negativamente en las tarifas para los demás usuarios de la concesión. Lo señalado, justifica los porcentajes de ahorro superiores al 30% para determinadas categorías tarifarias;

Que, por las razones señaladas, corresponde declarar infundado este extremo del petitorio del recurso de reconsideración;

3.17. SOBRE LOS CARGOS DE CORTE Y RECONEXIÓN

3.17.1. Argumentos de la recurrente

Que, GdP señala que los cargos aprobados por Osinergmin son significativamente menores a los costos reales de GdP lo cual genera pérdidas económicas que impactan negativamente en el cumplimiento de los plazos de atención establecidos, añadiendo una tabla comparativa de los cargos de corte y reconexión aprobados por Osinergmin y los costos que GdP señala como reales;

Que, al respecto señala que mientras Osinergmin considera el valor de 7,85 USD/h como costo de hora-hombre para el técnico gasista, GdP propuso un costo de 18,80 USD/h, que incluye personal especializado, los gastos legales requeridos, y la capacitación necesaria para garantizar la seguridad y eficiencia. Por ello, concluye que los valores de Osinergmin no reflejan los costos de mercado, obligando a GdP a reducir personal en localidades pequeñas o atender sólo en días hábiles, comprometiendo la calidad del servicio;

Que, asimismo, la recurrente sostiene que para la ejecución de las actividades de corte y reconexión se debe tener en cuenta variables como: (i) la cobertura geográfica y oferta operativa para el cumplimiento de plazos regulados de atención, (ii) personal apto y recursos disponibles, y (iii) los costos logísticos de infraestructura, seguridad y cumplimiento normativo;

Que, de otro lado, señala que es discriminatorio la reducción de los cargos de corte y reconexión respecto de las concesiones de Lima y Callo, e Ica, a pesar de que las actividades son comparables en términos de materiales, herramientas y recursos, sin importar el tipo de abastecimiento de gas;

Que, por tanto, GdP solicita actualizar los costos tarifarios de Osinergmin, considerando las variables operativas, logísticas y normativas específicas de la concesión;

3.17.2. Análisis de Osinergmin

Que, respecto a que las diferencias entre lo aprobado por Osinergmin y los costos reales generarían pérdidas económicas a GdP que podrían impactar negativamente en el cumplimiento de los plazos establecidos, cabe señalar que tal afirmación es incorrecta, puesto que, para la Reconexión Tipo I, Osinergmin ha aprobado un cargo 12% mayor a los valores que GdP señala como costos reales. Por tanto, no existen las pérdidas económicas que GdP alega;

Que, para los demás tipos de Corte y Reconexión se ha procedido a analizar el cargo Corte Tipo II que es donde GdP señala la mayor diferencia entre el valor aprobado por Osinergmin y los costos que GdP señala como reales. De la revisión del desagregado de costos del archivo Excel que GdP presenta como sustentopueba, se observan ineficiencias y falta de sustentos de los costos como se indica a continuación; lo cual demuestra que los costos que GdP señala como reales no son eficientes. Por tanto, no existen las pérdidas económicas que GdP alega, si esta actuase de manera eficiente.

- **Costos de Personal.** Los costos de GdP para el personal abarcan 5 conceptos: dirección, coordinación, auxiliar, técnico y jefe de HSE. Al respecto se debe señalar que la actividad de Corte Tipo II corresponde al Retiro de Componentes, el cual es una actividad realizada por un Técnico Gasista, no considerándose a un "Auxiliar". Respecto a los demás conceptos que presenta GdP, al no ser actividades relacionadas directamente con la actividad corte tipo II (retiro de componentes)

deben ser gestionados en los costos indirectos que Osinergmin adiciona como un 30% de los costos directos, al igual que en las regulaciones de Lima y Callao, e Ica;

Al respecto, es preciso notar que el costo del Técnico que GdP presenta es de S/ 3 416 mensuales, el cual es un valor inferior a S/5 156 (USD 7,85xTCx8hx22d) considerado por Osinergmin, e inferior también al costo que el mismo GdP pretende que se le sea reconocido en su recurso, S/ 12 352 (USD 18,8xTCx8hx22d). Por lo tanto, se puede afirmar que de la misma fuente de GdP, este último valor está sobredimensionado y es ineficiente;

- Costos de Equipos y Herramientas. Se observa que GdP no ha presentado mayores sustentos del concepto "TARIFA/HORA/UNIDAD" de los equipos y herramientas, cuyo valor asciende a S/ 35, y de otro lado se observa que el rendimiento que GdP emplea es de 0,4, lo que indica que se realizarían sólo 2,5 cortes tipo II durante toda la jornada laboral, lo cual es un rendimiento ineficiente. Sobre los demás conceptos de equipos y herramientas, cuyos valores GdP no muestra mayores sustentos, consideramos que los costos están sobredimensionados y/o no corresponden a costos directos y pueden ser gestionados dentro del 30% que se reconoce como costos indirectos;
- Costos Indirectos. GdP considera un porcentaje de 21% para los costos indirectos, dicho porcentaje es menor al valor considerado por Osinergmin para cubrir los costos indirectos y que asciende a 30%, por lo que Osinergmin le está otorgando mayor holgura para la gestión de los costos indirectos.

Que, respecto al costo hora hombre del Técnico Gasista ascendente a 18,80 USD/h de GdP, se debe señalar que este proviene de un personal técnico de la encuesta salarial Korn Ferry de diciembre de 2023, realizada a 16 empresas, de las cuales 12 corresponden a empresas que tiene actividades en exploración y explotación de petróleo y gas natural (upstream), por lo cual dicho valor no es representativo para las actividades de cargos complementarios quedando invariable el costo horario determinado y sustentado por Osinergmin;

Que, respecto del bono de desempeño y costos de participación de utilidades, se debe señalar que estos conceptos no son incluidos, puesto que corresponden a incentivos que las empresas ofrecen a sus trabajadores para la mejora de la productividad, toda vez que estos son elementos implícitos en la utilidad del contratista, la misma que es reconocida en los costos indirectos de los cargos complementarios;

Que, sobre que los valores de Osinergmin no reflejan los costos de mercado y que ello implicaría que GdP comprometiera la calidad del servicio, se debe señalar que con el análisis de los párrafos precedentes se han refutado los argumentos de GdP;

Que, en cuanto al cumplimiento de plazos regulados para las actividades de corte y reconexión, se debe señalar que el modelo de cargos complementarios calcula el costo

por corte o reconexión unitario y en él se incluyen los costos indirectos, dentro de los cuales pueden ser gestionados los costos adicionales que incurriría GdP para ejecutar las actividades de corte y reconexión;

Que, sobre la supuesta discriminación debido a que los costos de corte y reconexión reconocidos a GdP son inferiores respecto a los aprobados en las regulaciones de Lima y Callao, e Ica, se debe señalar que el modelo de cálculo que se ha empleado para la determinación de cargos complementarios del presente proceso regulatorio es el mismo que se utilizó en las regulaciones señaladas por GdP. Sin embargo, para el presente proceso, se han actualizado los costos de la mano de obra, equipos, materiales y vehículos con costos actuales de mercado. Asimismo, respecto de los tiempos de desplazamientos empleados en dicho modelo, estos fueron actualizados con los resultados del “Estudio de Tiempos y Costos para Cargos Complementarios en las Concesiones de Distribución de Gas Natural”. Por tanto, no existe el trato discriminatorio que señala GdP en tanto se ha utilizado el mismo modelo de cálculo;

Que, por las razones señaladas, corresponde declarar infundado este extremo del petitorio del recurso de reconsideración;

3.18. SOBRE LOS COSTOS DE INSTALACIÓN DE GABINETE

3.18.1. Argumentos de la recurrente

Que, la recurrente cuestiona los costos de instalación de gabinetes aprobados, las cuales son inferiores a los cargos aprobados para las concesiones de Cálidda y Contugas, a pesar de implicar técnicamente obras similares, afirmando que constituye un trato discriminatorio en su contra;

Que, cita el Informe Legal N° 869-2024-GRT en el que se menciona que no hay trato discriminatorio debido a que en la Concesión Norte se usa el transporte virtual de GNL e infraestructura específica asociada, lo cual no ocurre en concesiones de Lima y Callao, e Ica, y señala que la instalación de gabinetes es una actividad similar a las que se realizan en las concesiones de Lima y Callao, e Ica puesto que implica la instalación de caja donde se instalan los elementos que la componen. La instalación de gabinete no está relacionada a la operación del transporte virtual ni a ninguna infraestructura específica asociada como Osinergmin indica arbitrariamente;

Que, por tanto, solicita se reconsideren los precios de instalación de los gabinetes a valores similares a los reconocidos en las concesiones de Lima y Callao, e Ica;

3.18.2. Análisis de Osinergmin

Que, Osinergmin ha regulado los cargos por acometida para consumidores con consumos menores o iguales a 300 m³/mes, lo que implica la mano de obra para la

instalación de los componentes como reguladores, medidores, válvulas, entre otros, así como los precios de estos componentes, ello según el artículo 2.1 del Reglamento de Distribución. El costo del gabinete y sus costos asociados, no son parte del concepto Acometida, pues pertenecen a las instalaciones internas, tal como lo indica el literal b) del artículo 71 del reglamento señalado;

Que, sobre la supuesta discriminación debido a que los costos de acometida reconocidos a GdP son inferiores respecto a los aprobados en las regulaciones de Lima y Callao, e Ica, se debe señalar que el modelo de cálculo que se ha empleado para la determinación de cargos complementarios del presente proceso regulatorio es el mismo que se utilizó en las regulaciones de 2022 de Lima y Callao, e Ica. Sin embargo, para el presente proceso, se han actualizado los costos de la mano de obra, equipos, materiales y vehículos con costos actuales de mercado. Asimismo, respecto de los tiempos de desplazamientos empleados en dicho modelo, estos fueron actualizados con los resultados del “Estudio de Tiempos y Costos para Cargos Complementarios en las Concesiones de Distribución de Gas Natural” realizado para la Gerencia de Regulación de Tarifas en el año 2021. Por tanto, no existe el trato discriminatorio que señala GdP;

Que, los valores de cálculo de los cargos acometida están sustentados, y a diferencia de lo que señala GdP, las diferencias no radican en el tipo de suministro de gas natural (por transporte virtual o por gasoductos). Por tal razón, se rechaza la afirmación sobre lo señalado en el Informe Legal N° 869-2024-GRT, puesto que en dicho informe no se sostiene que la diferenciación en los costos de instalación de gabinete se deba al abastecimiento mediante transporte virtual de GNL. Por el contrario, se aclara que los criterios y metodología aplicados en la determinación de dichos cargos han sido consistentes con los utilizados en las concesiones de Lima y Callao e Ica, en aquellos aspectos que resultan sustancialmente comparables y que las diferencias en los costos obedecen a factores técnicos y geográficos propios de cada concesión, tales como los tiempos de desplazamiento y los tiempos entre suministros, lo que justifica razonablemente la existencia de costos diferenciados;

Que, sin perjuicio de lo señalado, se procede a actualizar el precio de medidores y reguladores obtenidos de las Declaraciones Únicas de Aduanas, considerándose un factor de 1,2 por concepto de gastos de internamiento, transporte local, logística, almacenamiento y calibración inicial;

Que, por las razones señaladas, corresponde declarar fundado en parte este extremo del petitorio del recurso de reconsideración;

3.19. SOBRE LA INSPECCIÓN LA INSPECCIÓN, HABILITACIÓN Y SUPERVISIÓN

3.19.1. Argumentos de la recurrente

Que, GdP cuestiona los costos por inspección, supervisión y habilitación de instalaciones internas (ISH) para comercios e industrias, aprobados por Osinergmin, puesto que son inferiores a los cargos aprobados para las concesiones de Cálidda y Contugas, lo cual constituye un trato discriminatorio en contra de GdP;

Que, menciona que en el Informe Legal N° 869-2024-GRT se sustenta que no hay un trato discriminatorio debido a que la Concesión Norte usa un transporte virtual e infraestructura asociada a dicho transporte, lo cual no ocurre en Lima y Callao, e Ica; respecto de lo cual considera que las actividades de ISH son técnicamente similares a las que se realizan en las concesiones de Lima y Callao, e Ica y no dependen de la operación de transporte virtual como arbitrariamente señala Osinergmin en el informe señalado;

Que, por tanto, solicita ajustar los precios de los cargos ISH de comercios e industrias a valores similares a los que se fijaron para las Concesiones de Lima y Callao, e Ica;

3.19.2. Análisis de Osinergmin

Que, sobre la supuesta discriminación se debe señalar que el modelo de cálculo que se ha empleado para la determinación de cargos complementarios del presente proceso regulatorio es el mismo que se utilizó en las regulaciones de 2022 de Lima y Callao, e Ica. Sin embargo, para el presente proceso, se han actualizado los costos de la mano de obra, equipos, materiales y vehículos con costos actuales de mercado. Asimismo, respecto de los tiempos de desplazamientos empleados en dicho modelo, estos fueron actualizados con los resultados del "Estudio de Tiempos y Costos para Cargos Complementarios en las Concesiones de Distribución de Gas Natural" realizado para la Gerencia de Regulación de Tarifas en el año 2021. Por tanto, no existe el trato discriminatorio que señala GdP;

Que, se rechaza la afirmación sobre lo señalado en el Informe Legal N° 869-2024-GRT, puesto que en dicho informe no se sostiene que la diferenciación en los costos de los cargos de ISH se deba al abastecimiento mediante transporte virtual de GNL, sino que las diferencias en los costos podrían obedecer a factores técnicos y geográficos propios de cada concesión, lo que justifica razonablemente la existencia de costos diferenciados;

Que, por las razones señaladas, corresponde declarar infundado este extremo del petitorio del recurso de reconsideración;

3.20. SOBRE LA ENTREGA DE INFORMACIÓN EN EL MARCO DE LA RCD 001-2025-OS/CD

3.20.1. Argumentos de la recurrente

Que, la recurrente señala que las nuevas obligaciones para los concesionarios de distribución establecidas en la Resolución N° 001-2025-OS/CD, publicada el 14 de enero de 2025, genera un incremento significativo en los costos operativos y que, para cumplir con estas disposiciones, debe realizar inversiones considerables, así como asumir costos continuos;

Que, señala que, al haberse publicada dicha resolución después de la Resolución 207, GdP no tuvo la oportunidad de incorporar estos costos adicionales en las etapas previas del proceso de fijación tarifaria, solicitando, por tanto, se incorporen los costos de implementación y operación derivados de las obligaciones impuestas por dicha resolución;

3.20.2. Análisis de Osinergmin

Que, la Resolución N° 001-2025-OS/CD modifica a la "Norma que establece disposiciones para la entrega de información en tiempo real de las empresas supervisadas de la Industria del Gas Natural", aprobada mediante Resolución N° 248-2016-OS/CD, ampliando su alcance también a los distribuidores de gas por red de ductos;

Que, para su implementación se requiere la adquisición de equipos y su respectiva instalación; por lo que, los costos asociados a ello deben ser reconocidos por el Regulador. Para ello, se solicitó una cotización a una empresa especializada, en base a especificaciones de equipos similares cuando se implementó a empresas de explotación, procesamiento y transporte por ductos de gas natural y líquidos de gas natural;

Que, la cotización recibida de la empresa PROCETRADI señala que el monto que incurriría una empresa para implementar esta nueva obligación asciende a USD 81 950 (sin IGV). Por tanto, se incorpora este monto dentro del rubro de Inversiones Complementarias a ejecutarse en el 2025;

Que, corresponde declarar fundado este extremo del petitorio del recurso de GdP;

3.21. SOBRE LOS COSTOS DE PLANTAS SATÉLITES DE REGASIFICACIÓN

3.21.1. Argumentos de la recurrente

Que, la recurrente señala que la Resolución 207 no incorpora adecuadamente diversos factores y variables que impactan significativamente en la estimación de costos y el dimensionamiento de las Plantas Satélites de Regasificación (PSR) de GdP. Menciona que

en el Anexo 5 de su recurso se identifican elementos claves a tomar en cuenta para la evaluación de los costos de estas plantas como bombas criogénicas y tanques de almacenamiento, los sistemas de regasificación de gas natural licuado (GNL) tanto ambiental como forzada, los sistemas contra incendios y los sistemas de generación eléctrica de respaldo. Además, se hace referencia a la necesidad de cumplir con distancias de seguridad establecidas para las PSR, así como a la adquisición de terrenos para su desarrollo;

3.21.2. Análisis de Osinergmin

Que, con relación al análisis de este extremo nos remitimos al análisis efectuado en el numeral 3.1.2.2 precedente y en el numeral 4.1.1 del Informe Técnico [N° 121-2025-GRT](#);

Que, corresponde declarar fundado en parte este extremo del petitorio del recurso de GdP;

3.22. SOBRE LA NULIDAD DE LA RESOLUCIÓN N° 207-2024-OS/CD

Que, conforme a los fundamentos expuestos en los Informes [N° 121-2025-GRT](#) y [N° 125-2025-GRT](#), en el acto administrativo materia de la Resolución 207 no se configuran las causales previstas en el artículo 10 del TUO de la LPAG, en tanto ha sido emitida cumpliendo con cada uno de los requisitos de validez: emitida por el órgano competente (Consejo Directivo de Osinergmin); con objeto o contenido inequívoco (fijación de las tarifas de distribución de gas natural por red de ductos de la Concesión Norte); persigue una finalidad pública; debidamente motivado; y se ha cumplido el procedimiento previsto en la Norma "Procedimientos para Fijación de Precios Regulados" para su generación;

Que, además, conforme a lo establecido en la Sentencia recaída en el Expediente N° 0884-2004-AA/TC, la nulidad de un acto administrativo no se fundamenta exclusivamente en la existencia de vicios formales, sino que debe demostrarse un perjuicio concreto al interés público. A la luz de este criterio jurisprudencial, la validez de la Resolución 207 se ha analizado no solo desde la perspectiva de la legalidad formal, sino también en función de su impacto en el interés público. En este caso, dicho interés público se materializa en la necesidad de garantizar que los usuarios del servicio público de distribución de gas natural por red de ductos paguen tarifas que reflejen criterios de eficiencia y viabilicen la continuidad, calidad y sostenibilidad del servicio;

Que, tras un análisis de fondo, si bien la valoración de medios probatorios, así como la interpretación y aplicación del derecho han conducido a que se declaren fundados o fundados en parte algunos extremos del recurso materia de análisis; ello no configura un vicio de nulidad, conforme se establece en el artículo 6 del TUO de la LPAG;

RESOLUCIÓN DE CONSEJO DIRECTIVO
ORGANISMO SUPERVISOR DE LA INVERSIÓN EN ENERGÍA Y MINERÍA
OSINERGMIN N° 027-2025-OS/CD

Que, de acuerdo con lo señalado, la Resolución 207 ha sido debidamente motivada y ha sido emitida en concordancia con el ordenamiento jurídico y los principios del derecho por lo que corresponde declarar no ha lugar la nulidad de la Resolución 207;

Que, como consecuencia del análisis del recurso de reconsideración interpuesto por Gases del Pacífico S.A.C. se han declarado fundados y fundado en parte determinados extremos de del petitorio. Asimismo, se han efectuado modificaciones y/o correcciones producto del análisis del recurso, por lo que corresponde disponer las modificaciones pertinentes a la Resolución 207, las cuales se encuentran sustentadas en los Informes Técnicos [N° 122-2025-GRT](#), [N° 124-2025-GRT](#) y [N° 126-2025-GRT](#);

Que, se han emitido los Informes Técnicos [N° 121-2025-GRT](#), [N° 122-2025-GRT](#), [N° 124-2025-GRT](#) y [N° 126-2025-GRT](#) y el Informe Legal [N° 125-2025-GRT](#) elaborados por la División de Gas Natural y la Asesoría Legal de la Gerencia de Regulación de Tarifas, los cuales complementan la motivación de la decisión del Consejo Directivo de Osinergmin, cumpliendo de esta manera con el requisito de validez de los actos administrativos;

De conformidad con lo establecido en la Ley N° 27332, Ley Marco de los Organismos Reguladores de la Inversión Privada en los Servicios Públicos; en el Decreto Supremo N° 010-2016-PCM, Reglamento de Organización y Funciones de Osinergmin, en el Decreto Supremo N° 054-2001-PCM, Reglamento General de Osinergmin; en el Decreto Supremo N° 040-2008-EM, Texto Único Ordenado del Reglamento de Distribución de Gas Natural por Red de Ductos y en el Texto Único Ordenado de la Ley N° 27444, Ley del Procedimiento Administrativo General, aprobado mediante Decreto Supremo N° 004-2019-JUS, así como en sus respectivas normas modificatorias y complementarias y;

Estando a lo acordado por el Consejo Directivo de Osinergmin en su Sesión N° 06-2025, de fecha 03 de marzo de 2025.

SE RESUELVE:

Artículo 1.- Declarar No Ha Lugar la solicitud de nulidad planteada por la empresa Gases del Pacífico S.A.C. en los numerales 2.3.1, 2.4.2. y 2.5.2 de su recurso de reconsideración contra la Resolución N° 207-2024-OS/CD, conforme a los fundamentos expuestos en los numerales 3.3.1.2, 3.4.2.2, 3.5.2.2 y 3.22 de la parte considerativa de la presente resolución.

Artículo 2.- Declarar fundados los extremos del petitorio señalados en los numerales 2.3.5 y 2.20 del recurso de reconsideración interpuesto por la empresa Gases del Pacífico S.A.C. contra la Resolución N° 207-2024-OS/CD, por los fundamentos expuestos en el análisis contenido en los numerales 3.3.5.2. y 3.20.2.

Artículo 3.- Declarar fundados en parte los extremos del petitorio señalados en los numerales 2.1.1, 2.1.2, 2.2.1, 2.2.2, 2.2.6, 2.3.2, 2.3.3, 2.4.1, 2.5.1, 2.5.2, 2.5.3, 2.5.4, 2.9, 2.10, 2.13, 2.18 y 2.21 del recurso de reconsideración interpuesto por la empresa Gases del Pacífico S.A.C. contra la Resolución

RESOLUCIÓN DE CONSEJO DIRECTIVO
ORGANISMO SUPERVISOR DE LA INVERSIÓN EN ENERGÍA Y MINERÍA
OSINERGMIN N° 027-2025-OS/CD

N° 207-2024-OS/CD, por los fundamentos expuestos en el análisis contenido en los numerales 3.1.1.2, 3.1.2.2, 3.2.1.2, 3.2.2.2, 3.2.6.2, 3.3.2.2, 3.3.3.2, 3.4.1.2, 3.5.1.2, 3.5.2.2, 3.5.3.2, 3.5.4.2, 3.9.2, 3.10.2, 3.13.2, 3.18.2 y 3.21.2.

Artículo 4.- Declarar infundados los extremos del petitorio señalado en los numerales 2.2.3, 2.2.4, 2.2.5, 2.3.1, 2.3.4, 2.3.6, 2.4.2, 2.5.5, 2.6, 2.7, 2.8, 2.11, 2.12, 2.14, 2.15, 2.16, 2.17, 2.19 del recurso de reconsideración interpuesto por la empresa Gases del Pacífico S.A.C. contra la Resolución N° 207-2024-OS/CD, por los fundamentos expuestos en el análisis contenido en los numerales 3.2.3.2, 3.2.4.2, 3.2.5.2, 3.3.1.2, 3.3.4.2, 3.3.6.2, 3.4.2.2, 3.5.5.2, 3.6.2, 3.7.2, 3.8.2, 3.11.2, 3.12.2, 3.14.2, 3.15.2, 3.16.2, 3.17.2, 3.19.2.

Artículo 5.- Modificar el artículo 3 de la Resolución N° 207-2024-OS/CD, conforme al siguiente texto:

“Artículo 3.- Valor Nuevo de Reemplazo

*Fijar el Valor Nuevo de Reemplazo de la Concesión de Distribución de Gas Natural por Red de Ductos de la Concesión Norte en **USD 178,20** millones correspondiente a las inversiones existentes del servicio reconocidas hasta el 31 de enero de 2024, de acuerdo con lo establecido en el Informe Técnico [N° 126-2025-GRT](#).*

*Este valor se actualizará según la fórmula indicada en el artículo **14** de la presente Resolución.”*

Artículo 6.- Modificar el cuadro N° 2 del artículo 5 de la Resolución N° 207-2024-OS/CD, conforme a lo siguiente:

*“Artículo 5.- Margen de Distribución GNL
 (...)”*

Cuadro N° 2
Margen de Transporte Virtual (MDTV) y de Regasificación (MDR)

Categoría Tarifaria	Rango de Consumo Sm³/Cliente-mes	Margen de Distribución GNL	
		Transporte Virtual (MDTV) USD/Mil Sm³	Regasificación (MDR) USD/Mil Sm³
Categorías Volumétricas			
A1	0 m³ - 100 m³	51,7206	53,5452
A2	101 m³ - 300 m³	51,7206	53,5452
B	301 m³ - 1 000 m³	51,7206	53,5452
C	1 001 m³ - 5 000 m³	51,7206	53,5452
D	5 001 m³ - 38 000 m³	51,7206	53,5452
E	38 001 m³ - 143 000 m³	51,7206	53,5452
F	143 001 m³ a más	51,7206	53,5452

RESOLUCIÓN DE CONSEJO DIRECTIVO
ORGANISMO SUPERVISOR DE LA INVERSIÓN EN ENERGÍA Y MINERÍA
OSINERGMIN N° 027-2025-OS/CD

Categorías Especiales			
IP	Instituciones Públicas	51,7206	53,5452
GNV	Estaciones GNV	51,7206	53,5452
Pesca	Consumidores estacionales	51,7206	53,5452
GE	Generación Eléctrica	51,7206	53,5452

(...)"

Artículo 7.- Modificar el cuadro N° 3 del artículo 6 de la Resolución N° 207-2024-OS/CD, conforme a lo siguiente:

"Artículo 6.- Tarifas por el Servicio de Distribución de Gas Natural

(...)

Cuadro N° 3
Tarifas por el Servicio de Distribución de Gas Natural

Categoría	Rango de Consumo Sm³/Cliente-mes	Margen de Comercialización		Margen de Distribución		
		Fijo (MCF) USD/mes	Capacidad (MCC) USD/(Sm³/d)- mes	Margen de Distribución por Ductos (MDD) USD/Mil Sm³	Margen de Distribución GNL	
					Transporte Virtual (MDTV) USD/Mil Sm³	Regasificación (MDR) USD/Mil Sm³
Categorías Volumétricas						
A1	0 m³ - 100 m³	0,54		219,2993	51,7206	53,5452
A2	101 m³ - 300 m³	1,69		198,8895	51,7206	53,5452
B	301 m³ - 1 000 m³	4,62		190,8106	51,7206	53,5452
C	1 001 m³ - 5 000 m³	16,86		181,1372	51,7206	53,5452
D	5 001 m³ - 38 000 m³		0,2492	165,8298	51,7206	53,5452
E	38 001 m³ - 143 000 m³		0,2368	157,5383	51,7206	53,5452
F	143 001 m³ a más		0,2264	150,6287	51,7206	53,5452
Categorías Especiales						
IP	Instituciones Públicas	0,41		165,8298	51,7206	53,5452
GNV	Estaciones GNV		0,2318	154,2430	51,7206	53,5452
Pesca	Consumidores estacionales			234,2602	51,7206	53,5452
GE	Generación Eléctrica		0,1417	94,2891	51,7206	53,5452

"

Artículo 8.- Modificar el cuadro N° 4 del artículo 7 de la Resolución N° 207-2024-OS/CD, conforme con lo siguiente:

"Artículo 7.- Derecho de Conexión y Factores K

(...)

Cuadro N° 4
Derechos de Conexión y Factores K

RESOLUCIÓN DE CONSEJO DIRECTIVO
ORGANISMO SUPERVISOR DE LA INVERSIÓN EN ENERGÍA Y MINERÍA
OSINERGMIN N° 027-2025-OS/CD

Categoría Tarifaria	Derecho de Conexión (USD/m ³ -día)	Factor K
Categorías Volumétricas		
A1	84,21	9
A2	84,21	9
B	7,88	3
C	8,56	3
D	3,31	6
E	2,27	6
F	0,96	6
Categorías Especiales		
IP	7,88	3
GNV	6,02	4
Pesca	2,54	6
GE	2,87	6

Nota: Para las categorías A1, A2 e IP se considera el consumo promedio mensual de **0,4759 m³/d.**

(...)"

Artículo 9.- Modificar el cuadro N° 5 del artículo 8 de la Resolución N° 207-2024-OS/CD, conforme con lo siguiente:

Artículo 8.- Topes Máximos de Acometida

(...)"

Cuadro N° 5

Topes máximos de Acometida para consumidores con consumos menores o iguales a 300 m³/mes

Tipo de Medidor	Tope Máximo de Acometida en gabinete de uso individual o compartido (USD/Acometida)			
	Uso Individual	Uso Compartido		
		Doble	Triple	Cuádruple
G1.6 (2,5 Sm ³ /h)	74,31	66,02	55,85	50,85
G4 (6 Sm ³ /h)	89,76	80,75	70,33	65,22
G6 (10 Sm ³ /h)	120,18			

Nota: No se incluye gabinete ni obras civiles.

(...)"

Artículo 10.- Modificar el cuadro N° 9 del artículo 14 de la Resolución N° 207-2024-OS/CD, conforme con lo siguiente:

"Artículo 14.- Fórmulas de Actualización

(...)

Cuadro N° 9
Parámetros Generales de Actualización

VNR Existente				
Parámetro	a	b	c	d
VNR Existente	1	0	0	0
TARIFAS DE DISTRIBUCIÓN				
Parámetro	a	b	c	d
MDD y MC	0,0197	0,0065	0,0335	0,9403
MDTV	0	0	0	1
MDR	0,5265	0	0	0,4735

INSTALACIÓN DE ACOMETIDA				
Tipo de Medidor	a	b	c	d
G1.6 en G. Simple	0,7933	0	0	0,2067
G1.6 en G. Doble	0,8744	0	0	0,1256
G1.6 en G. Triple	0,8928	0	0	0,1072
G1.6 en G. Cuádruple	0,9031	0	0	0,0969
G4 en G. Simple	0,8289	0	0	0,1711
G4 en G. Doble	0,8973	0	0	0,1027
G4 en G. Triple	0,9149	0	0	0,0851
G4 en G. Cuádruple	0,9245	0	0	0,0755
G6 en G. Simple	0,8670	0	0	0,1330

DERECHO DE CONEXIÓN				
Categorías	a	b	c	d
A1, A2, B, IP, C y D	0	0	1	0
E, F, GNV, Pesca y GE	0	0	1	0

INSPECCIÓN, SUPERVISIÓN Y HABILITACIÓN DE REDES INTERNAS				
Categorías	a	b	c	d
B, C, D, E, F, GNV, Pesca y GE	0	0	0	1

CORTE Y RECONEXIÓN				
Parámetro	a	b	c	d
CORTE	0	0	0	1
RECONEXIÓN	0	0	0	1

Artículo 11.- Modificar el cuadro N° 1.1 del Anexo 1 de la Resolución N° 207-2024-OS/CD, conforme con lo siguiente:

“3) Inventario de instalaciones del Plan Quinquenal de Inversiones 2025-2029

RESOLUCIÓN DE CONSEJO DIRECTIVO
ORGANISMO SUPERVISOR DE LA INVERSIÓN EN ENERGÍA Y MINERÍA
OSINERGMIN N° 027-2025-OS/CD

(...)

Cuadro N° 1.1
Proyección de Instalaciones del Plan Quinquenal de Inversiones
2025-2029

Grupo	SubGrupo	Unidad	Proyectado					Total
			2025	2026	2027	2028	2029	
Gasoducto	Acero	m	-	-	-	-	-	-
	PE	m	58 278	32 675	179	10	-	91 142
Tubería de Conexión	Acero	m	-	-	-	-	-	-
	PE	m	14 356	57 208	54 363	54 353	-	180 280
Estaciones	ERP ^(*)	Unidad	1	1	-	-	-	2
	City Gate	Unidad	-	-	-	-	-	-
Válvulas	Acero	Unidad	-	-	-	-	-	-
	PE	Unidad	64	35	6	1	-	106
Obras Especiales	Cruce de Ríos	Unidad	-	-	-	-	-	-
	Cruce de Vías	Unidad	14	-	-	-	-	14
	Hot Tap	Unidad	-	-	-	-	-	-
	Otras Obras	Unidad	-	-	-	-	-	-

(*) Considera las Estaciones de Regulación, Medición y Odorización (ERM) de las Estaciones de Distrito (ED).

”

Artículo 12.-. Modificar el numeral 4 del Anexo 1 de la Resolución N° 207-2024-OS/CD, conforme con lo siguiente:

“4) Valorización del Plan Quinquenal de Inversiones 2025 – 2029

Se ha procedido con la valorización de los metrados proyectados en el PQI, para lo cual se han utilizado los costos unitarios del Baremo de Costos, el mismo que se encuentra sustentado en el Informe Técnico [N° 126-2025-GRT](#). En el siguiente cuadro se presenta la valorización de las instalaciones para el periodo 2025-2029 que se reconocerán en las Tarifas de Distribución por Red de Ductos.

Cuadro N° 1.2
Valorización de Instalaciones del Plan Quinquenal de Inversiones 2025 – 2029
(USD)

Grupo	SubGrupo	Proyectado					Total
		2025	2026	2027	2028	2029	
Gasoducto	Acero	-	-	-	-	-	-
	PE	4 923 579	1 443 140	15 210	560	-	6 382 490
Tubería de Conexión	Acero	-	-	-	-	-	-
	PE	527 124	2 100 513	1 996 041	1 995 680	-	6 619 359
Estaciones	ERP (*)	692 887	371 451	-	-	-	1 064 338
	City Gate	-	-	-	-	-	-
Válvulas	Acero	-	-	-	-	-	-

RESOLUCIÓN DE CONSEJO DIRECTIVO
ORGANISMO SUPERVISOR DE LA INVERSIÓN EN ENERGÍA Y MINERÍA
OSINERGMIN N° 027-2025-OS/CD

	PE	83 195	20 797	5 447	312	-	109 751
Obras Especiales	Cruce de Ríos	-	-	-	-	-	-
	Cruce de Vías (**)	669 626	-	-	-	-	669 626
	Hot Tap	-	-	-	-	-	-
	Otras Obras	-	-	-	-	-	-
Inversiones Complementarias		101 950	-	-	-	-	101 950
Total		6 998 361	3 935 902	2 016 699	1 996 551	-	14 947 513

(*) Incluyen la valorización de las Estaciones de Regulación, Medición y Odorización (ERM) de las Estaciones de Distrito (ED).

(**) Considera la valorización con perforación dirigida (HDD).

(...)

*De acuerdo con el TUO del Reglamento de Distribución de gas natural por red de ductos para el periodo 2025 – 2029, las tarifas se calculan para el periodo de 4 años, por ello, el monto de inversiones del PQI que se incorpora a la tarifa corresponde a la suma de **14,95 MMUSD.**”*

Artículo 13.- Incorporar, como parte integrante de la presente resolución, el Informe Legal [N° 125-2025-GRT](#) y los Informes Técnicos [N° 121-2025-GRT](#), [N° 122-2025-GRT](#), [N° 124-2025-GRT](#) y [N° 126-2025-GRT](#).

Artículo 14.- Disponer la publicación de la presente resolución en el diario oficial “El Peruano” y en el Portal Institucional de Osinergmin: www.gob.pe/osinergmin, y consignarla, conjuntamente con el Informe Legal [N° 125-2025-GRT](#) y los Informes Técnicos [N° 121-2025-GRT](#), [N° 122-2025-GRT](#), [N° 124-2025-GRT](#) y [N° 126-2025-GRT](#) en la página web Institucional de Osinergmin: <https://www.osinergmin.gob.pe/Resoluciones/Resoluciones-GRT-2025.aspx>

Omar Chambergo Rodríguez
Presidente del Consejo Directivo
Osinergmin