

Informe Legal N° 786-2024-GRT

Informe sobre la procedencia de publicar el proyecto de Fijación de las Tarifas de Distribución de Gas Natural del periodo 2025-2028, de aprobación del Plan Quinquenal de Inversiones 2025-2029, y los demás conceptos previstos en el Reglamento de Distribución aplicables a la Concesión Norte

Para : **Raúl Edgardo Montoya Benites**
Gerente (e) de la División de Gas Natural

Expediente : D. 151-2024-GRT

Fecha : 30 de octubre de 2024

Resumen

En el presente informe se analiza la procedencia de publicar la propuesta de fijación de las Tarifas de Distribución de Gas Natural por Red de Ductos para la Concesión Norte del periodo 2025-2028, de acuerdo con las facultades legales de Osinergmin, y la procedencia de aprobar el Plan Quinquenal de Inversiones 2025-2029, así como los demás conceptos previstos en el TUO del Reglamento de Distribución de gas natural por red de ductos.

Los plazos establecidos en el “Procedimiento para Fijación de las Tarifas de Distribución de Gas Natural por Red de Ductos, Acometidas y Cargos de Mantenimiento Corte y Reconexión” (“Procedimiento de Fijación de Tarifas”), referidos a cada una de las etapas que comprende el procedimiento regulatorio han sido cumplidos. Las etapas del procedimiento comprenden la presentación de la propuesta tarifaria, la audiencia pública de sustento de dicha propuesta, las observaciones efectuadas por Osinergmin y las respuestas del Concesionario a éstas.

En el presente informe se concluye, respecto de los temas de índole legal del procedimiento regulatorio, en respuesta a las consultas del área técnica y a los aspectos identificados durante el trámite del proceso tarifario, lo siguiente:

- i) Fecha de inicio y término del periodo regulatorio de la Concesión Norte: Conforme a lo establecido en el Reglamento de Distribución, las inversiones correspondientes a cada periodo tarifario deben programarse mediante planes quinquenales, ejecutados a través de planes anuales, considerando años calendarios. Si el primer periodo regulatorio se iniciara el 31 de diciembre de 2024, resultaría jurídica y fácticamente inviable que el Concesionario presente y ejecute el plan anual 2024, dada la imposibilidad de cumplir con las exigencias normativas en un solo día (lo que incluye, por ejemplo, la obligación de considerar cronogramas trimestrales de ejecución). Esta situación contraviene las exigencias del Reglamento de Distribución y genera una

afectación al Principio de Razonabilidad, que exige que las decisiones regulatorias sean proporcionales y adecuadas a los fines perseguidos.

En ese sentido, esta Asesoría es de la opinión que el periodo regulatorio se inicie el 1 de enero de 2025; y en observancia del criterio regulatorio previsto en el artículo 121 del Reglamento de Distribución, se recomienda mantener la vigencia de las tarifas iniciales hasta el 31 de diciembre de 2024 y no sólo hasta el 30 de diciembre de 2024, en tanto resulta inviable que el Concesionario puede ejecutar nuevas inversiones (en un solo día) que deban ser remuneradas con cargo a las nuevas tarifas de distribución.

- ii) Fecha de inicio y término del Plan Quinquenal de Inversiones de la Concesión Norte: En línea con el análisis desarrollado en el numeral i) y en atención a lo dispuesto en el Reglamento de Distribución, según el cual la ejecución y reconocimiento de las inversiones debe guardar correspondencia con las anualidades consideradas para la determinación de las tarifas de distribución; esta Asesoría es de la opinión que resulta razonable y jurídicamente válido que el Plan Quinquenal de inversiones inicie en el año 2025 y concluya en el año 2029.
- iii) Adaptabilidad de las redes de distribución: El criterio regulatorio para el reconocimiento de inversiones en función de la adaptabilidad de la red a la demanda, tiene su fundamento en el Reglamento de Distribución, en el que se establece que, sólo se reconocerán las inversiones necesarias para la prestación del servicio, otorgándose a Osinergmin la facultad de rechazar los bienes y costos innecesarios propuestos. La sujeción al principio de eficiencia, que busca garantizar una red adaptada de manera óptima a la demanda proyectada, ha sido desarrollada, en el marco normativo sectorial aprobado por Osinergmin. Además, en el Contrato de Concesión se establece la obligación del Concesionario, de cumplir con el Reglamento de Distribución y la normativa aplicable, por lo que la adaptabilidad de la red es un criterio vinculante para garantizar la eficiencia en la prestación del servicio. En cuanto a los argumentos sobre discriminación regulatoria con el servicio de transporte de gas natural por ductos y, en complemento a lo señalado por el área técnica; esta Asesoría es de la opinión que, conforme al marco normativo y contractual, los criterios de reconocimiento de inversiones son distintos, lo que justifica que no exista un tratamiento idéntico entre esta concesión de distribución y la concesión de transporte, por lo que se desvirtúan los argumentos de discriminación. Cabe destacar que el criterio de adaptación de redes fue igualmente aplicado en el proceso regulatorio 2022-2026 de la Concesión de Ica (Resolución N° 103-2022-OS/CD).
- iv) Tratamiento regulatorio aplicable al Flete de Transporte Virtual (FTV) y a los precios totales del GNL (Precio de GNL) cargado en Melchorita: El FTV y el Precio del GNL en Melchorita han sido establecidos en la Cláusula 11.2 del Contrato de Concesión, por lo que, en concordancia con lo establecido en el Reglamento de Distribución, se mantienen vigentes durante el Primer Periodo Tarifario, esto es para las tarifas contractuales o tarifas iniciales. En el caso del FTV, Osinergmin deberá establecer un nuevo valor máximo del transporte virtual de GNL al finalizar dicho periodo, incorporándolo en el Margen de Distribución como parte de los costos eficientes necesarios, de acuerdo con lo previsto en el Reglamento de Distribución. Para el Precio del GNL en Melchorita continuará aplicándose a la Concesión Norte, incluso después del Primer Periodo Tarifario, dado que su vigencia no solo está condicionada al

régimen tarifario contractual, sino también al Contrato de Suministro de GNL, cuya fecha de término se tiene prevista para el 31 de octubre de 2028.

- v) Aprobación del Plan de Promoción: De acuerdo con lo establecido en el Reglamento de Distribución, la elaboración y presentación de un Plan de Promoción no es potestativa para el Concesionario. Por tal razón, corresponde al área técnica analizar la viabilidad de implementar un Plan de Promoción, considerando si tal medida resta competitividad a las tarifas de distribución de acuerdo a lo establecido en los artículos 107 y 112a del citado reglamento.
- vi) Competitividad de las tarifas finales de gas natural: Conforme al marco normativo y contractual, Osinergmin tiene la obligación de fijar las Tarifas de Distribución con criterios de eficiencia, procurando que las tarifas finales de gas natural generen ahorros a los usuarios. Corresponde al área técnica pronunciarse sobre los criterios regulatorios aplicados en la fijación de las Tarifas de Distribución vinculados a la competitividad.

Por lo expuesto, esta Asesoría considera procedente someter a la aprobación del Consejo Directivo, el proyecto tarifario, así como convocar a audiencia pública de sustento por parte de Osinergmin y otorgar un plazo para la recepción de opiniones y sugerencias de los interesados, para el posterior análisis y decisión.

Informe Legal N° 786-2024-GRT

Informe sobre la procedencia de publicar el proyecto de Fijación de las Tarifas de Distribución de Gas Natural por Red aplicable al periodo 2025-2028, el proyecto de aprobación del Plan Quinquenal de Inversiones 2025-2029, así como los demás conceptos previstos en el Reglamento de Distribución aplicables a la Concesión Norte

1. Conceptos aplicables en la publicación del proyecto de resolución tarifaria

1.1. Función reguladora de Osinerghmin

- 1.1.1 Conforme a lo establecido en el artículo 79 de la Ley N° 26221, Ley Orgánica de Hidrocarburos, la actividad de distribución de gas natural por red de ductos es un servicio público que se presta en virtud de un título habilitante denominado concesión, el cual es otorgado por el Estado a través del Ministerio de Energía y Minas (en adelante "Minem"), para una determinada área geográfica.
- 1.1.2 En el artículo 80 de la Ley N° 26221 se señala que el Minem determinará la autoridad competente para regular el servicio de distribución de gas natural por red de ductos y aprobará el reglamento que establecerá, entre otros aspectos:
 - a) la normativa específica para otorgar concesiones, b) la organización, funciones, derechos y obligaciones de la autoridad competente de regulación, c) las normas para determinar los precios máximos al consumidor y otros.
- 1.1.3 Mediante Decreto Supremo N° 040-2008-EM, se aprobó el Texto Único Ordenado del Reglamento de Distribución de Gas Natural por Red de Ductos (en adelante "Reglamento de Distribución de Gas Natural"), en el cual se establecieron los lineamientos y criterios básicos para la fijación de las tarifas por el servicio público de distribución de gas natural por red de ductos y se dispuso a Osinerghmin como el órgano encargado de la fijación tarifaria de dicho servicio.
- 1.1.4 La función reguladora de Osinerghmin se encuentra reconocida en el artículo 3 de la Ley N° 27332, Ley Marco de los Organismos Reguladores de la Inversión Privada en los Servicios Públicos. Dicha función, exclusiva del Consejo Directivo, comprende la facultad de fijar mediante resoluciones, las tarifas de los servicios bajo su ámbito, sujetándose a los criterios y principios previstos en las legislaciones sectoriales vigentes.
- 1.1.5 Conforme a lo dispuesto en el inciso b) del artículo 7 del Reglamento de Organización y Funciones del Osinerghmin, aprobado por Decreto Supremo N° 010-2016-PCM, corresponde al Consejo Directivo ejercer la función reguladora, de manera exclusiva, a través de resoluciones.
- 1.1.6 Asimismo, de acuerdo a lo dispuesto en los artículos 26, 27, 28 y el literal q) del artículo 52 del Reglamento General de Osinerghmin, aprobado mediante Decreto Supremo N° 054-2001-PCM (en adelante "Reglamento General"), corresponde al Consejo Directivo, fijar, revisar y modificar las tarifas y compensaciones por el servicio de transporte de hidrocarburos líquidos por ductos, de transporte de gas natural por ductos y por el servicio de distribución de gas natural por red de

ductos, de acuerdo a los criterios establecidos en las normas aplicables del subsector hidrocarburos.

1.2. Tarifas de distribución de gas natural y Valor Nuevo de Reemplazo

- 1.2.1. Con fecha 18 de octubre de 2013, se publicó la Resolución Suprema N° 067-2013-EM mediante la cual se otorgó a la empresa Gases del Pacífico S.A.C. - Quavii (en adelante "Concesionario" o "GdP") la Concesión de Distribución de Gas Natural por Red de Ductos de la Concesión Norte que comprende a las localidades de: La Libertad, Lambayeque, Cajamarca y Ancash, y se aprobó el Contrato de Concesión, que fue suscrito con fecha 31 de octubre de 2013.
- 1.2.2. En el numeral 11.1 de la Cláusula 11 del Contrato de Concesión se establece que el plazo de vigencia de las tarifas iniciales y demás cargos constituye el Primer Periodo Tarifario, el cual, conforme a los artículos 121 y 128 del Reglamento de Distribución, se inicia al término de un año después de la Fecha de Cierre y concluye ocho (8) años después.
- 1.2.3. El 10 de abril de 2019, se publicó la Resolución Suprema N° 001-2019-EM mediante la cual se aprobó la Primera Adenda al Contrato de Concesión, en la que, se modificaron las categorías tarifarias inicialmente aprobadas; segmentándolas en menores rangos de consumo e incorporando una nueva categoría tarifaria especial.
- 1.2.4. Osinergmin como autoridad administrativa es la encargada de aprobar las tarifas máximas y sus respectivas fórmulas de actualización, luego de las tarifas iniciales, que se aplicarán con una vigencia de cuatro años, ello, conforme con el Contrato de Concesión y los artículos 120 y 121 del Reglamento de Distribución.
- 1.2.5. En el Informe Técnico N° 341-2021-MINEM/DGH-DGGN-DNH remitido mediante Oficio N° 2250-2021-MINEM/DGH, la Dirección General de Hidrocarburos (en adelante "DGH") concluye que la terminación del Primer Periodo Tarifario ocurrirá el 30 de diciembre de 2024, siempre que no se presenten nuevas solicitudes de fuerza mayor y/o suspensión de los plazos del Contrato de Concesión, y que la primera revisión tarifaria debe realizarse luego de transcurrida dicha fecha.
- 1.2.6. Por lo expuesto, encontrándose próximo el término del Primer Periodo Tarifario, corresponde a Osinergmin, como órgano competente, aprobar las tarifas de distribución de gas natural por red de ductos (en adelante "Tarifas de Distribución") aplicables a la Concesión Norte, con una vigencia de cuatro años.
- 1.2.7. La fijación tarifaria debe considerar lo dispuesto en el artículo 105 del Reglamento de Distribución, donde se señala que las tarifas de distribución de gas natural por red de ductos deberán proveer al Concesionario los recursos para cubrir los costos eficientes de la prestación del servicio. Además, de acuerdo con el artículo 106, la tarifa de distribución que está compuesta por el Margen de Distribución y el Margen Comercial, es la retribución máxima que recibirá el Concesionario y que se aplicará al Consumidor.

- 1.2.8. De acuerdo a lo dispuesto en el artículo 108 del Reglamento de Distribución, el Margen de Distribución se basará en una empresa eficiente.
- 1.2.9. Los costos de operación y mantenimiento corresponden a costos eficientes de la distribución y comercialización, según sea el caso, comparables con valores estándares internacionales; ello de acuerdo a lo dispuesto en el artículo 112 del Reglamento de Distribución.
- 1.2.10. En el artículo 116 del citado cuerpo legal, se señala que el Margen Comercial se basará en una gestión comercial eficiente, comprendiendo, entre otros, a la Anualidad del Valor Nuevo de Reemplazo requerida para el desarrollo de la actividad comercial, los costos de operación y mantenimiento asociados a la atención del Consumidor y los Costos de facturación y cobranza.
- 1.2.11. Cada cuatro años, conforme lo dispuesto en el artículo 111 del Reglamento de Distribución, Osinergmin actualiza el Valor Nuevo de Reemplazo (VNR), considerando la información presentada por el Concesionario y lo señalado en el artículo 110 del Reglamento de Distribución, en el que se define el VNR como el costo de renovar las obras y bienes físicos destinados a prestar el Servicio de Distribución con la tecnología y precios vigentes, así como también, las inversiones consideradas en el Plan Quinquenal de Inversiones.
- 1.2.12. En consecuencia, dado que el Valor Nuevo de Reemplazo (VNR) es un concepto regulatorio fundamental para la determinación de las tarifas de distribución de gas natural por red de ductos, su aprobación debe realizarse de manera conjunta con la tarifa correspondiente y con una vigencia de cuatro años.

1.3. Aprobación del Plan Quinquenal de Inversiones de la Concesión Norte

- 1.3.1. En el Reglamento de Distribución se dispone que en la tarifa por el servicio de distribución de gas natural se deben reconocer las inversiones proyectadas a ejecutar dentro de un periodo tarifario. Para ello, el Concesionario debe elaborar un Plan Quinquenal de Inversiones (en adelante "Plan Quinquenal"), definido en su numeral 2.33 como el "Programa de ejecución del Sistema de Distribución elaborado por el Concesionario para un período de cinco (5) años".
- 1.3.2. De acuerdo con el artículo 63c del Reglamento de Distribución, el Concesionario debe presentar su propuesta de Plan Quinquenal en un plazo no menor de tres meses antes del inicio del proceso de regulación de tarifas, cumpliendo con los criterios y requisitos mínimos establecidos en los literales a) y b) del mismo artículo.
- 1.3.3. La aprobación del Plan Quinquenal requiere, según el literal d) del precitado artículo 63c, del pronunciamiento previo del Minem sobre la conformidad de la propuesta con la política energética vigente, así como del pronunciamiento de Osinergmin respecto a los aspectos de regulación tarifaria y supervisión del servicio de distribución de gas natural por red de ductos. Además, la propuesta de Plan Quinquenal presentado puede modificarse considerando el

pronunciamiento del Minem y Osinermin, siendo aprobado posteriormente dentro del proceso tarifario.

- 1.3.4. En ese marco, mediante Carta GDP-COM-S-2024-01098, recibida el 05 de marzo de 2024, el Concesionario remitió su propuesta de Plan Quinquenal. Posteriormente, en atención a las observaciones formuladas por la DGH y Osinermin a través del Oficio N° 0366-2024/MINEM-DGH y el Oficio N° 0508-2024-GRT¹, respectivamente, dicha propuesta fue actualizada con Carta N° GDP-COM-S-2024-02240, recibida el 15 de mayo de 2024, según Registro GRT N° 4712-2024.
- 1.3.5. Con Oficio N° 0668-2024/MINEM-DGH recibido el 31 de mayo de 2024, según Registro GRT N° 5324-2024, el Minem remite a Osinermin el Informe Técnico Legal N° 075-2024-MINEM/DGH-DGGN-DNH, donde se concluye que la nueva propuesta presentada por la Concesionaria es concordante con la Política Energética Nacional vigente.
- 1.3.6. Con Oficio N° 239-2024-OS/GG, Osinermin remitió a GdP (con copia al Minem) el Informe Técnico Legal N° 481-2024-GRT² el que contiene el pronunciamento sobre los aspectos de regulación tarifaria y de supervisión sobre la propuesta del Plan Quinquenal, conforme a lo dispuesto en el literal d) del artículo 63c del Reglamento de Distribución.
- 1.3.7. De acuerdo con lo señalado, se verificó que la propuesta de Plan Quinquenal del Concesionario cumple con los criterios y requisitos mínimos establecidos en el marco normativo, habiendo, además, la DGH emitido pronunciamento favorable respecto a la concordancia de dicha propuesta con la Política Energética vigente. Por tanto, corresponde aprobar el Plan Quinquenal aplicable a la Concesión Norte, en el proceso regulatorio de fijación de las Tarifas de Distribución.
- 1.3.8. La evaluación de Osinermin tomará en cuenta que la nueva propuesta de Plan Quinquenal fue remitida luego de la emisión del Informe Técnico Legal N° 075-2024-MINEM/DGH-DGGN-DNH sobre la concordancia de la propuesta con la Política Energética Nacional vigente.
- 1.3.9. En el literal d) del artículo 63c del Reglamento de Distribución se dispone que, al culminar el periodo tarifario, los saldos a favor o en contra que resulten de la liquidación del Plan Quinquenal (y de los planes anuales), serán considerados en la base de la regulación tarifaria para el siguiente periodo tarifario. De acuerdo a ello, al término del siguiente periodo tarifario, corresponderá determinar el saldo resultante de la liquidación que será incluido o descontado de la base tarifaria del próximo periodo regulatorio.

¹ Con Oficio N° 508-2024-GRT de fecha 27 de marzo de 2024, Osinermin remite al Minem (con copia a GdP) el Informe Técnico Legal N° 193-2024-GRT donde verifica los criterios y contenido mínimo de la propuesta de Plan Quinquenal presentada por el Concesionario.

² En el numeral 2 del Informe Técnico Legal N° 481-2024-GRT se detalla el proceso de evaluación previa de la propuesta de Plan Quinquenal.

1.4. Aprobación de Categorías Tarifarias

- 1.4.1. Conforme a lo dispuesto en el artículo 107 del Reglamento de Distribución, las categorías tarifarias son propuestas por el Concesionario, teniendo como base los rangos de consumo, y requieren la aprobación de Osinergmin. En dicho artículo se menciona además que, como mínimo, deben considerarse categorías especiales relacionadas con el GNV, generación eléctrica e instituciones públicas.
- 1.4.1. En línea con lo anterior, en el numeral 6.3 del artículo 6 de la Norma “Condiciones Generales del Servicio de Distribución de Gas Natural y de la Aplicación de las Tarifas al Usuario Final”, aprobada por Resolución N° 054-2016-OS/CD (“Norma de Condiciones Generales”), se señala que los consumidores de gas natural se clasifican en categorías tarifarias según su volumen de consumo mensual y que adicionalmente existen consumidores de categorías especiales (generales o volumétricas).
- 1.4.2. En lo que respecta a las categorías tarifarias generales, en el artículo 9 de la Norma de Condiciones Generales se señala que la categorización por volumen tiene como objetivo establecer tarifas que presenten un comportamiento decreciente a medida que aumenta el volumen de gas natural consumido. Asimismo, se establece que las categorías de consumidores serán denominadas alfabéticamente, comenzando con la letra “A” para la categoría de menor volumen y continuando en orden alfabético conforme aumenta el rango de consumo.
- 1.4.3. Las categorías tarifarias especiales, conforme al artículo 10 de la Norma de Condiciones Generales, se aplican cuando la naturaleza de las actividades que realizan los consumidores y/o el mercado en el que participan impide la categorización por rangos de consumo, ya que hacerlo podría afectar la competencia o causar perjuicios a los agentes del mercado.
- 1.4.4. En virtud de lo expuesto, se advierte que la categorización de los consumidores es esencial para el diseño y determinación de las tarifas de distribución. Por tanto, se concluye que la decisión administrativa con la que se fijen las Tarifas de Distribución debe incluir, de manera conjunta, la aprobación de las categorías volumétricas y especiales aplicables a la Concesión Norte.

1.5. Aprobación de otros conceptos previstos en el Reglamento de Distribución

- 1.5.1. Conforme a lo dispuesto en el artículo 63b del Reglamento de Distribución, el Derecho de Conexión³ es el pago único que realiza el interesado para ser considerado como Consumidor, cargo que es regulado por Osinergmin. Para su

³ Reglamento de Distribución:

2.36 Derecho de Conexión: Es aquel que adquiere el Interesado para acceder al Suministro de Gas Natural dentro de un Área de Concesión, mediante un pago que es regulado por el OSINERGMIN de acuerdo con la naturaleza del servicio, magnitud del consumo o capacidad solicitada, o la distancia comprometida a la red existente. Este pago obliga al Concesionario a efectuar la conexión en plazos no mayores a los señalados en el presente Reglamento, y otorga un derecho al Interesado sobre la capacidad de Suministro solicitada desde el Sistema de Distribución, siempre que se encuentre vigente el Contrato de Suministro entre el Consumidor y el Concesionario. Este Derecho es un bien intangible del Interesado.

fijación, en el artículo citado se establece que Osinergmin debe considerar su naturaleza no reembolsable y el tipo de consumidor. Además, para los consumidores con consumos mayores a 300 m³/mes, debe cubrir el costo esperado de la Tubería de Conexión promedio y, de ser necesario, parte del costo de desarrollo de la Red Común. Para los consumidores regulados con consumos iguales o menores a 300 m³/mes, el Derecho de Conexión no debe exceder el costo esperado de la Tubería de Conexión promedio.

- 1.5.2. En el literal a) del artículo 71 del Reglamento de Distribución se establece que los consumidores regulados cuyo consumo sea inferior o igual a 300 m³/mes, asumirán los costos de Acometida⁴, respetando los tope máximos establecidos por Osinergmin. Por su parte, en el artículo 118 de la misma norma se señala que, para estos consumidores, los tipos de Acometida son definidos por el Concesionario y que la regulación de los cargos correspondientes se realiza por periodos alineados a los de las tarifas de distribución. Cabe destacar que, de acuerdo con el literal b) del artículo 118, el cargo por Acometida para consumidores con consumos mayores a 300 m³/mes no se encuentra sujeto a regulación.
- 1.5.3. Adicionalmente, según lo dispuesto en el literal b) del artículo 71 del Reglamento de Distribución, corresponde a Osinergmin regular los cargos por concepto de inspección, supervisión y habilitación de instalaciones internas efectuadas por el Concesionario. En el artículo 112 de la misma norma se establece que los costos por concepto de Inspección, supervisión y habilitación de Instalaciones Internas de los consumidores con consumos menores a 300 m³/mes, deben ser incorporados como parte de los costos de operación y mantenimiento de la concesión, correspondiendo por tanto a Osinergmin regular los cargos mencionados para los consumidores con consumos mayores a 300 m³/mes.
- 1.5.4. Con relación a los cargos por corte y reconexión del servicio de distribución de gas natural por red de ductos, en el artículo 75 del Reglamento de Distribución, se establece que éstos deben ser propuestos por el concesionario y aprobados por Osinergmin; estableciéndose además que, mediante resolución, Osinergmin debe especificar la metodología y criterios empleados. En este contexto, en los artículos 4 y 5 de la Norma "Condiciones de Aplicación de Corte y Reconexión de Suministros en Concesiones de Distribución de Gas Natural", aprobada con Resolución N° 664-2008-OS/CD, se establecen los tipos de corte y reconexión (tipos I, II y III) y los supuestos en los que son aplicables.
- 1.5.5. En relación al Factor k, cabe precisar que éste constituye un valor que sirve de insumo para la evaluación técnica de la viabilidad de nuevos suministros que debe realizar cada concesionario, y de conformidad con lo dispuesto en la Tercera Disposición Complementaria del Procedimiento de Viabilidad de Nuevos Suministros de Gas Natural aprobado con Resolución N° 056-2009-OS/CD, corresponde a Osinergmin aprobar el referido Factor k aplicable para cada concesión, cada vez que realice un proceso de fijación y/o revisión tarifaria.

⁴ Reglamento de Distribución:

2.1 Acometida: Instalaciones que permiten el Suministro de Gas Natural desde las redes de Distribución hasta las instalaciones internas. La Acometida tiene, entre otros componentes, los equipos de regulación, el medidor, accesorios, filtros y las válvulas de protección.

- 1.5.6. Es importante señalar que, de acuerdo con el numeral 8.2.1 de la Resolución N° 080-2012-OS/CD, mediante la cual se aprobó la Norma “Procedimientos para Fijación de Precios Regulados”, la fijación de las tarifas de distribución, los cargos de corte y reconexión, así como los topes máximos de Acometidas y otros, para las concesiones que culminen la vigencia de sus tarifas iniciales, se realizarán en un único procedimiento y tendrán una vigencia de cuatro (4) años.
- 1.5.7. Por tanto, corresponde que en la resolución con la que se fijen las Tarifas de Distribución, se aprueben los conceptos regulatorios antes mencionados aplicables a la Concesión Norte en el periodo 2025-2028.

2. Cumplimiento de las etapas previstas para la fijación de tarifas de distribución

- 2.1. En cumplimiento de la Ley N° 27838, Ley de Transparencia y Simplificación de los Procedimientos Regulatorios de Tarifas, para la fijación de las tarifas de distribución de gas natural por red de ductos y los demás conceptos regulatorios antes mencionados, deben cumplirse con las etapas señaladas en los ítems del Anexo C.2 de la norma aprobada con Resolución N° 080-2012-OS/CD en el que se establece el “Procedimiento para Fijación de las Tarifas de Distribución de Gas Natural por Red de Ductos, Acometidas y Cargos de Mantenimiento, Corte y Reconexión” (en adelante “Procedimiento de Fijación de Tarifas”), en el cual se establecen las obligaciones y plazos aplicables al procedimiento regulatorio.
- 2.2. Los plazos previstos en el Anexo C.2 del Procedimiento de Fijación de Tarifas, son de naturaleza consecutiva y preclusiva, correspondiendo verificar el cumplimiento de todos los ítems previos al ítem g “Prepublicación del Proyecto de Resolución que fija la Tarifa y la relación de la información que la sustenta, y convocatoria a Audiencia Pública del OSINERGMIN-GART”. En ese sentido, a continuación, se analiza el cumplimiento de las etapas previstas en los ítems del a) al f).

Ítem	Proceso	Cumplimiento
a	Presentación de la Propuesta Tarifaria y Estudios Técnico-Económicos	Mediante Carta N° GDP-COM-S-2024-02636, de fecha 31 de mayo de 2024, según Registro GRT N° 5304-2024, GdP remitió a Osineergmin su propuesta tarifaria de tarifas de distribución de gas natural por red de ductos y cargos complementarios para el periodo 2025-2028. La Propuesta Tarifaria fue complementada mediante Carta N° GDP-COM-S-2024-02768, de fecha 10 de junio de 2024, en atención al Oficio N° 927-2024-GRT.
b	Publicación de la Propuesta Tarifaria y convocatoria a Audiencia Pública de Concesionario	El jueves 06 de junio de 2024 se publicó la propuesta tarifaria presentada por GdP y la Convocatoria a Audiencia Pública (en el diario El Comercio, diario Mi Ciudad de Trujillo – La Libertad y en el Diario De Chimbote).
c	Audiencia Pública del Concesionario	Con fechas 12 y 14 de junio de 2024, en las ciudades de Trujillo y Chimbote, respectivamente, se llevaron a cabo las Audiencias Públicas convocadas por

		Osineergmin, en las que GdP expuso los detalles de su Propuesta Tarifaria, Plan Quinquenal y otros.
d	Observaciones a la Propuesta Tarifaria	El 02 de julio de 2024, mediante Oficio N° 1096-2024-GRT se remitió a GdP (con copia al Minem) el Informe Técnico Legal N° 506-2024-GRT/OS con las observaciones efectuadas por Osineergmin al contenido de la Propuesta Tarifaria.
e	Absolución de Observaciones	El 01 de agosto de 2024, mediante Carta GDP-COM-S-2024-03628 GdP remitió la absolución de observaciones planteadas por Osineergmin, así como presentó su propuesta tarifaria definitiva (en adelante "Propuesta Tarifaria"), acompañada de la actualización de su propuesta del Plan Quinquenal.
f	Publicación en la página WEB de Osineergmin	El 05 de agosto de 2024 se publicó la absolución de las observaciones a la propuesta tarifaria de GdP.

2.3. Al haberse cumplido con las etapas a), b), c), d), e) y f) del Procedimiento de Fijación de Tarifas, procede continuar con la etapa g), correspondiente a la publicación del proyecto de fijación de las Tarifas de Distribución aplicables a la Concesión Norte, y la aprobación del Plan Quinquenal, así como los demás conceptos establecidos en el Reglamento de Distribución cuya determinación ha sido encargada a Osineergmin; así como la convocatoria a Audiencia Pública.

3. Aspectos jurídicos en el proceso tarifario y análisis legal de Osineergmin

A continuación, en el marco de lo previsto en el artículo 183.2 del TUO de la Ley del Procedimiento Administrativo General (en adelante "TUO de la LPAG"), se analizarán los temas vinculados a aspectos jurídicos identificados durante el trámite del proceso tarifario, así como las consultadas realizadas por el área técnica. Para tal efecto, se procede a resumir la posición del Concesionario y/o las consultas del área técnica en cada caso, junto con su respectivo análisis. Corresponde al área técnica complementar el análisis de los aspectos técnicos contenidos en ellos.

3.1. Sobre la fecha de inicio del primer periodo regulatorio y del Plan Quinquenal

Consulta del área técnica

El área técnica consulta sobre el inicio del primer periodo regulatorio y del Plan Quinquenal. Indica que, de acuerdo con el contenido de la Propuesta Tarifaria, el Concesionario considera un periodo regulatorio de cuatro (4) años que iniciaría en enero de 2025 y culminaría en diciembre de 2028. De manera similar, la propuesta de Plan Quinquenal abarca cinco (5) años, desde 2025 hasta 2029.

Sin embargo, indica que, de acuerdo con lo señalado por el Minem en el Informe Técnico N° 341-2021-MINEM/DGH-DGGN-DNH remitido mediante Oficio N° 2250-2021-MINEM/DGH, el periodo de tarifas iniciales finaliza el 30 de diciembre de 2024, por lo que el inicio del primer periodo regulatorio podría computarse desde el 31 de diciembre de 2024. Es decir, por un lado, GdP propone que el periodo regulatorio inicie el 01 de enero

de 2025; mientras que, de acuerdo con el informe citado, debería iniciarse el 31 de diciembre de 2024.

En adición a ello, menciona que en el Informe Técnico Legal N° 075-2024-MINEM/DGH-DGGN-DNH, el Minem concluye que la propuesta de Plan Quinquenal presentada por la Concesionaria es concordante con la Política Energética Nacional vigente. Se advierte que dicho informe fue emitido considerando la propuesta del Concesionario que abarca el quinquenio 2025-2029, sin que se hayan formulado observaciones al respecto.

Análisis

En el Reglamento de Distribución se establece que las inversiones de cada periodo tarifario deben programarse considerando planes quinquenales que se ejecutan mediante planes anuales considerando años calendario, es decir, desde el 01 de enero hasta el 31 de diciembre de cada año. Además, los planes anuales deben detallar las zonas y el cronograma donde se ejecutarán las obras en periodos trimestrales⁵, permitiéndose su variación en determinados supuestos, lo que implican el cumplimiento de plazos y actuaciones procedimentales por parte del Regulador y el Concesionario, alineadas a periodos anuales.

Así, considerando lo señalado sobre los planes anuales y quinquenales, en caso de que el primer periodo regulatorio se inicie el 31 de diciembre de 2024, el plan anual del primer año tendría solo un (01) día de duración, lo que haría fáctica y jurídicamente inviable que el Concesionario presente un plan de inversiones conforme a las exigencias del Reglamento de Distribución.

Aunado a ello, un periodo de tan solo un (01) día imposibilita que el Concesionario presente un plan anual con cronogramas trimestrales, tal como se exige en el Reglamento de Distribución. Esta situación generaría problemas tanto en la planificación como en la ejecución de los proyectos previstos para dicho periodo, afectando la coherencia entre la normativa y su aplicación.

De otro lado, se debe tener en consideración que, para la actualización de tarifas, tanto Osinergmin como el Concesionario despliegan una serie de actuaciones y diligencias conducentes a determinar el pliego tarifario aplicable, conforme con lo previsto en el artículo 21 de la Norma de Condiciones Generales. En dicho artículo se establece, además, que los Concesionarios deben publicar los pliegos tarifarios mensualmente en su página web, previa validación por parte de Osinergmin.

En términos generales, el procedimiento aplicable a la determinación de los pliegos tarifarios se realiza conforme con lo siguiente: i) El Concesionario remite el pliego tarifario propuesto, como máximo, hasta el día 28 del mes anterior al mes de su

⁵ Reglamento de Distribución

“Artículo 63c.- El Concesionario está obligado a definir su Plan Quinquenal de crecimiento de la red de Distribución de acuerdo con lo siguiente:
(...) d) Aprobación y liquidación:
(...) “Los Planes Anuales serán aprobados por Osinergmin considerando años calendario, y detallando las zonas y el cronograma donde se ejecutarán las obras en periodos trimestrales, asimismo el Concesionario debe presentar información de la cantidad de consumidores y conexiones proyectadas del respectivo Plan Anual. Dichos planes deben detallar y/o actualizar la programación de la ejecución de las obras aprobadas en el Plan Quinquenal de Inversiones (adelantos o postergaciones dentro del periodo regulatorio)”.

aplicación, ii) Osinergmin evalúa los valores propuestos en el pliego tarifario, iii) Osinergmin comunica la conformidad u observaciones a ser subsanadas en un plazo máximo de dos días hábiles y iv) el Concesionario publica el pliego tarifario autorizado.

Si el periodo regulatorio iniciase el 31 de diciembre de 2024, tanto Osinergmin como el Concesionario deberían completar todas las actuaciones administrativas antes mencionadas para la aprobación de un pliego tarifario aplicable del 01 al 30 de diciembre de 2024, otro pliego tarifario aplicable únicamente al 31 de diciembre de 2024 e inmediatamente después, se debería determinar el pliego tarifario aplicable al mes de enero de 2025. Esta situación se repetiría al inicio de cada nuevo periodo regulatorio, generando una carga administrativa innecesaria para el Concesionario y confusión para los usuarios.

Por ello, en virtud del Principio de Razonabilidad⁶ contemplado en el numeral 1.4 del artículo IV del Título Preliminar del TUO de la LPAG, así como los Principios de Análisis de Decisiones Funcionales⁷ y de Eficiencia y Efectividad dispuestos en los artículos 13 y 14 del Reglamento General; en opinión de esta Asesoría, resulta razonable y jurídicamente válido que el inicio del periodo regulatorio sea el 01 de enero de 2025. De este modo, se evitará la existencia de un año regulatorio con una duración inusual de un solo día. Además, esta medida permitirá una planificación anual de inversiones acorde al marco normativo y evitará la necesidad de realizar actividades comerciales contrarias al principio de eficiencia (doble facturación innecesaria). Además, debe tenerse en consideración que la medida se adoptará de manera excepcional, en tanto la problemática antes descrita no se volverá a suscitar hasta el término del plazo del Contrato de Concesión.

Es importante señalar que, resultando materialmente imposible para el Concesionario realizar nuevas inversiones en un solo día, la prórroga excepcional de las tarifas iniciales del Contrato de Concesión será hasta el 31 de diciembre de 2024, lo que no afecta la recaudación de los recursos para cubrir los costos eficientes de la prestación del servicio existentes. Por tanto, esta decisión administrativa es concordante con la adecuada correspondencia entre los periodos tarifarios, los planes anuales y la publicación mensual de los pliegos tarifarios, en línea con los principios antes citados.

Además, según lo informado por el área técnica, con la finalidad de asegurar la correspondencia entre la vigencia cuatrianual de las tarifas de distribución y el periodo quinquenal del Plan Quinquenal (valga la redundancia), para la fijación de las tarifas de distribución, se consideran, entre otros, las inversiones acumuladas para los cuatro años del periodo de regulación.

⁶ TUO de la LPAG:

1.4 Principio de razonabilidad. - Las decisiones de la autoridad administrativa, cuando creen obligaciones, califiquen infracciones, impongan sanciones, o establezcan restricciones a los administrados, deben adaptarse dentro de los límites de la facultad atribuida y manteniendo la debida proporción entre los medios a emplear y los fines públicos que deba tutelar, a fin de que respondan a lo estrictamente necesario para la satisfacción de su cometido.

⁷ Reglamento General de Osinergmin:

Artículo 13.- Principio del Análisis de Decisiones Funcionales

El análisis de las decisiones funcionales de OSINERG tendrá en cuenta sus efectos en los aspectos de fijación de tarifas, calidad, incentivos para la innovación, condiciones contractuales y todo otro aspecto relevante para el desarrollo de los mercados y la satisfacción de los intereses de los usuarios. En tal sentido, deberá evaluarse el impacto que cada uno de estos aspectos tiene en las demás materias involucradas.

Esto implica que las inversiones que el Concesionario proyecte ejecutar en el quinto año del Plan Quinquenal serán remuneradas a través de las tarifas correspondientes al siguiente periodo regulatorio. En línea con lo señalado, en el artículo 10.6 de la Norma de Estudios Tarifarios se ha establecido que, a partir de la segunda revisión tarifaria, los Planes Quinquenales que proponga el Concesionario deben incluir, como parte de las inversiones programadas para el primer año de ejecución, aquellas inversiones que correspondan al quinto año del Plan Quinquenal anterior y que en caso el Concesionario desista de programar alguna inversión en el quinto año, esta se sustenta en la propuesta del Plan Quinquenal.

En el caso particular y en línea con lo anteriormente señalado, las inversiones proyectadas para el año 2029 deberán considerarse como parte de los compromisos de inversión del Plan Quinquenal 2029-2033 y serán remuneradas con las tarifas de distribución aprobadas para el periodo regulatorio 2029-2032.

Por lo señalado, en aplicación del criterio regulatorio dispuesto en el último párrafo del artículo 121⁸ del Reglamento de Distribución, se recomienda que la vigencia de las tarifas iniciales (contractuales) se mantenga hasta el 31 de diciembre de 2024, de modo que el nuevo periodo regulatorio se inicie el 01 de enero de 2025 hasta el 31 de diciembre de 2028. Del mismo modo, se recomienda que el Plan Quinquenal se inicie en el año 2025 y concluya en el año 2029.

3.2. Sobre las anualidades del periodo de recuperación de las inversiones

Posición del Concesionario

El Concesionario argumenta que con el artículo 109 del Reglamento de Distribución se permite que las anualidades de las inversiones se determinen en periodos menores a 30 años. Afirma que, por tanto, la interpretación de dicho artículo debe realizarse conforme a los principios de legalidad y razonabilidad, considerando: (i) que la prórroga de la vigencia de la concesión no está garantizada ni es automática; (ii) que GdP está obligado a la aplicación de lo dispuesto en las Normas Internacionales de Contabilidad (NIC), teniendo en cuenta el párrafo 94 de la NIC 38; y (iii) que, en la definición de Valor Contable del Contrato de Concesión, se establece que la depreciación de los Bienes de la Concesión se calculará mediante el método de línea recta, para un periodo comprendido desde la POC hasta el vencimiento del plazo de la concesión.

Análisis

Según el principio de legalidad, contenido en el numeral 1.1 del artículo IV del TUO de la LPAG, las autoridades administrativas deben actuar con respeto a la Constitución, la ley y el derecho dentro de las facultades que le estén atribuidas y de acuerdo con los fines para los que les fueron conferidas.

⁸ Reglamento de Distribución:

"Artículo 121.- (...) Mientras el OSINERGMIN no apruebe una nueva tarifa, seguirá vigente la tarifa existente.

En esa misma línea, el principio de razonabilidad, también recogido en el TUO de la LPAG, exige que las decisiones de la autoridad administrativa deben adaptarse dentro de los límites de la facultad atribuida y manteniendo la debida proporción entre los medios a emplear y los fines públicos que deba tutelar, a fin de que respondan a lo estrictamente necesario para la satisfacción de su cometido.

En este contexto, Osinergmin, en cumplimiento de sus obligaciones en la fijación de tarifas de distribución de gas natural por red de ductos, según lo estipulado en el Contrato de Concesión y el Reglamento de Distribución, debe aprobar el Valor Nuevo de Reemplazo de la Concesión Norte conforme a los principios administrativos que rigen su actuación, incluyendo los invocados por el Concesionario.

La evaluación debe considerar lo previsto en el artículo 109 del Reglamento de Distribución donde se señala que la anualidad del Valor Nuevo de Reemplazo considera un "Período de recuperación de hasta treinta años, según lo defina la CTE". Es importante señalar que, si bien dicho artículo no señala que en todos los casos se considerará un periodo de treinta años, tampoco determina que este deba coincidir con el plazo restante para el término del Contrato de Concesión, como propone el Concesionario.

En ese sentido, no advirtiéndose discrepancia en cuanto a la observancia del principio de legalidad, y atendiendo la naturaleza técnica-económica del asunto en cuestión, corresponde al área técnica determinar, previo análisis debidamente motivado, el periodo de recuperación aplicable al Valor Nuevo de Reemplazo de la Concesión Norte, dentro de los límites de la razonabilidad y de forma compatible con la función reguladora.

Dicha evaluación deberá observar la regla consistente en un deber expreso para la administración pública, recogido en el numeral 8 del artículo 86 del TUO de la LPAG, en el que se establece que son deberes de las autoridades respecto del procedimiento administrativo y de sus partícipes: "interpretar las normas administrativas de forma que mejor atienda el fin público al cual se dirigen, preservando razonablemente los derechos de los administrados", sin olvidar que los administrados son tanto las empresas concesionarias de distribución de gas natural como los usuarios del servicio público de gas natural.

El análisis técnico deberá abordar los argumentos de naturaleza técnica-económica alegados por el Concesionario, incluyendo en todos los casos, los argumentos técnicos correspondientes.

Por las razones señaladas, corresponde al área técnica realizar la evaluación pertinente y pronunciarse sobre las observaciones de naturaleza técnica y económica, a efectos de determinar si deben o no aceptarse.

3.3. Sobre la adaptabilidad de la red

Posición del Concesionario

GdP señala que ni las disposiciones sectoriales ni el contrato hacen referencia alguna a la adaptabilidad de la red. Indica que el reconocimiento de la “adaptabilidad de activos” ocasiona (i) discriminación regulatoria respecto a otras distribuidoras de gas natural, dado que el esquema de recorte de VNR de redes de distribución de baja presión por adaptabilidad de activos no se aplicó nunca en los numerosos procesos regulatorios; (ii) discriminación regulatoria con el sector de transporte de gas natural (cita el caso de la derivación principal Ayacucho que a la fecha no tiene demanda), (iii) inconsistencia regulatoria con la vida útil de los activos de distribución (la cuota de costo de capital utiliza la ecuación del factor de recupero considerando una vida útil de 30 años mientras que el punto 21.1 de la Norma de Estudios Tarifarios indica que el activo debe ser dimensionado para cubrir la demanda de los próximos 20 años), (iv) omisión normativa del margen de diseño (numeral 21.1 de la Norma de Estudios Tarifarios), (v) inexistencia de una metodología estándar para la determinación de eficiencia, (vi) vulneración contractual de los derechos y obligaciones que le asisten al Concesionario. En consecuencia, GdP solicita al regulador que se abstenga de hacer recortes de VNR de acuerdo con criterios de adaptabilidad en la presente revisión tarifaria.

Análisis

El criterio regulatorio para el reconocimiento de inversiones al que responde la adaptabilidad de la red a la demanda se fundamenta en el Reglamento de Distribución. Así, en el artículo 110 del Reglamento de Distribución se establece que para la fijación del VNR, constituye facultad de Osinergmin el rechazar fundadamente la incorporación de bienes y costos innecesarios. La recuperación y la rentabilidad de las inversiones destinadas a prestar el servicio de distribución, no significa reconocer cualquier inversión, sino solo aquellas que sean necesarias para la prestación del servicio.

En consideración y desarrollo de estas disposiciones reglamentarias, conforme a lo señalado en el numeral 21.2 del artículo 21 del “Procedimiento para la elaboración de Estudios Tarifarios sobre Aspectos Regulados de la Distribución de Gas Natural” aprobado con Resolución N° 659-2008-OS/CD (en adelante “Procedimiento de Estudios Tarifarios”), que también es parte de la normativa del sector; el diseño de la red debe ser lo más eficiente para abastecer la demanda proyectada. De ahí que Osinergmin haya requerido sustentar que la red de polietileno existente corresponde a una red adaptada a la demanda atendida, así como su valorización utilizando costos unitarios eficientes.

Es así que la adaptabilidad de las redes a la demanda proyectada tiene un fundamento normativo en el principio de eficiencia que rige a todos los procedimientos regulatorios y, en suma, a nuestro ordenamiento administrativo general. Este principio está recogido en el Reglamento General, en el que se establece que la actuación del Regulador debe guiarse por la búsqueda de eficiencia en la asignación de recursos y en la consecución de los objetivos al menor costo para la sociedad.

A partir de esta premisa, se superan los cuestionamientos señalados por GdP en su absolución de observaciones que contengan aspectos legales, siendo éstos los referidos a la supuesta discriminación regulatoria que significa la adaptabilidad de la red y la inexistencia de una metodología para determinar la eficiencia en su aplicación.

En cuanto a la alegada discriminación regulatoria señalada por GdP, debe considerarse que el principio de igualdad jurídica permite el trato diferenciado cuando el supuesto (de hecho) sea también diferente⁹. En el caso de la fijación de tarifas para la distribución de gas natural por red de ductos, la regulación establece explícitamente que el Regulador reconocerá una red adaptada a la demanda proyectada y que cuenta con la facultad de rechazar fundadamente la incorporación de bienes y costos innecesarios.

Además, la afirmación de que la adaptabilidad de redes no se habría aplicado nunca en otros procesos regulatorios es incorrecta. Este criterio fue utilizado en el proceso regulatorio 2022-2026 de la Concesión de Ica, como se evidencia en el numeral 4.3.2 del Informe N° 298-2022-GRT, con el que se sustenta la decisión administrativa contenida en la Resolución N° 103-2022-OS/CD¹⁰. En dicho informe, se evaluó la infraestructura existente en función de la demanda y se retiró del inventario la infraestructura sobredimensionada o no utilizada, aplicando el criterio de eficiencia, conforme se muestra a continuación:

“(…)

En ese sentido, para determinar del costo de inversión se ha evaluado la magnitud de la infraestructura existente relacionada con los niveles de demanda y necesidades de la concesión. Para ello, se identificó la infraestructura que se encontraría sobredimensionada y no utilizada.

En aplicación del Reglamento de Distribución se ha procedido con la adaptación de la infraestructura existente, para ello se han utilizado modelos para obtener al diseño más eficiente para coberturar la demanda de la concesión, así como se ha adicionado la infraestructura proyectada en el PQI y finalmente se ha retirado del inventario, la infraestructura existente que no está siendo utilizada. (…)”

Con relación a la discriminación regulatoria con el sector de transporte de gas natural, específicamente con el caso de la derivación principal Ayacucho que, a la fecha no tiene demanda, se debe tener en consideración que dicha infraestructura no se ajusta a los mismos criterios de adaptabilidad aplicables a la distribución de gas natural. En efecto, de acuerdo con el artículo 17a del reglamento aprobado con Decreto Supremo N° 040-99-EM, las concesiones de transporte de gas natural por ductos pueden incorporar Derivaciones Principales en sus Sistemas de Transporte, de acuerdo con lo señalado en la adenda que para tal efecto se suscriba.

⁹ En relación al principio de igualdad, Eguiguren señala que “a los supuestos de hecho iguales han de ser aplicadas unas consecuencias jurídicas que sean iguales también y que para introducir diferencias entre los supuestos de hecho tiene que existir una suficiente justificación de tal diferencia que aparezca, al mismo tiempo, como fundada y razonable de acuerdo con criterios y juicios de valor generalmente aceptados” (1997, p. 65).

Eguiguren F. (1997). Principio de igualdad y derecho a la no discriminación. *IUS ET VERITAS*, 8(15), 63-72. Recuperado a partir de <https://revistas.pucp.edu.pe/index.php/iusetveritas/article/view/15730>

¹⁰ Resolución que modifica la Resolución N° 047-2022-OS/CD que aprobó las Tarifas de Distribución de gas natural por red de ductos de la Concesión de Ica para el período 2022-2026 y otros conceptos señalados en el Reglamento de Distribución de Gas Natural por Red de Ductos.

En ese contexto, mediante Resolución Suprema N° 053-2013-EM, se aprobó la Adenda al Contrato BOOT de Concesión de Transporte de Gas Natural de Camisea al City Gate (en adelante “Adenda”). A través de esta Adenda, Transportadora de Gas del Perú S.A. se comprometió a construir la Derivación Principal Ayacucho, bajo los términos y condiciones establecidos en el Anexo B de dicho documento.

En el punto 3 del mencionado Anexo B se estableció el costo de inversión de la Derivación Principal Ayacucho, el cual, posteriormente, fue reajustado mediante acta suscrita entre el Minem y el Transportista el 6 de abril de 2022. Conforme al numeral 3.4 del Anexo B de la Adenda “El costo de inversión reajustado conforme al presente Anexo, será el que finalmente tenga en cuenta el OSINERGMIN a efecto de calcular el Ingreso Anual de la Derivación Principal Ayacucho, el FAT-Ayacucho y las Tarifas Incrementales de la Derivación Principal Ayacucho.”

De lo anterior se advierte que el costo de inversión de la Derivación Principal Ayacucho no se calcula en base a la demanda, sino a partir de un costo de inversión fijado por acuerdo de partes¹¹ sin que se haya establecido la aplicación del Valor Nuevo de Reemplazo ni la adaptabilidad de redes para la determinación del valor de la inversión de dicha derivación. Por tanto, el caso citado por GdP no resulta comparable con la regulación que Osinergmin viene efectuando en el marco del proceso regulatorio en curso.

En este contexto, no existe un trato discriminatorio, ya que la regulación aplicable a la distribución de gas natural por ductos exige que solo se reconozcan redes eficientes y adaptadas eficientemente a la demanda proyectada. La normativa y los acuerdos entre las partes en otros sectores, como el transporte de gas natural, han previsto criterios distintos para el reconocimiento de costos, lo que justifica un tratamiento diferenciado.

Con relación a la inexistencia de una metodología estándar para la determinación de la eficiencia, como se ha señalado previamente, este Organismo se rige en su actuación conforme al principio de eficiencia y efectividad contemplado en el artículo 14 del Reglamento General de Osinergmin. En ese sentido, las actuaciones de este Organismo buscan la eficiencia entendida como el alcance de las mejores condiciones posibles en la asignación de recursos y el logro de los objetivos al menor costo para la sociedad en su conjunto, lo cual también es aplicable a la actividad regulatoria de este Organismo en la determinación del Valor Nuevo de Reemplazo y, de corresponder, en la adaptabilidad de las redes conforme a lo dispuesto en el Reglamento de Distribución.

Finalmente, cabe precisar que GdP no ha sustentado cuál es la vulneración contractual que la adaptabilidad de la red le ocasiona a sus derechos y obligaciones. Sin perjuicio de ello, cabe indicar que, en el numeral 7.10 de la Cláusula 7 del Contrato de Concesión, GdP se obliga a dar cumplimiento a las disposiciones del Reglamento de Distribución

¹¹ En un primer momento, el costo de inversión fue fijado de manera contractual en el Anexo B de la Adenda al Concesión de Transporte de Gas Natural por Ductos de Camisea al City Gate, en veintinueve millones doscientos treinta mil y 00/100 dólares de los Estados Unidos de América (US \$ 21'230,000.00). Posteriormente, luego de un periodo de controversia sobre el reajuste del costo de inversión, el 6 de abril de 2022, el Minem y TGP suscribieron el “Acta de reunión para el reajuste del Costo de Inversión del Proyecto Derivación Principal Ayacucho”, en la cual acordaron reconocer el costo de inversión reajustado, ascendente a cuarenta y cinco millones novecientos sesenta y seis mil ciento ochenta y nueve y 30/100 dólares (US \$ 45 966 189.30).

y en las demás Leyes Aplicables; asimismo, en el numeral 7.1 se compromete a brindar el servicio “de acuerdo con los estándares reconocidos en las Leyes Aplicables y el Contrato, de manera tal de garantizar la calidad, eficiencia y continuidad del Servicio”.

En consecuencia, contrario a lo señalado por GdP, la adaptabilidad de la red es un criterio regulatorio con sustento normativo, el cual garantiza la eficiencia en la prestación del servicio y al que el Concesionario está obligado a cumplir según lo estipulado en el Contrato de Concesión.

3.4. Tratamiento de las Estaciones de Regasificación

Posición del Concesionario

El Concesionario indica que no corresponde que se excluyan los costos de las estaciones de regasificación como parte del Sistema de Distribución y de los Bienes de la Concesión; ya que, según lo establecido en su Contrato de Concesión, los componentes de almacenamiento y regasificación del GNL y/o descompresión del GNC forman parte integral de las Estaciones de Distrito, y por consiguiente también forman parte del sistema de distribución.

Agrega que en virtud de lo estipulado en el Contrato de Seguridades y Garantías y en el Convenio de Estabilidad Jurídica, ambos suscritos entre GDP y el Estado Peruano, su Contrato de Concesión tiene las garantías de un Contrato Ley, por lo que el Regulador no podría emitir normas que contradigan lo establecido en el mismo.

Finalmente, indica que en el Apéndice I de su Propuesta tarifaria ha remitido el “Informe sustentatorio de componentes de las estaciones de distrito que forman parte integral del Sistema de Distribución de GdP”.

Análisis

Con fecha 27 de agosto de 2013 se publicó el Decreto Supremo N° 033-2013-EM (en adelante “Decreto 033”), en cuya parte considerativa se establece que el abastecimiento de Gas Natural a redes de distribución ubicadas en zonas alejadas del Sistema de Distribución de Gas Natural por Red de Ductos o del Sistema de Transporte de Gas Natural por Ductos es viable mediante tecnologías como el Gas Natural Comprimido (GNC) o Gas Natural Licuefactado (GNL). Con el fin de viabilizar el abastecimiento mediante GNC o GNL, el Decreto 033 incorporó el Título VI en el Reglamento de Distribución, donde se regula el abastecimiento de redes de distribución de gas natural por medio de estas tecnologías.

Adicionalmente, mediante el Decreto 033 se modificó la definición de Margen de Distribución contenida en el numeral 2.18 del Reglamento de Distribución, incorporando en dicho margen los costos asociados a los servicios de compresión, descompresión, licuefacción, regasificación, transporte vehicular de GNC o GNL y otros servicios, cuyos valores máximos se encuentran sujetos a regulación por parte de Osinergmin.

En la misma línea, en el artículo 7 del Decreto 033 se dispuso que “En los casos de concesiones de Distribución de Gas Natural por Red de Ductos que se otorguen a partir

de la vigencia de la presente norma, los equipos que se adquieran por parte del Concesionario para el suministro de GNC o GNL podrán ser considerados como Bienes de la Concesión, debiendo realizarse esta precisión en los respectivos contratos de concesión.”

En ese marco, tras la publicación del Decreto 033, con fecha 31 de octubre de 2013 se suscribió el Contrato de Concesión, donde se definen a las Estaciones de Distrito en los siguientes términos:

“Estaciones de Distrito (ED)

(...)

En caso que el suministro aguas arriba de la ED sea a través de Transporte Virtual, dicha ED **debe incluir adicionalmente un sistema de recepción, almacenamiento y regasificación del GNL, o de descompresión de GNC, en ambos casos conectados a las líneas y equipos de regulación y medición de la ED.**

(...)

A partir de la ED se extenderán las redes y demás infraestructura necesaria para atender indistintamente a cualquier categoría de consumidor. **La Sociedad Concesionaria no podrá cobrar a ningún consumidor por la inversión u operación y mantenimiento de ED, puesto que estos costos se encuentran calculados en las tarifas iniciales.**

Solamente si un Consumidor requiriese un sistema de recepción, almacenamiento y regasificación, entonces dicho consumidor podrá acordar lo conveniente a sus intereses, en cuyo caso dicha estación no forma parte del Sistema de Distribución. Para tal efecto, el Concesionario deberá tramitar las autorizaciones y permisos sectoriales que correspondan, para comercializar GNL o GNC con dicho consumidor” (El subrayado y resaltado es nuestro)

Como se observa, conforme a lo establecido en el Contrato de Concesión, cuando el suministro sea a través de Transporte Virtual¹², las Estaciones de Distrito (ED) deben incluir un sistema de recepción, almacenamiento y regasificación del GNL, o de descompresión de GNC y en ambos casos dichos sistemas deben estar conectados a las líneas y equipos de regulación y medición de la ED. Además, se dispone que el Concesionario no podrá cobrar a ningún consumidor por la inversión u operación y mantenimiento de ED, puesto que estos costos se encuentran calculados en las tarifas iniciales. Solamente cuando un sistema de recepción, almacenamiento y regasificación se ejecute para los intereses de un consumidor específico “dicha estación no forma parte del Sistema de Distribución”.

Asimismo, el Contrato de Concesión se remite al numeral 2.3 del Reglamento de Distribución, donde se define a los Bienes de la Concesión, de acuerdo con lo siguiente:

“2.3 Bienes de la Concesión: El Sistema de Distribución y los derechos, que son indispensables para prestar el servicio de Distribución, y que serán transferidos o devueltos, según sea el caso, por el Concesionario al Estado a la terminación de la Concesión, y que, a su vez, serán entregados en Concesión por el Estado al nuevo Concesionario.”

Conforme con el texto citado, los Bienes de la Concesión están conformados por el Sistema de Distribución y los derechos que son indispensables para prestar el servicio

¹² Definiciones Contrato de Concesión:

Transporte Virtual

Es el transporte de GNC o GNL, que se realiza desde los Puntos de Suministro hasta los puntos de entrega establecidos por la Sociedad Concesionaria. El Transporte Virtual podrá ser contratado por la Sociedad Concesionaria para su ejecución por un tercero, o realizado directamente por cuenta de ésta, mientras éste tipo de transporte sea necesario para la prestación del Servicio. Los bienes que conformen el transporte virtual no necesariamente deben ser de propiedad de la Sociedad Concesionaria.

de distribución. Por tanto, únicamente cuando la concesión se abastezca mediante Transporte Virtual, los sistemas de recepción, almacenamiento y regasificación formarán parte del Sistema de Distribución y, por tanto, serán parte de los Bienes de la Concesión. Ergo, cuando el abastecimiento de gas natural a la Concesión Norte se realice mediante transporte de gas natural por red de ductos, el sistema de recepción, almacenamiento y regasificación del GNL, o de descompresión de GNC, dejará de ser indispensables para la prestación del servicio; por lo que dejará de formar parte del Sistema de Distribución y, por tanto, de los Bienes de la Concesión.

Conforme con lo anterior, el Contrato de Concesión de la Concesión Norte ha establecido de manera clara el tratamiento regulatorio aplicable al sistema de recepción, almacenamiento y regasificación del GNL, o de descompresión de GNC, en tanto vincula los servicios mencionados con el funcionamiento del Sistema de Distribución y confirma su carácter de componente necesario para la prestación del servicio de distribución de gas natural por red de ductos.

Ahora bien, encontrándose próximo a culminar el periodo de Tarifas Iniciales de la Concesión Norte, corresponde que en la determinación de las tarifas de distribución y demás cargos de responsabilidad de Osinergmin, se observen las disposiciones del Reglamento de Distribución, como su artículo 106 en el que se establece que la tarifa de Distribución, que incluye el Margen de Distribución y el Margen Comercial, representa la retribución máxima que recibirá el Concesionario y que se aplicará al Consumidor.

Por su parte, en el numeral 2.18 del Reglamento de Distribución, se define al Margen de Distribución en los siguientes términos:

“2.18 Margen de Distribución: Representa el costo unitario eficiente que comprende los costos de inversión, operación y mantenimiento por unidad de demanda de la red de alta presión, red de baja presión, instalaciones de regulación y compresión asociadas al sistema. Asimismo, comprende los costos por los servicios de compresión, descompresión, licuefacción, regasificación, transporte vehicular de GNC o GNL y otros necesarios para el abastecimiento de los Sistemas de Distribución de Gas Natural por Red de Ductos. Los valores máximos están sujetos a la regulación por parte del Consejo Directivo del OSINERGMIN.” (El subrayado es nuestro)

Como se aprecia y en línea con las disposiciones del Decreto 033, el Margen de Distribución incluye, entre otros, los costos por los servicios de compresión, descompresión, licuefacción, regasificación, transporte vehicular de GNC o GNL y otros necesarios para el abastecimiento del Sistema de Distribución de Gas Natural y dispone que los valores máximos de dichos costos se encuentran sujetos a regulación por parte de Osinergmin.

Por lo tanto, dado que la Concesión Norte se viene abasteciendo mediante Transporte Virtual de GNL y no se tiene prevista la ejecución y/o puesta en servicio de un gasoducto de transporte de gas natural, los servicios de recepción, almacenamiento y regasificación del GNL forman parte del Sistema de Distribución y son Bienes de la Concesión, en tanto son dispensables para la prestación del servicio de distribución de gas natural y se efectuó la precisión correspondiente en el Contrato de Concesión; por lo que no corresponde su exclusión.

Por otro lado, respecto a lo señalado por GdP en el sentido que el Contrato de Concesión tiene las garantías de un Contrato Ley, razón por la cual el Regulador no puede emitir normas que contradigan lo establecido en el mismo; se debe tener en consideración que en la Cláusula Tercera del Convenio de Estabilidad Jurídica de GdP, el Estado se obligó a garantizar la estabilidad jurídica respecto al régimen tributario y de contratación de trabajadores. Además, en el Contrato de Seguridades y Garantías tampoco se observa que el Estado Peruano haya extendido dicha estabilidad jurídica a la regulación económica del servicio de distribución. Por tal razón, el Estado tiene la potestad de intervenir para garantizar la eficiencia de la prestación del servicio, regularlo y vigilarlo, dada su naturaleza esencial y continua para toda la población, de conformidad con el marco normativo aplicable.

Es importante señalar que, de acuerdo a lo dispuesto en el numeral 7.10 de la Cláusula 7 del Contrato de Concesión, GdP se compromete a cumplir con las disposiciones del Reglamento de Distribución y demás Leyes Aplicables, las cuales, según el propio contrato, abarcan "todas las normas jurídicas y precedentes vinculantes que conforman el Derecho Interno del Perú y que pueden ser modificados o complementados por las Autoridades Gubernamentales".

Por las razones señaladas, dado que los costos relacionados con el abastecimiento mediante GNL a la Concesión Norte son parte integral del Sistema de Distribución y constituyen Bienes de la Concesión (habiéndose efectuado tal precisión en la definición de ED), esta Asesoría es de la opinión, que no correspondería excluir dichos costos de la Propuesta Tarifaria, sino incluirlos, a fin de que los valores máximos de dichos costos sean regulados por Osinergmin en el procedimiento regulatorio en curso.

3.5. Sobre el Flete de Transporte Virtual y el Precio Total de GNL

El área técnica consulta sobre el tratamiento regulatorio aplicable al Flete de Transporte Virtual (FTV) asociado a la Planta Perú LNG establecido en el inciso iii del literal f.2 de la Cláusula 11.2 del Contrato de Concesión y a los precios totales del GNL cargado en Melchorita establecidos en el inciso i del literal f.1 de la misma Cláusula, al término del Primer Periodo Regulatorio.

Análisis

Sobre el término del Primer Periodo Regulatorio

En el artículo 121 del Reglamento de Distribución se establece que las tarifas iniciales y su plazo de vigencia, serán los establecidos en el Contrato, siendo el plazo de vigencia máximo de ocho (8) años, contado a partir de la Puesta en Operación Comercial. Este artículo señala también que la primera regulación tarifaria que efectúe Osinergmin se llevará a cabo al término de dicho plazo.

De acuerdo con el literal a) de la Cláusula 11.1 del Contrato de Concesión, el periodo de vigencia de las Tarifas Iniciales y otros cargos será el Primer Periodo Tarifario, el cual empieza al término de un año después de la fecha de Cierre y concluye 8 años después. La Cláusula 11.2, por su parte, establece el régimen tarifario contractual del Primer Periodo Tarifario, definiendo, entre otros, las categorías tarifarias, tarifas de

distribución y comercialización iniciales, los cargos por Acometidas, Derecho de Conexión, así como el procedimiento de facturación aplicable hasta que Osinergmin apruebe el procedimiento aplicable a la Concesión Norte.

Entre los elementos tarifarios incluidos en este régimen inicial se encuentra el Flete de Transporte Virtual (FTV), lo cual permite concluir que, al formar parte del Régimen Tarifario contractual, al igual que las Tarifas Iniciales y demás cargos aprobados en la Cláusula 11.2 del Contrato de Concesión, dicho flete tiene como límite temporal el Primer Periodo Tarifario.

Este periodo de vigencia contractual¹³ también se refleja en el “Procedimiento de Facturación para el Sistema de Distribución de Gas Natural por Red de Ductos de la Concesión Norte” aprobado con Resolución N° 169-2019-OS/CD¹⁴. En efecto, en atención a que, a la fecha de aprobación del mencionado procedimiento, se encontraba aún vigente el Primer Periodo Tarifario, en el numeral 7.1 del procedimiento se aclaró que “Cuando sólo se utilice el Transporte Virtual se trasladará a los consumidores la tarifa de transporte fijada en el literal iii de la sección f.2 del numeral 11.2 del Contrato, definida como Flete de Transporte Virtual (FTV)”.

Tratamiento regulatorio aplicable al FTV

Habiéndose delimitado el periodo de vigencia del FTV fijado en la Cláusula 11.2 del Contrato de Concesión, corresponde evaluar el tratamiento tarifario aplicable al término del Primer Periodo Tarifario.

Al respecto, mediante el artículo 1 del Decreto 033 se dispuso la modificación del numeral 2.18¹⁵ del Reglamento de Distribución, estableciendo que los costos eficientes asociados al transporte vehicular de GNL necesarios para asegurar el abastecimiento en sistemas de distribución por ductos forman parte del Margen de Distribución, conforme se muestra a continuación:

“2.18 Margen de Distribución: Representa el costo unitario eficiente que comprende los costos de inversión, operación y mantenimiento por unidad de demanda de la red de alta presión, red de baja presión, instalaciones de regulación y compresión asociadas al sistema. Asimismo, comprende los costos por los servicios de compresión, descompresión, licuefacción, regasificación, **transporte vehicular de GNC o GNL** y otros necesarios para el abastecimiento de los Sistemas de Distribución de Gas Natural por Red de Ductos. Los valores máximos están sujetos a la regulación por parte del Consejo Directivo del OSINERGMIN.” (El resaltado es nuestro)

Por otro lado, en la sección de Definiciones del Contrato de concesión se define al Transporte Virtual en los siguientes términos:

¹³ En el artículo 2.3 del Procedimiento se establece que “las disposiciones contenidas en el Contrato relacionadas con las condiciones de uso del gas natural provenientes del Contrato de Suministro de GNL o la fijación de los precios contenidos en el literal f) del numeral 11.2 del Contrato, no forman parte de los alcances de la presente norma”.

¹⁴ El Procedimiento de Facturación aplicable a la Concesión Norte fue inicialmente aprobado con Resolución N° 088-2015-OS/CD. En atención a la suscripción de la Primera Adenda al Contrato de Concesión y la solicitud de GdP, con Resolución N° 169-2019-OS/CD se aprobó un nuevo procedimiento donde se consideraron las nuevas categorías tarifarias aprobadas y sus respectivos rangos de consumo.

¹⁵ Posteriormente modificado mediante Decreto Supremo N° 046-2013-EM.

“Transporte Virtual

Es el **transporte de GNC o GNL**, que se realiza desde los Puntos de Suministro hasta los puntos de entrega establecidos por la Sociedad Concesionaria. El Transporte Virtual podrá ser contratado por la Sociedad Concesionaria para su ejecución por un tercero, o realizado directamente por cuenta de ésta, mientras éste tipo de transporte sea necesario para la prestación del Servicio. Los bienes que conformen el transporte virtual no necesariamente deben ser de propiedad de la Sociedad Concesionaria.” (El resaltado es nuestro)

De los textos citados se desprende que el transporte vehicular de GNC o GNL a que se refiere el numeral 2.18 del Reglamento de Distribución es el Transporte Virtual, cuya tarifa ha sido aprobada en el literal iii de la sección f.2 del numeral 11.2 del Contrato de Concesión, bajo el concepto de Flete de Transporte Virtual (FTV), en tanto dichas actividades están referidas al transporte de GNC o GNL por vía terrestre¹⁶. Por tanto, y en atención a lo señalado por el área técnica, quedaría claro que el FTV corresponde al concepto regulado en 2.18, por lo que su costo unitario eficiente debe incluirse en el Margen de Distribución.

Así, estando próximo el término del Primer Periodo Tarifario; a cuyo término quedarán sin efecto las Tarifas Iniciales, así como los cargos aprobados en la Cláusula 11.2 del Contrato de Concesión, corresponde a Osinergmin fijar un nuevo valor máximo para el Flete de Transporte Virtual (FTV) dentro del Margen de Distribución. Por tanto, el concesionario no está autorizado a incorporar adicionalmente el concepto de transporte dentro de las tarifas finales del servicio.

En cuanto a la oportunidad de la fijación del FTV es importante señalar que, de acuerdo con el numeral 8.2.1 de la Resolución N° 080-2012-OS/CD, la fijación de las tarifas de distribución, los cargos de corte y reconexión, así como los topes máximos de Acometidas y otros, para las concesiones que culminen la vigencia de sus tarifas iniciales, se realizarán en un único procedimiento y tendrán una vigencia de cuatro (4) años. Por tanto, la fijación del FTV debe realizarse conjuntamente con la fijación de las tarifas de distribución y demás cargos establecidos en el Reglamento de Distribución.

Tratamiento regulatorio aplicable al Precio Total de GNL

En cuanto a los precios totales del GNL¹⁷ cargado en Melchorita que fue establecido en el inciso i del literal f.1 de la misma Cláusula 11.2, se debe tener en consideración que, si bien dicho precio también forma parte del régimen tarifario contractual del Primer Periodo Tarifario, este tiene su fundamento en el Contrato de Suministro de GNL¹⁸ inicialmente suscrito entre Repsol GNL Perú S.A.C. y la Agencia de Promoción de la Inversión Privada – Proinversión con fecha 29 de octubre de 2013.

¹⁶ Con relación al transporte de GNC o GNL, en el artículo 10 del “Reglamento de Comercialización de Gas Natural Comprimido (GNC) y Gas Natural Licuado (GNL)” se establece que “El Transportista de GNC o GNL podrá transportar por vía terrestre dichos productos, siempre que se encuentre debidamente autorizado por el Ministerio de Transportes y Comunicaciones. El Transportista de GNC o GNL no está autorizado a comercializar el GNC y/o GNL.”

¹⁷ Contrato de Concesión:

“f.1. Facturación del Gas Natural (FG)

i) Reglas generales:

(..)

El precio total del GNL, cargado en las cisternas en Melchorita, no será mayor a 3.78 US\$ / MMBTU para los Consumidores Residenciales y Consumidores Eléctricos Menores; y 4.04 US\$ / MMBTU para los Otros Consumidores, al mes de abril de 2013. Dichos precios serán actualizados utilizando las fórmulas de actualización que correspondan. (...)”

¹⁸ Según el Contrato de Concesión “Es el contrato de suministro de GNL suscrito entre Repsol Comercializadora de Gas Perú S.A. o quien lo sustituya y la Sociedad Concesionaria en la Fecha de Cierre.”

Posteriormente, con fecha 31 de octubre del mismo año Proinversión cedió su posición contractual a GdP, incluyendo derechos y obligaciones sobre la Cantidad Diaria Contractual (CDC), la Cantidad Tomar o Pagar (TOP) y los precios establecidos en el Anexo 5 del contrato. Es importante mencionar que la fecha de finalización del Contrato de Suministro de GNL se tiene prevista para el 31 de octubre de 2028, con posibilidad de ampliación, por lo que dichos precios se mantendrán vigentes y aplicables a la Concesión Norte mientras se abastezca de GNL cargado en Melchorita.

Por lo señalado, el Flete de Transporte Virtual (FTV) fijado en el Contrato de Concesión se encuentra vigente durante el Primer Periodo Tarifario; y, al finalizar dicho periodo, corresponde a Osinergmin fijar su nuevo valor máximo e incorporarlo en el Margen de Distribución de las tarifas de distribución. Por su parte, los precios totales del GNL cargado en Melchorita se mantienen vigentes incluso luego de concluido el Primer Periodo Regulatorio, en tanto tienen su fundamento en el Contrato de Suministro de GNL cuyo periodo de finalización se tiene previsto para el 31 de octubre de 2028.

3.6. Sobre la aprobación del Plan de Promoción

Posición del Concesionario

GdP señala que, conforme al artículo 9 de la Norma de Estudios Tarifarios una propuesta tarifaria puede incluir un Plan de Promoción, pero no lo exige obligatoriamente. Indica que, en el caso de la Concesión Norte, incluir un Plan de Promoción no es razonable debido a problemas de competitividad tarifaria, ya que encarecería la tarifa de distribución para todos los usuarios, beneficiando solo a un grupo de residenciales. Señala que en el artículo 40.2 de la resolución citada, se exige que un Plan de Promoción asegure al menos un 20% de ahorro para categorías no residenciales, algo que no se podría lograr en esta concesión, lo que hace imposible la implementación de dicho plan.

Análisis

El artículo 112a del Reglamento de Distribución es la norma reglamentaria que sirve de fundamento para las disposiciones de la Norma de Estudios Tarifarios relacionadas al Mecanismo de Promoción. Es por ello que los artículos señalados por el Concesionario, sobre la presentación de un Plan de Promoción deben ser interpretadas y aplicadas según lo dispuesto en el citado reglamento.

En ese sentido, en el artículo 112a se dispone que “sobre la base de lo establecido por el Ministerio de Energía y Minas y de acuerdo con las normas que para los efectos apruebe Osinergmin, el Concesionario propondrá al Regulador su plan de conexiones residenciales a beneficiarse con los gastos de promoción, el mismo que aprobará dicho organismo dentro del procedimiento de fijación de tarifas” (subrayado agregado). En este mismo artículo se establecen los lineamientos a tener en cuenta por Osinergmin en la aprobación de la norma con la que se regule el Mecanismo de Promoción.

En nuestra opinión, si bien la redacción del artículo 9 de la Norma de Estudios Tarifarios puede llevar a confusiones respecto a la obligatoriedad de la presentación de una

propuesta de Promoción, debe considerarse que en el numeral 2.2 del artículo 2 de dicha norma, se establece que en caso algunos de los principios o criterios adoptados en dicha norma entren en conflicto con el Reglamento o con el contrato de concesión, se aplicará lo señalado en las normas de mayor jerarquía.

La norma de mayor jerarquía en el presente caso es el Reglamento de Distribución en el cual, como se ha citado, se dispone que el Concesionario propondrá a Osinergmin el Plan de Promoción para que éste lo apruebe en el marco del procedimiento de fijación tarifaria y en observancia de determinados lineamientos establecidos en el artículo 112a del señalado reglamento.

Lo indicado guarda relación con la función de Osinergmin, en el alcance de los objetivos de la Política Energética Nacional del Perú 2010-2040 aprobada por Decreto Supremo N° 064-2010-EM; específicamente los objetivos 3 y 7 "Acceso universal al suministro energético" y "Desarrollar la industria de Gas Natural, y su uso en actividades domiciliarias, transporte, comercio e industria así como la generación eléctrica eficiente", respectivamente, que tienen entre sus lineamientos de política "Alcanzar la cobertura total del suministro de electricidad e hidrocarburos" y "Ampliar y consolidar el uso del Gas Natural y el GLP en la población del Perú", ambos orientados a mejorar la calidad de vida de las poblaciones con menores recursos.

Por lo señalado, la aprobación del Plan de Promoción es potestad de Osinergmin y se encuentra en línea con su deber de actuar en línea con las políticas de masificación del uso del gas natural.

En esa línea, la presentación de una propuesta de Plan de Promoción es obligatoria para que, a partir de ello, Osinergmin evalúe su aprobación conforme a los criterios establecidos en el artículo 40.2 de la Norma de Estudios Tarifarios y a la luz de lo dispuesto en el artículo 112a del Reglamento de Distribución.

De acuerdo con lo expuesto, el área técnica deberá realizar la evaluación correspondiente sobre la aprobación del Plan de Promoción, considerando las disposiciones citadas previamente, tales como el cumplimiento de los lineamientos establecidos en los literales del artículo 112a del Reglamento de Distribución (competitividad de la tarifa final) y los criterios del artículo 40.2 de la Norma de Estudios Tarifarios. Adicionalmente, deberá considerarse lo señalado por el Minem en el Informe Técnico 075-2024-MINEM/DGH-DGGN-DNH sobre la identificación de potenciales consumidores que podrían acceder al Programa Bonogas en la propuesta actualizada del Plan Quinquenal 2025-2029.

Por las razones señaladas, corresponde al área técnica realizar la evaluación pertinente y definir si corresponde o no aprobar un Plan de Promoción para la Concesión Norte. Asimismo, deberá analizar si la implementación de dicho plan resta competitividad a las tarifas de distribución.

3.7. Competitividad de las tarifas finales de gas natural

Posición del Concesionario

En su Propuesta Tarifaria, el Concesionario señala, entre otros, que su propuesta de inversiones contempla una expansión conservadora de las redes y la conexión moderada de nuevos Consumidores. Agrega que el motivo de dicho nivel conservador, también contemplado en su propuesta de Plan Quinquenal, responde a la necesidad de resolver la falta de competitividad de las Tarifas de Distribución aplicables a la Concesión Norte. Señala, además, que en el diseño de su Propuesta Tarifaria ha “administrado” la falta de competitividad existente en las diversas categorías tarifarias.

Análisis

En el numeral 7.10 de la Cláusula 7 del Contrato de Concesión, el Concesionario se obliga a dar cumplimiento a las disposiciones del Reglamento de Distribución y en las demás Leyes Aplicables; asimismo, en el numeral 7.1 de dicho contrato se compromete a brindar el servicio “de acuerdo con los estándares reconocidos en las Leyes Aplicables y el Contrato, de manera tal de garantizar la calidad, eficiencia y continuidad del Servicio”.

Por su parte, en el literal b) de la Cláusula 11.1 del Contrato de Concesión se establecen una serie de prerrogativas orientadas a procurar la competitividad de las tarifas finales¹⁹ de gas natural, conforme se muestra a continuación:

“(…)

b) Competitividad del Gas Natural.

De conformidad con lo establecido en el Artículo 3° de la Ley de Descentralización del Acceso al Consumo del Gas Natural, se acuerda que para la determinación de las tarifas de Distribución y Comercialización aplicables para los siguientes períodos de revisión tarifaria, se podrán establecer categorías de consumidores, atribuirse costos y determinarse tarifas que procuren que el Gas Natural mantenga competitividad respecto de los energéticos sustitutos de mayor uso en cada categoría. (…)”

En línea con lo anterior, en el segundo párrafo del artículo 107 del Reglamento de Distribución²⁰ se establece que los costos de Transporte y de Distribución deben asignarse a cada categoría de Consumidor, de forma tal que se obtengan tarifas finales competitivas respecto del energético sustituto; y que, en la determinación de las Tarifas de Distribución en los procesos regulatorios, Osinergmin debe procurar que ésta logre la obtención de una Tarifa final que genere ahorro para cada categoría.

Por su parte, conforme a lo expuesto en los literales c) y g) del artículo 29.1 de la Norma de Estudios Tarifarios, las tarifas deben ser competitivas para todas las categorías de

¹⁹ En concordancia con el numeral 2.25 del Reglamento de Distribución, debe entenderse por tarifa final al cargo máximo que el Concesionario podrá facturar por el suministro del Gas Natural y los servicios de Transporte, Distribución y comercialización.

²⁰ Reglamento de Distribución:
“Artículo 107.- (…).

Los costos de Transporte y de Distribución se asignan a cada categoría de Consumidor de forma tal que se obtengan tarifas finales competitivas respecto del energético sustituto, tales como; GLP, Diesel, Gas Natural a partir de GNL regasificado y/o GNC descomprimido y/u otros derivados del petróleo, de corresponder. El OSINERGMIN en la determinación de la Tarifa de Distribución en los procesos regulatorios debe procurar que esta logre la obtención de una Tarifa final que genere ahorro para cada categoría. Para el sector residencial, el ahorro considera un punto de suministro y no podrá ser inferior al ahorro aprobado en procesos regulatorios anteriores. Asimismo, se prioriza el ahorro a las categorías especiales de instituciones públicas y GNV. (…)”

consumidores, promoviendo un nivel de ahorro en relación con el energético sustituto correspondiente, priorizando el ahorro en las categorías especiales de instituciones públicas y GNV.

Así, Osinergmin debe conciliar el ejercicio de su función reguladora, materializado en la fijación de Tarifas de Distribución desde un enfoque técnico-económico y acorde al marco jurídico que rige su actuación, con las disposiciones orientadas a promover y masificar el consumo del gas natural sobre otros energéticos, mediante la competitividad del gas natural respecto de los energéticos sustitutos.

Corresponde al área técnica pronunciarse sobre los criterios regulatorios vinculados a la competitividad, adoptados en la fijación de las Tarifas de Distribución.

4. Procedencia de publicar el proyecto de resolución tarifaria

- 4.1.** De acuerdo con el marco normativo expuesto en el numeral 1.1, la distribución de gas natural por red de ductos constituye un servicio público sujeto a regulación tarifaria bajo la competencia de Osinergmin. La facultad reguladora de Osinergmin, establecida en el artículo 3 de la Ley N° 27332, así como en su Reglamento General y el Reglamento de Organización y Funciones, es ejercida de manera exclusiva por su Consejo Directivo, mediante resoluciones. En consecuencia, en ejercicio de dicha función reguladora, corresponde a Osinergmin la fijación de las tarifas del servicio público de distribución de gas natural y de los demás conceptos regulatorios previstos en el Reglamento de Distribución.
- 4.2.** En cumplimiento de la Ley N° 27838, Ley de Transparencia y Simplificación de los Procedimientos Regulatorios de Tarifas, el Regulador aprobó el Procedimiento de Fijación de Tarifas con la finalidad de establecer las etapas y plazos aplicables al procedimiento regulatorio.
- 4.3.** A la fecha de elaboración del presente informe, se han desarrollado y cumplido las etapas y plazos previstos en el Procedimiento de Fijación de Tarifas, conforme se ha señalado en la sección 2 del presente informe. En tal sentido, habiéndose verificado el cumplimiento de las etapas a) a la f) de dicho procedimiento, y en cumplimiento de la etapa g) del mismo, se considera procedente disponer la publicación del proyecto de resolución mediante el cual se fijan las Tarifas de Distribución, el Valor Nuevo de Reemplazo, las Categorías Tarifarias y demás Cargos Tarifarios Complementarios aplicables a la Concesión Norte para el periodo 2025-2028.
- 4.4.** Considerando que se han cumplido los hitos establecidos en el Reglamento de Distribución previos a la aprobación del Plan Quinquenal, se considera procedente, luego de la evaluación técnica respectiva, aprobar, conjuntamente con las tarifas de distribución, el Plan Quinquenal de Inversiones aplicable a la Concesión Norte para el periodo 2025 – 2029, el cual deberá ser materia de liquidación al final del periodo tarifario, correspondiendo asimismo que su cumplimiento, y el de sus respectivos planes anuales, sea materia de supervisión y fiscalización por parte de este Organismo.

- 4.5.** Debe convocarse a Audiencia Pública para el sustento y exposición de los criterios, metodología y modelos económicos utilizados en el análisis de la propuesta tarifaria de la empresa concesionaria por parte Osinergmin, la cual en cumplimiento de la etapa h), deberá llevarse dentro de los cinco (5) días hábiles siguientes contados a partir de la publicación del proyecto de resolución.
- 4.6.** En concordancia con la Ley N° 27838, Ley de Transparencia y Simplificación de los Procedimientos Regulatorios de Tarifas y lo previsto en el Procedimiento de Fijación de Tarifas, la publicación del proyecto de resolución deberá contener una relación sobre la información que lo sustenta, una exposición de motivos y conceder un plazo para la remisión de comentarios y sugerencias por parte de los interesados, el cual de acuerdo con la etapa i) del Procedimiento debe ser de diez (10) días hábiles contados a partir del día siguiente de la publicación del proyecto de resolución.
- 4.7.** La publicación del proyecto de resolución deberá efectuarse con una anticipación no menor a quince (15) días hábiles a la publicación de la resolución definitiva, conforme lo establece la Ley N° 27838.
- 4.8.** La elaboración del proyecto de resolución se ha efectuado en colaboración con esta Asesoría Legal, habiéndose incorporado los fundamentos legales expuestos en el presente informe. Los aspectos de índole técnico o económico se encuentran sustentados en el informe preparado por la División de Gas Natural.

5. Conclusiones

Por los fundamentos expuestos en el presente Informe, se considera procedente someter a la aprobación del Consejo Directivo de Osinergmin, la publicación del proyecto de resolución mediante el cual se fijan las Tarifas de Distribución de gas natural por red de ductos, el Valor Nuevo de Reemplazo, las Categorías Tarifarias, Acometidas, Derecho de Conexión, Cargos Tarifarios Complementarios y demás conceptos previstos en el Reglamento de Distribución para la Concesión Norte del periodo 2025-2028, así como el Plan Quinquenal de Inversiones 2025-2029.

[mcastillo]

[epahuacho]