

**Gerencia de Regulación de Tarifas
División de Gas Natural**

**Análisis de comentarios y sugerencias al
proyecto de resolución que fija las tarifas de
distribución de gas natural por red de ductos,
Plan Quinquenal de Inversiones y Cargos
Complementarios de la Concesión Norte para
el periodo 2025-2028**

**Expediente N° 151-2024-GRT
19 de diciembre de 2024**

Elaborado por:

Jorge Luis Sanchez Paisig
Rodrigo Eduardo Carrillo Castillo
Eduardo Antonio Torres Morales
Michael Antonio Moleros Cuestas
Ricardo José Pando Argote
Alexander Seminario Cacha
Andrés Luis Estrella Camacuari
Juan Francisco Allica Alvarez

Revisado y aprobado por:

[rmontoya]

Índice

RESUMEN EJECUTIVO	4
1 OBJETIVO.....	5
2 MARCO NORMATIVO Y ANTECEDENTES	6
2.1 MARCO NORMATIVO	6
2.2 ANTECEDENTES.....	7
3 ANÁLISIS DE LOS COMENTARIOS Y/O SUGERENCIAS DE BA CONSULTING	12
3.1 SOBRE LA DEMANDA	12
3.2 SOBRE LAS REDES FISE.....	13
3.3 SOBRE LA TUBERÍA DE CONEXIÓN	14
3.4 SOBRE LA TUBERÍA DE CONEXIÓN VERTICAL.....	15
3.5 SOBRE EL DERECHO DE CONEXIÓN	15
3.6 SOBRE EL BAREMO DE COSTOS.....	17
3.7 SOBRE LAS PÉRDIDAS FÍSICAS.....	17
3.8 SOBRE LAS PÉRDIDAS COMERCIALES.....	18
3.9 SOBRE EL APOORTE REGULATORIO.....	18
3.10 SOBRE EL DERECHO DE CONEXIÓN	19
3.11 SOBRE EL CONTRASTE DE MEDIDORES	21
3.12 SOBRE EXISTENCIAS	21
3.13 SOBRE LOS COMBUSTIBLES SUSTITUTOS	22
4 ANÁLISIS DE LOS COMENTARIOS Y/O SUGERENCIAS DE INACAL.....	23
4.1 SOBRE LAS COMPETENCIAS DE INACAL	23
5 ANÁLISIS DE LOS COMENTARIOS Y/O SUGERENCIAS DE GASES DEL PACÍFICO	26
5.1 SOBRE EL FACTOR DE PENETRACIÓN Y LOS CLIENTES POTENCIALES	26
5.2 SOBRE EL CONSUMO PROMEDIO RESIDENCIAL	28
5.3 SOBRE LA DEMANDA INDUSTRIAL	30
5.4 SOBRE LA CATEGORÍA PESCA	32
5.5 SOBRE EL BAREMO DE COSTOS.....	35
5.6 SOBRE TUBERÍAS DE CONEXIÓN.....	46
5.7 SOBRE LAS OBRAS ESPECIALES	48
5.8 SOBRE LAS INVERSIONES COMPLEMENTARIAS	49
5.9 SOBRE EL ORGANIGRAMA	50
5.10 SOBRE LOS SALARIOS.....	55
5.11 SOBRE LOS PROCESOS DE O&M.....	59
5.12 SOBRE LA COBRANZA	61
5.13 SOBRE EL CALL CENTER.....	62
5.14 SOBRE EL CAPITAL DE TRABAJO	63
5.15 SOBRE LAS PÉRDIDAS.....	64
5.16 SOBRE EL ODORANTE	65
5.17 SOBRE EL APOORTE REGULATORIO	67
5.18 SOBRE LA INCOBRABILIDAD	68
5.19 SOBRE LA COMPETITIVIDAD	70
5.20 SOBRE EL CORTE Y RECONEXIÓN	74
5.21 SOBRE LOS COSTOS DE INSTALACIÓN DEL GABINETE	76
5.22 SOBRE LA INSPECCIÓN SUPERVISIÓN Y HABILITACIÓN	79

5.23	SOBRE EL DIMENSIONAMIENTO Y DISEÑO DE LAS PSR	79
5.23.1	<i>Dimensionamiento de Equipos y Procesos – Sobre el Almacenamiento de GNL.....</i>	79
5.23.2	<i>Dimensionamiento de Equipos y Procesos - Sobre la Descarga de GNL</i>	84
5.23.3	<i>Dimensionamiento de Equipos y Procesos - Sobre el sistema Contra Incendio y Fire & Gas.....</i>	92
5.23.4	<i>Dimensionamiento de Equipos y Procesos - Sobre los Extintores</i>	94
5.23.5	<i>Sobre el Sistema de Despresurización de Cisternas GNL.....</i>	94
5.23.6	<i>Sobre el Sistema de Generación Eléctrica de respaldo</i>	95
5.23.7	<i>Sobre las Distancias de Seguridad de las PSR</i>	96
5.23.8	<i>Sobre los Costos de Válvulas y Accesorios</i>	98
5.23.9	<i>Sobre los costos de terrenos</i>	99
5.23.10	<i>Sobre el Resumen del CAPEX de las PSR.....</i>	102
5.23.11	<i>Sobre las Estaciones de Descompresión de GNC.....</i>	104
5.23.12	<i>Sobre las ERP.....</i>	105
5.24	SOBRE EL FLETE DE TRANSPORTE VIRTUAL	109
5.24.1	<i>Sobre el costo de los camiones, capacidad de los tanques y vida útil.....</i>	109
5.24.2	<i>Sobre la distancia, tiempo de viaje y cantidad de camiones.....</i>	112
5.24.3	<i>Sobre los costos de O&M de la flota</i>	117
6	ANÁLISIS DE LOS COMENTARIOS Y/O SUGERENCIAS DE LIMAGAS.....	119
6.1	SOBRE EL DERECHO DE EXCLUSIVIDAD	119
7	ANÁLISIS DE LOS COMENTARIOS Y/O SUGERENCIAS DE MICAELA MILAGROS CABRERA CORREA	121
7.1	SOBRE LAS CATEGORÍAS DE CONSUMIDORES.....	121
7.2	SOBRE LOS COSTOS DE TERRENOS.....	122
7.3	SOBRE LA REVISIÓN QUINQUENAL DE LA ACOMETIDA.....	123
7.4	SOBRE LOS PUNTOS DE MUESTREO.....	124
7.5	SOBRE EL CALL CENTER.....	125
7.6	SOBRE EL DERECHO DE CONEXIÓN	126
8	ANÁLISIS DE LOS COMENTARIOS Y/O SUGERENCIAS DE LA SOCIEDAD PERUANA DE	
	HIDROCARBUROS	127
8.1	SOBRE LAS TARIFAS DE DISTRIBUCIÓN.....	127
9	ANÁLISIS DE LOS COMENTARIOS Y/O SUGERENCIAS DE GAS PERUANO	129
9.1	SOBRE LAS INVERSIONES EN CASMA	129
9.2	SOBRE LAS INVERSIONES EN CASMA	130

Resumen Ejecutivo

En el presente informe se analizan los comentarios y sugerencias presentados al proyecto de resolución que fija las Tarifas de Distribución de gas natural por red de ductos de la Concesión Norte para el periodo 2025-2028, el Plan Quinquenal de Inversiones para el periodo 2025-2029, el cual fue publicado el 04 de noviembre de 2024 en el diario oficial El Peruano, mediante Resolución N° 185-2024-OS/CD (en adelante “Resolución 185”).

En la mencionada Resolución 185 se otorgó un plazo de diez (10) días hábiles para que los interesados remitan sus comentarios y/o sugerencias respecto del proyecto de resolución, el cual venció el 20 de noviembre de 2024 a las 23:59 horas. Dentro del plazo señalado, se recibieron los comentarios, y/o sugerencias de las siguientes empresas e interesados:

- BA Energy Solutions.
- INACAL.
- Gases de Pacífico S.A.C.
- LIMAGAS NATURAL PERU S.A.
- Srta. Micaela Milagros Cabrera Correa.
- Sociedad Peruana de Hidrocarburos (SPH).
- Gas Peruano.

En el siguiente cuadro se resume el resultado del análisis efectuado, respecto a los comentarios y/o sugerencias recibidas, se acogen aquellos que coadyuven a los fines de la presente fijación tarifaria.

N°	Agente	Cantidad de Comentarios	Aceptados	Aceptados parcialmente	No Aceptados
1	BA Consulting	13	4	1	8
2	INACAL	1	-	-	1
3	Gases del Pacífico	37	1	18	18
4	Limagas	1	-	-	1
5	Micaela Milagros Cabrera Correa	6	3	1	2
6	Sociedad Peruana de Hidrocarburos	1	-	-	1
7	Gas Peruano	2	-	-	2
TOTAL		61	8	20	33

1 Objetivo

Analizar los comentarios y/o sugerencias formuladas a la Resolución 185 que dispuso publicar el proyecto de resolución que fija las Tarifas de Distribución de gas natural por red de ductos de la Concesión Norte para el periodo regulatorio 2025-2028, presentadas por siete agentes, incluido la empresa Gases del Pacífico S.A.C. (en adelante “GdP” o “Concesionario”), y acoger aquellos comentarios que contribuyen con el objetivo del proceso regulatorio.

2 Marco Normativo y Antecedentes

2.1 Marco Normativo

- Texto Único Ordenado de la Ley del Procedimiento Administrativo General, Ley N° 27444, aprobado por Decreto Supremo N° 004-2019-JUS (en adelante “TUO LPAG”).
- Decreto Supremo N° 040-2008-EM, que aprueba el Texto Único Ordenado del Reglamento de Distribución de Gas Natural por Red de Ductos (en adelante “Reglamento de Distribución”), que establece los lineamientos y criterios básicos para la fijación de las tarifas máximas a ser aplicadas en el servicio público de distribución de gas natural por red de ductos.
- Resolución N° 659-2008-OS/CD y sus modificatorias, mediante la cual se aprobó 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”), que define los principios y criterios adoptados por Osinergmin en la determinación de los diversos aspectos que se encuentran regulados de la distribución de gas natural por red de ductos.
- Resolución N° 056-2009-OS/CD que aprueba el Procedimiento de Viabilidad de Nuevos Suministros de Gas Natural (en adelante “Procedimiento de Viabilidad”), mediante el cual se establece la metodología a seguir para definir la viabilidad técnica y económica de solicitudes de nuevos Suministros de gas natural por red de ductos y/o de ampliaciones de capacidad; así como el tratamiento de dichas solicitudes.
- Resolución N° 080-2012-OS/CD que aprueba la Norma “Procedimientos para Fijación de Precios Regulados” (en adelante “Procedimiento para Fijación de Precios Regulados”), que como Anexo C.2, establece las etapas y plazos del “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”).
- Resolución N° 188-2012-OS/CD que aprueba el Procedimiento para la Elaboración y Presentación de la Información Sustentatoria para la Fijación del Valor Nuevo de

Reemplazo de Empresas Concesionarias de Distribución de Gas Natural (en adelante “Procedimiento VNRGN”), que contiene los requerimientos de información y los procedimientos que deben emplear los Concesionarios, para efectos de la elaboración y presentación de la información del Valor Nuevo de Reemplazo de las instalaciones de distribución de gas natural por red de ductos.

- Resolución N° 299-2015-OS/CD que aprueba el “Procedimiento para la Liquidación del Plan Quinquenal de Inversiones de las Concesiones de Distribución de Gas Natural por Red de Ductos” (en adelante “Procedimiento de Liquidación”) que contiene los criterios para la aprobación del Plan Anual, entre otros.
- Resolución N° 054-2016-OS/CD que aprueba la Norma de Condiciones Generales del Servicio de Distribución de Gas Natural y de la Aplicación de las Tarifas al Usuario Final (en adelante “Norma de Condiciones Tarifarias”) que contiene las Condiciones Tarifarias que debe aplicarse en las tarifas del servicio de distribución de gas natural definidas al Consumidor final, así como, aspectos sobre la aplicación del precio medio del gas natural y costo medio de transporte.
- Resolución N° 056-2017-OS/CD mediante la cual se fijaron los cargos por Inspección, Supervisión y Habilitación de la Instalación Interna de los Consumidores Mayores a 300 m³ /mes, así como los cargos de corte y reconexión del servicio de distribución de gas natural por red de ductos de la Concesión Norte.

2.2 Antecedentes

- 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 Norte de Distribución de Gas Natural por Red de Ductos, comprendida por las regiones de Lambayeque, La Libertad, Ancash y Cajamarca y se aprobó el respectivo Contrato de Concesión (en adelante “Contrato de Concesión”).
- Con fecha 10 de abril de 2019, se publicó la Resolución Suprema N° 001-2019-EM con la que se aprobó la Primera Adenda al Contrato de Concesión de GdP (en adelante “Adenda”), en virtud de la cual se modificaron las categorías tarifarias inicialmente aprobadas en el Contrato de la Concesión Norte; segmentándolas en menores rangos de consumo e incorporando una nueva categoría tarifaria especial.
- El 30 de enero de 2021, mediante Oficio N° 2250-2021-MINEM/DGH, la Dirección General de Hidrocarburos (en adelante “DGH”) remitió a Osinergmin el Informe Técnico Legal N° 341-2021-MINEM/DGH-DNH-DGGN, en el que se concluye que la terminación del Primer Periodo Tarifario se producirá el 30 de diciembre de 2024, en caso no se presenten nuevas solicitudes de fuerza mayor y/o suspensión de plazos, por lo que la primera revisión tarifaria debe realizarse luego de transcurrida dicha fecha.

- Con Carta N° GDP-COM-S-2024-01098 recibida el 05 de marzo de 2024, según Registro GRT N° 2360-2024, GdP remitió a Osinergmin copia de su propuesta del PQI 2025-2029 (en adelante "Propuesta de PQI") para la Concesión Norte presentada a la Dirección General de Hidrocarburos del Minem y su respectiva información de sustento.
- Con Oficio N° 0421-2024-GRT notificado el 13 de marzo de 2024, según Registro GRT N° 2538-2024, Osinergmin remitió a GdP las observaciones sobre el cumplimiento de criterios y contenido mínimo de la Propuesta de PQI, conforme a lo dispuesto en los literales a) y b) del artículo 63c del Reglamento de Distribución, otorgándole un plazo de tres (3) días hábiles para la respectiva subsanación.
- Mediante Oficio N° 425-2024-GRT notificado el 15 de marzo de 2024, según Registro GRT N° 2582-2024, Osinergmin solicitó al Minem remitir las solicitudes de acceso al servicio de distribución de gas natural en la Concesión Norte presentadas por los interesados, comunidades y/o asociaciones de viviendas que haya recibido su despacho; asimismo, solicitó se le remita los planos georreferenciados en formato Shapefile de los proyectos ejecutados y aquellos que se proyectan ejecutar en el año 2024 en la Concesión Norte que cuenten con financiamiento del FISE y/o del Programa "Con Punche Perú", de corresponder.
- Con Carta N° COM-GDP-S-2024-01322 recibida el 18 de marzo de 2024, según Registro GRT N° 2669-2024, GdP brinda respuesta al Oficio N° 421-2024-GRT.
- Mediante Oficio N° 0366-2024/MINEM-DGH recibido el 27 de marzo de 2024, según Registro GRT N° 3145-2024, el Minem remite a Osinergmin el Informe Técnico Legal N° 041-2024-MINEM/DGH-DGGN-DNH en el que se concluye que la Propuesta de PQI del Concesionario no es concordante con la Política Energética Nacional.
- Con Oficio N° 0508-2024-GRT de fecha 27 de marzo de 2024, según Registro GRT N° 2360-2024, Osinergmin remite al Minem, con copia a GdP, el Informe Técnico Legal N° 193-2024-GRT a través del cual se efectuó la verificación de los criterios y contenido mínimo de la Propuesta de PQI, conforme a lo previsto en los literales a) y b) del artículo 63c del Reglamento de Distribución. En dicho informe y, conforme a la evaluación realizada, se precisó que la Propuesta de PQI debía ser modificada, considerando el pronunciamiento del Minem y absolviendo las observaciones contenidas en el Informe Técnico Legal N° 193-2024-GRT.
- Con Oficio N° 536-2024-GRT notificado el 03 de abril de 2024, según Registro GRT N° 3255-2024, Osinergmin advierte a GdP que, debido a que el procedimiento de regulación de tarifas para el periodo 2024-2028 de la Concesión Norte se inicia obligatoriamente el 31 de mayo de 2024, las observaciones formuladas por Osinergmin y el Minem a la Propuesta de PQI debían ser absueltas a la brevedad de lo posible.
- Mediante Oficio N° 0388-2024/MINEM-DGH recibido el 04 de abril de 2024, según Registro GRT N° 3362-2024, el Minem remitió a Osinergmin la información requerida en el Oficio N° 425-2024-GRT, en relación a las solicitudes de acceso al servicio de

distribución presentadas por los interesados, comunidades y/o asociaciones de vivienda; y, los planos georreferenciados en formato Shapefile correspondientes al presente año, que cuenten con financiamiento del FISE y/o del Programa “Con Punche Perú”.

- Con Carta N° GDP-COM-S-2024-02240, recibida el 15 de mayo de 2024, según Registro GRT N° 4712-2024, GdP remitió al Minem su nueva versión de la Propuesta de PQI, que contiene la absolución de las observaciones realizadas por la DGH y Osinergmin a través del Oficio N° 0366-2024/MINEM-DGH y el Oficio N° 0508-2024-GRT, respectivamente.
- Con Oficio N° 0668-2024/MINEM-DGH recibido el 31 de mayo de 2024, según Registro GRT N° 5324-2024, el Minem remite a Osinergmin el Informe Técnico Legal N° 075-2024-MINEM/DGH-DGGN-DNH, el cual concluye que la nueva versión de la Propuesta de PQI presentada por la Concesionaria es concordante con la Política Energética Nacional vigente.
- Mediante Carta N° GDP-COM-S-2024-02636, de fecha 31 de mayo de 2024, según Registro GRT N° 5304-2024, GdP remitió a Osinergmin su Propuesta Tarifaria de Tarifas de Distribución de gas natural por red de ductos y Cargos Complementarios (en adelante “Propuesta Tarifaria”) para el periodo 2025-2028, cumpliendo de esta manera con lo previsto en el ítem a) del Procedimiento.
- Con fecha 06 de junio de 2024, se publicó la convocatoria a audiencia pública en el diario El Comercio (diario de alcance nacional), el diario Mi Ciudad (diario de alcance local en Trujillo – La Libertad) y en el Diario De Chimbote (diario de alcance local en Chimbote).
- En la misma fecha se remitió el Oficio N° 927-2024-GRT, según Registro GRT N° 5400-2024, en el que se solicitó a GdP que, como máximo el 10 de junio de 2024, adjunte a su Propuesta Tarifaria los siguientes requisitos mínimos: (i) El Plan de promoción y (ii) la propuesta de baremo de costos unitarios con los sustentos respectivos. Además, se le requirió actualizar la información ingresada de la Propuesta de PQI en el Portal PRIE para asegurar su coherencia con lo presentado en la Propuesta Tarifaria.

En el mencionado oficio también se solicitó la participación de GdP en las Audiencias Públicas que se llevaron a cabo en las ciudades de Trujillo y Chimbote, con el fin de presentar y sustentar su Propuesta Tarifaria, PQI, y otros temas relacionados.

- El 10 de junio de 2024, mediante Carta N° GDP-COM-S-2024-02768 recibida según Registro GRT N° 5487-2024, GdP dio respuesta a los requerimientos realizados por Osinergmin en el Oficio N° 924-2024-GRT.
- Conforme con lo previsto en el ítem c) del Procedimiento, los días 12 y 14 de junio de 2024, se realizaron las Audiencias Públicas convocadas por Osinergmin en las

ciudades de Trujillo y Chimbote, respectivamente, durante las cuales GdP presentó los detalles de su Propuesta Tarifaria, PQI y otros temas relacionados.

- Con Oficio N° 239-2024-OS-GG notificado el 01 de julio de 2024, según Constancia de Notificación N° 202400151231 y Registro GRT N° 6149-2024, Osinergmin remitió a GdP el Informe Técnico Legal N° 481-2024-GRT y el Informe N° GSE/DSR-1413-2024 que contienen el pronunciamiento de este Organismo sobre los aspectos de regulación y de supervisión respecto de la Propuesta de PQI presentada por el Concesionario para el periodo regulatorio 2025-2028, de conformidad con lo dispuesto en el literal d) del artículo 63c del Reglamento de Distribución.
- Con Oficio N° 1096-2024-GRT notificado el 02 de julio de 2024, según Constancia de Notificación N° 202400155352-1 y Registro GRT N° 5304-2024, Osinergmin remitió a GdP el Informe Técnico Legal N° 506-2024-GRT en el que se detallan las observaciones efectuadas por Osinergmin al contenido de la Propuesta Tarifaria presentada por GdP, cumpliendo de esta manera con la etapa prevista en el ítem d) del Procedimiento.
- Mediante Carta N° GDP-COM-S-2024-03628, de fecha 31 de julio de 2024, según Registro GRT N° 7113-2024, GdP remitió a Osinergmin los documentos correspondientes a su absolución de las observaciones realizadas a la Propuesta Tarifaria para el periodo 2025-2028, acompañada de su Propuesta de PQI actualizado, así como la actualización de su Propuesta Tarifaria y la actualización del Modelo Tarifario, cumpliendo de esta manera con la etapa prevista en el ítem e) del Procedimiento.
- El 04 de noviembre de 2024, mediante Resolución N° 185-2024-OS/CD (adelante Resolución 185), se publicó el Proyecto de Resolución que aprueba la Tarifa Única de Distribución para la Concesión Norte correspondiente al periodo 2025 – 2028, el Plan Quinquenal de Inversiones, el Plan de Conexiones de Clientes Residenciales, así como los demás conceptos establecidos en el Reglamento de Distribución.
- El 7 y 8 noviembre de 2024, se efectuó las Audiencias Públicas en las ciudades de Chimbote y Trujillo respectivamente, con la finalidad de que el Regulador sustente la propuesta tarifaria contenida en el proyecto de resolución publicada mediante Resolución 185, de acuerdo con la etapa h) del Procedimiento de Fijación de Tarifas.
- Dentro del plazo señalado se recibieron las comunicaciones de siete (07) interesados que se detallan a continuación:
 - BA Energy Solutions, a través de documento enviado mediante correo electrónico recibido a las 18:11 del 19 de noviembre de 2024.
 - INACAL, mediante correo electrónico recibido a las 16:29 del 20 de noviembre de 2024.
 - Gases de Pacífico S.A.C. (“GdP”), mediante correo electrónico a a las 16:54 del 20 de noviembre de 2024.

- LIMAGAS NATURAL PERU S.A., a través de documento recibido el 20 de noviembre de 2024 a las 18:37 horas mediante la VVO de Osinergmin, con registro SIGED 202400274892.
 - Micaela Milagros Cabrera Correa, mediante correo electrónico recibido a las 20:48 del 20 de noviembre de 2024.
 - Sociedad Peruana de Hidrocarburos, mediante correo electrónico recibido a las 21:57 del 20 de noviembre de 2024.
 - Gas Peruano, mediante correo electrónico recibido a las 23:35 del 20 de noviembre de 2024.
- Mediante Carta N° GDP-COM-S-2024-05221 recibida con fecha 18 de noviembre de 2024, según Expediente Siged N° 202400271209 y Registro GRT N° 10125-2024, GdP solicitó el uso de la palabra en sesión del Consejo Directivo de Osinergmin con el objetivo de realizar una presentación sobre su posición respecto a la propuesta tarifaria publicada con Resolución 185, la misma que fue concedida y comunicada con Oficio N° 14-2024-OS/AAD de fecha 21 de noviembre de 2024 y realizada en la sesión del Consejo Directivo del 27 de noviembre de 2024
- Con Carta N° GDP-COM-S-2024-05279, recibida con fecha 21 de noviembre de 2024, según Expediente Siged N° 202400275651 y Registro GRT N° 10384-2024, GdP solicitó una reunión con el equipo técnico de Osinergmin, ello en el marco del Procedimiento de Fijación de Tarifas que regula las audiencias privadas. Con Oficio N° 1885-2024-GRT de fecha 25 de noviembre se comunicó a GdP que dicha solicitud califica como una audiencia privada. Dicha audiencia se llevó a cabo el 26 de noviembre de 2024, siendo que el acta de dicha audiencia está publicada en el Portal Institucional de Osinergmin del proceso regulatorio.
- Como parte de la evaluación de los comentarios, el Regulador dispuso la realización de visitas técnicas a las ciudades de Chimbote, Trujillo, Pacasmayo, Chiclayo, Lambayeque, Cajamarca y Huaraz, los días 28 y 29 de noviembre. Las vistas permitieron revisar en campo las longitudes promedio de las Tuberías de Conexión en cada una de las ciudades antes indicadas.
- Como parte del proceso regulatorio la concesionaria solicitó mediante Cartas N° GDP-COM-S-2024-05403 y N° GDP-COM-S-2024-05367 una nueva Audiencia Privada con el Regulador, la misma que se llevó el día 11 de diciembre de 2024 a horas 15:00 en las oficinas de Osinergmin. El acta de dicha audiencia está publicada en el Portal Institucional de Osinergmin del proceso regulatorio.
- Con Carta GDP-COM-S-2024-05571 recibida con fecha 17 de diciembre de 2024 según Registro GRT N° 10977-2024, GdP solicitó la programación de una reunión adicional con los equipos técnicos de Osinergmin, la misma que se llevó a cabo el 19 de diciembre a las 12 m. Con Oficio N° 2120-2024-GRT de fecha 18 de diciembre se comunicó al Concesionario, que dicha solicitud califica como una audiencia privada y que la misma se llevaría a cabo con fecha 19 de diciembre de 2024, según consta en el acta respectiva publicada en la dirección web del proceso regulatorio

3 Análisis de los Comentarios y/o Sugerencias de BA Consulting

3.1 Sobre la demanda

Comentario y/o Sugerencia N° 1

BA Consulting señala que la demanda aprobada por Osinergmin en el Informe Técnico N° 787-2024-GRT proviene de un Estudio de Demanda realizado por el Regulador. La empresa solicita que Osinergmin explique cómo va a garantizar que el 100% de los clientes mapeados se conecten a las redes, de no concretarse las conexiones el Concesionario vería comprometida la recaudación de sus ingresos debido a la aprobación de una tarifa inferior a la necesaria.

Análisis de Osinergmin

Al respecto, se debe precisar que conforme lo establece el artículo 123 del Reglamento de Distribución, la regulación del servicio de distribución de gas natural por red de ductos en el Perú es por incentivos, fijándose límites máximos a las tarifas que pueden cobrar los concesionarios de distribución, otorgándoles la señal regulatoria para búsqueda de costos eficientes, la optimización en la ejecución de actividades y la promoción de nueva demanda.

En esa línea, la fijación de las tarifas de distribución de gas natural por red de ductos es de carácter prospectivo y se realiza sobre la base de los mejores supuestos del mercado potencial con que cuenta la concesión para los cuatro años siguientes del periodo regulatorio¹.

En consecuencia, a menos que el marco contractual precise lo contrario, el marco normativo de la distribución de gas natural por ductos no garantiza la demanda al Concesionario; ergo, el riesgo de demanda es asignado a este, y en su rol de

¹ Numeral 17.1 de la Resolución N° 659-2008-OS/CD: "17.1 La estimación de la demanda toma como base el diagnóstico del mercado actual y la definición del mercado potencial de clientes que podrían acceder a un suministro de gas natural".

comercializador, es el encargado de la promoción de nuevos clientes y de nueva demanda de gas natural.

Sin perjuicio de lo señalado, es importante indicar que el artículo 121 del Reglamento de Distribución permite efectuar reajustes tarifarios en caso existan variaciones significativas respecto de las bases utilizadas para la aprobación de la tarifa, entre. Ello reduce el riesgo de demanda en aquellos casos donde no se cumpla la proyección efectuada en las fijaciones tarifarias.

Por lo expuesto, se acoge lo requerido de BA Consulting en lo referido a explicar que no corresponde a este Organismo garantizar que el 100% de los clientes mapeados se conecten a las redes, dado que, de acuerdo al marco normativo, el riesgo de demanda es asignado al Concesionario.

Conclusión

Por lo expuesto, se acoge lo solicitado por BA Consulting.

3.2 Sobre las Redes FISE

Comentario y/o Sugerencia N° 2

BA Consulting señala que de la revisión del modelo tarifario contenido en el archivo "Anexo_6_Modelo_Tarifario_GDP_v8_29102024151023" identificó que Osinergmin no especifica la inclusión de los OPEX relacionados con la infraestructura construida con aporte de capital FISE, tales como el mantenimiento preventivo, atención de emergencias, habilitación, entre otros.

Análisis de Osinergmin

Al respecto, se precisa que las redes de polietileno existentes financiadas por el FISE sí fueron incluidas como parte de los *drivers* utilizados para la estimación de los costos de operación y mantenimiento de la empresa modelo. Ello puede ser verificado en el modelo de cálculo "Anexo_6_Modelo_Tarifario_GDP", hoja "Drivers", celda "H31". El metrado de dichas redes asciende a 68,94 km, obtenido a partir de la información VNRG reportada por GdP. Ver figura siguiente:

Descripción	Unidad	Cantidad
Consumidores	u	235 415
Grandes Clientes	u	208
ERSGNL	u	9
ERM GNC	u	2
City gates	u	9
Red PE	km	4 145
Obras Esp	u	26
SCADA	u	9
CAPEX	000 USD	-
Volumen	000 m3	136 782
Costo Financiero GN	USD	37 796
Pérdidas	USD	113 430
Odorante	USD	16 669
Alicuota	USD	320 070

2024	2025	2026	2027	2028	2029
235 415	235 415	252 209	268 131	284 049	284 049
208	208	228	242	255	255
8	9	10	10	10	10
2	2	2	2	2	2
8	9	10	10	10	10
4 034	4 145	4 233	4 286	4 338	4 338
26	26	26	26	26	26
8	9	10	10	10	10
-	-	-	-	-	-
102 573	136 782	184 757	192 861	203 900	203 900
28 343	37 796	51 053	53 292	56 343	56 343
85 061	113 430	153 215	159 935	169 090	169 090
12 500	16 669	22 515	23 503	24 848	24 848
240 020	320 070	432 331	451 295	477 127	477 127

REDES FISE	km	68.94
------------	----	-------

Conclusión

Por lo expuesto, no se acoge el comentario de BA Consulting.

3.3 Sobre la Tubería de Conexión

Comentario y/o Sugerencia N° 3

BA Consulting señala que, de la revisión del modelo tarifario del archivo "Anexo_6_Modelo_Tarifario_GDP_v8_29102024151023", identificó que en la hoja "CAPEX", Osinergmin utiliza los códigos VNR de una red común para valorar la Tubería de Conexión. La empresa consultora considera necesario que Osinergmin aclare los fundamentos de este criterio, dado que a su juicio señalan que las Tuberías de Conexión tienen un costo superior al de las tuberías utilizadas en redes anilladas.

Análisis de Osinergmin

Sobre la afirmación de BA Consulting de que las Tuberías de Conexión tienen un costo superior al de las tuberías utilizadas en redes anilladas, debemos señalar que la citada no ha presentado un sustento (por ejemplo, un análisis de costos) para ser evaluada por el Regulador, por lo que la respuesta se enfocará en señalar los fundamentos o criterios de utilizar los códigos VNR de una red común para valorizar las Tubería de Conexión.

Al respecto, debemos señalar que este criterio se basa en que la Tubería de Conexión es un componente del Sistema de Distribución, la cual se encuentra muy próxima a la red común, siendo que la misma parte de forma perpendicular desde la red común hacia los predios de los consumidores; por tanto, esta tubería comparte características constructivas similares a la de una tubería de la red común, por lo que puede ser valorizada con los costos unitarios estándar utilizados para valorizar dicha red común.

Asimismo, debemos señalar que los costos unitarios estándar, con que se valoriza entre otros las tuberías de polietileno, han sido determinadas considerando todas las características constructivas relevantes, las cuales son el tipo de tubería (polietileno y acero), diámetro (varios), tipo de terreno (rocoso, semirocoso, arenoso y normal) y pavimento (afirmado, mixto, flexible y rígido), es así que la Tubería de Conexión puede

estar conformados por más de un tramo, los cuales pueden ser clasificado con el código VNR que mejor la represente y con ello una valorización o costo acorde a sus características identificadas en las obras de campo.

Finalmente, debemos señalar que el criterio en discusión se ha utilizado en diferentes procesos regulatorios de concesiones de Lima y Callao e Ica, por lo que es una práctica regulatoria aceptada por todos los agentes relacionados con el servicio de distribución de gas natural por red de ductos.

Conclusión

Por lo expuesto, se acoge el comentario de BA Consulting en el sentido de aclarar los fundamentos o criterios aplicados.

3.4 Sobre la Tubería de Conexión Vertical

Comentario y/o Sugerencia N° 4

BA Consulting indica que de la revisión del modelo tarifario en el archivo "Anexo_6_Modelo_Tarifario_GDP_v8_29102024151023", en la hoja "CAPEX", ha identificado que Osinergmin no ha tenido en cuenta la vertical de la Tubería de Conexión (TC) residencial y comercial, específicamente una altura de 1,45 metros.

Análisis de Osinergmin

A fin de poder determinar con certeza una longitud promedio de la tubería de conexión en la Concesión Norte, se dispuso realizar visitas de campo en todas las ciudades donde GdP brinda el servicio de distribución, obteniéndose una longitud promedio de las Tuberías de Conexión de 3,28 m. aplicable a toda la concesión. El detalle de la metodología utilizada y los resultados se muestran en el Anexo 2 del Informe Técnico N° 870-2024-GRT.

Conclusión

Por lo expuesto, no se acoge el comentario de BA Consulting.

3.5 Sobre el Derecho de Conexión

Comentario y/o Sugerencia N° 5

BA Consulting indica que de la revisión del modelo tarifario en el archivo "Anexo_6_Modelo_Tarifario_GDP_v8_29102024151023", en la hoja "DC", Osinergmin de sustentar técnicamente la aplicación del Factor 1,2079 en el cálculo del Derecho de Conexión.

Análisis de Osinergmin

El Derecho de Conexión es un bien intangible que forma parte de la tarifa de distribución, y que obliga al Concesionario a efectuar la conexión dentro de los plazos señalados en el

Reglamento de Distribución; asimismo, otorga un derecho al interesado sobre la capacidad de suministro solicitada desde el sistema de distribución, tal como lo señala la definición 2.36 del precitado reglamento.

A partir de la mencionada definición, queda claro que el pago del Derecho de Conexión no está asociado a ninguna infraestructura física.

Por otro lado, en el artículo 63b del Reglamento de Distribución se establecen algunos criterios para su regulación, dentro de los cuales se menciona que debe cubrir el equivalente al costo esperado de la tubería de conexión promedio, más la parte del costo esperado de desarrollo de la red común para clientes con consumo mayores a 300 m³ por mes; y, para el caso de los consumidores regulados, cuyo consumo sea menor o igual a 300 m³ por mes, el Derecho de Conexión deberá cubrir como máximo, el equivalente al costo esperado de la tubería de conexión promedio.

En ese sentido, para la determinación del cargo por Derecho de Conexión se parte del costo de la tubería de conexión, sin considerar los costos indirectos como ingeniería, gastos generales e interés intercalario, dado que no corresponde a la planificación de una infraestructura que va a ser construida por un contratista, sino a las obligaciones y derechos del Concesionario e Interesado, respectivamente.

Finalmente, en la siguiente figura se presenta un ejemplo para el análisis de costos de una partida del baremo (Tubería de Polietileno de 20 mm Alta Densidad Terreno Normal Pavimento Flexible), donde el costo de obra (o costo directo) es 32,08 USD/m y el costo total es de 38,75 USD/m, que incluye los costos indirectos de ingeniería, gastos generales e interés intercalario. Por lo tanto, el factor 1,2079 surge de la división del Costo Total entre el Costo de Obra ($38,75 / 32,08 = 1,2079$) que es el factor con el cual se descuentan los costos indirectos del costo total de la partida.

COSTO DE INVERSION DETALLADO DEL COMPONENTE

CODIGO VNR: 010201010102

DESCRIPCION: Tubería de Polietileno de 20 mm Alta Densidad Terreno Normal Pavimento Flexible

(Seleccionar en el desplegable)

N°	DESCRIPCION DE ACTIVIDADES	UNIDAD	CANTIDAD	COSTOS UNITARIO USD/UNID				SUBTOTAL USD/UND
				A MATERIALES	B COSTO DE STOCK 7%	C MANO DE OBRA	D MAQUINARIA, TRANSPORTE Y EQUIPOS	
1	Suministro de Tubería	ML	1.00	0.59	0.04	-	-	0.63
2	Localización y replanteo	ML	1.00	0.50	0.03	1.43	0.11	2.08
3	Registro de distancia de seguridad y señalización	ML	1.00	0.06	0.00	1.13	0.10	1.28
4	Corte y rotura	ML	1.00	0.16	0.01	2.40	5.30	7.87
5	Excavación	ML	1.00	0.28	0.02	5.64	1.73	7.67
6	Tendido, Pegas y Prueba de hermeticidad	ML	1.00	0.01	0.00	0.13	0.72	0.86
7	Relleno	ML	1.00	0.64	0.04	2.04	2.34	5.06
8	Nivelación, compactación y reposición	ML	1.00	1.38	0.09	1.98	1.09	4.55
9	Retiro de escombros sobrantes o producto de demolición	ML	1.00	0.03	0.00	0.60	1.44	2.08
	SUBTOTAL	ML	1.00	3.65	0.25	15.35	12.83	
E	COSTO DE OBRA							32.08
F	INGENIERIA DEL PROYECTO Y RECEPCION (X% de E)						11%	3.58
G	GASTOS GENERALES (Y% de (E+F))						6%	2.14
H	SUB TOTAL 2 (E+F+G)							37.81
I	INTERES INTERCALARIO (Z% de H)						3%	0.95
J	COSTO TOTAL (H+I)							38.75

Conclusión

Por lo expuesto, no se acoge lo solicitado por BA Consulting.

3.6 Sobre el Baremo de Costos

Comentario y/o Sugerencia N° 6

BA Consulting señala que, de la revisión del Baremo de Costos Unitarios detallados en el archivo "001-Baremo Resumen Mar-2024" y otros documentos relacionados, se ha identificado que los costos propuestos por Osinergmin presentan una disminución de entre el 18% y el 30% respecto a los valores vigentes. Además, BA Consulting comenta que el informe no proporciona una justificación para esta reducción, y que los mencionados costos se han determinado empleando un ajuste de costos por curva, a pesar de que existen documentos disponibles para obtener los precios de mercado.

Análisis de Osinergmin

Al respecto, del comentario de BA Consulting no se advierte una solicitud concreta, sin embargo, infiriendo de su comentario se desprende un pedido de que el Regulador justifique la reducción de los costos unitarios. Al respecto, el Baremo utilizado en la etapa de Pre Publicación consideraba el retiro del Ingeniero Supervisor y la Camioneta 4x2 en las actividades constructivas, sin embargo, para la presente evaluación se ha considerado reconocer parcialmente el recurso Camioneta 4x2 (ver numeral 5.5 del presente informe para mayor detalle). Por otro lado, se efectuó un cambio en la actividad constructiva de reconformación del pavimento flexible, donde en los Baremos previos se consideraba una reconformación con 100% de asfalto, sin embargo, en la práctica constructiva de carreteras ésta es una mezcla de varios componentes, entre ellas arena fina y piedra chancada, así como una proporción mucho menor de asfalto. Estos cambios han generado la reducción, para mayor detalle ver el numeral 5.5 del Análisis de los Comentarios y/o Sugerencias de GdP.

Conclusión

Por lo expuesto, se acoge el comentario de BA Consulting, en el sentido que se justifica los cambios que generaron la reducción de los costos.

3.7 Sobre las Pérdidas Físicas

Comentario y/o Sugerencia N° 7

BA Consulting señala que, de la revisión del Informe Técnico del consultor de Osinergmin titulado "SÉPTIMO ENTREGABLE CON ABSOLUCIÓN DE OBSERVACIONES", han constatado que se ha empleado un valor de 0,37% para las pérdidas físicas, el mismo valor utilizado en el proceso tarifario de Calidda. BA Consulting cuestiona el criterio empleado, así como la decisión de no haber utilizado el valor reportado por GdP, dado que su configuración difiere a la de Calidda, y refiere que la norma RCD 659-2008-OS/CD establece que, para el reconocimiento de las pérdidas estándares el Concesionario deberá presentar un balance trimestral y anual del gas natural distribuido, considerando el consumo propio como una venta.

Análisis de Osinergmin

Al respecto, conforme lo señala BA Consulting se ha recopilado la información de pérdidas reportada por la propia GdP a través del Formato D1 "Balance de entrada y salida" del Sistema de Información Comercial de Gas Natural SICOMGN. Dicha información es comparada con los volúmenes de gas natural consignados en el reporte operativo diario de las Estaciones de Regulación y Medición de la Concesión Norte. Con ello, se obtiene que el porcentaje de pérdidas de gas natural del periodo de enero de 2019 a julio de 2024 resulta 0,04%.

Conclusión

Por lo expuesto, se acoge parcialmente el comentario de BA Consulting.

3.8 Sobre las Pérdidas Comerciales

Comentario y/o Sugerencia N° 8

BA Consulting indica que, de la revisión del modelo tarifario en el archivo "Anexo_6_Modelo_Tarifario_GDP_v8_29102024151023", en la hoja "Drivers", ha identificado que Osinergmin no ha considerado las pérdidas comerciales dentro del modelo tarifario. Asimismo, señala que la norma RCD 659-2008-OS/CD establece que los costos de comercialización deben incluir, entre otros, los costos por pérdidas comerciales.

Análisis de Osinergmin

Respecto de lo señalado por BA Consulting, GdP no ha reportado ni sustentado la existencia de pérdidas comerciales, por lo que no corresponde su inclusión en el modelo tarifario.

Conclusión

Por lo expuesto, no se acoge lo solicitado por BA Consulting.

3.9 Sobre el Aporte Regulatorio

Comentario y/o Sugerencia N° 9

BA Consulting señala que, de la revisión del modelo tarifario en el archivo "Anexo_6_Modelo_Tarifario_GDP_v8_29102024151023" en la hoja "Drivers", ha identificado que Osinergmin ha utilizado únicamente los ingresos por servicio de distribución para el cálculo del Aporte Regulatorio, excluyendo los ingresos por Habilitación, Derecho de Conexión (DC), Corte/Reconexión y otros ingresos relacionados.

Análisis de Osinerghmin

Respecto de lo señalado por BA Consulting, se debe precisar que el cálculo de los Cargos Complementarios incluye la aplicación del porcentaje de aporte regulatorio, lo que puede ser verificado en el Informe Técnico N° 868-2024-GRT.

En ese sentido, a efectos de estimar el aporte regulatorio de la base tarifaria, solo corresponde realizar dicha estimación sobre la base de ingresos por el servicio de distribución, excluyendo a los Cargos Complementarios.

Conclusión

Por lo expuesto, no se acoge el comentario de BA Consulting.

3.10 Sobre el Derecho de Conexión

Comentario y/o Sugerencia N° 10

BA Consulting señala que, de la revisión del modelo tarifario en el archivo "Anexo_6_Modelo_Tarifario_GDP_v8_29102024151023" en la hoja "DC", ha observado que Osinerghmin incluye ingresos por Derecho de Conexión (DC) del periodo de tarifa inicial. Asimismo, se refieren a lo establecido en el Artículo 123 del Reglamento de Distribución de Gas Natural, que indica que la regulación tarifaria es prospectiva, por lo que solo deben considerarse los ingresos por DC de aquellos proyectados para el periodo 2025-2028.

Análisis de Osinerghmin

El Derecho de Conexión es un concepto introducido en el Reglamento de Distribución mediante el D.S. N° 014-2008-EM, junto con otras definiciones relacionadas con la evaluación de la viabilidad económica de nuevos suministros de gas natural.

La creación del Derecho de Conexión redefinió el criterio de calificación de la viabilidad y en cuanto a su aplicación, eliminó el complejo cálculo del Procedimiento de Viabilidad anterior. Para ello, se basó en diversos cargos de financiamiento reembolsables (Contribución de Viabilidad Financiera) y no reembolsables (Aportes y Sobrecargos) con que los usuarios financian el desarrollo de redes a efectos de obtener la conexión de un nuevo suministro. Los Aportes y Sobrecargos desde el inicio, se efectuaron con carácter financiero no reembolsable en mérito de contribuir a amortizar las instalaciones existentes y con ello, asegurar así la competitividad de las tarifas de gas natural frente al precio de los productos sustitutos en las siguientes revisiones tarifarias, previendo que debían registrar dichos financiamientos en las denominaciones de las cuentas contables².

² En los proyectos iniciales de la norma, esta cuenta se denominó **Cuenta de Expansión por Terceros**: Cuenta contable donde se registrarán las contribuciones realizadas por los Interesados, mediante las detracciones totales o parciales de los Aportes o Sobrecargos, que se efectúan en mérito de contribuir

Por lo tanto, siendo que el Derecho de Conexión se define con iguales características financieras a los Aportes y Sobrecargos a los que complementa, esto es:

- El Derecho de Conexión es un cargo financiero no reembolsable, según el numeral 8.1 del Procedimiento de Viabilidad de Nuevos Suministros de Gas Natural aprobado mediante Resolución OSINERGMIN N° 056-2009-OS-CD.
- Los Derechos de Conexión según el Artículo 11 del procedimiento en mención, deben ser registrados en una cuenta contable especial que determina el Concesionario en su contabilidad regulatoria (Cuenta de Derechos de Conexión). Quién además debe remitir trimestralmente la información sobre los ingresos e inversiones por Derechos de Conexión pagados por los usuarios; y
- Finalmente, el procedimiento mencionado en concordancia con el inciso f) del Artículo 63b del Reglamento de Distribución, señala en su numeral 9.1 que los Derechos de Conexión pagados por los Interesados se deben actualizar, para efectos de la revisión tarifaria, siguiendo el valor de la Red Común.

Por lo señalado, los Derechos de Conexión pagados por los usuarios con carácter no reembolsable deben ser registrados en una cuenta especial (el propio concesionario también lo considera en su propuesta tarifaria), con el objetivo que, al momento de la revisión tarifaria pasen a ser actualizados mediante una tasa inflacionaria, y luego ser descontados de la base tarifaria siguiendo el valor de la Red Común. Para ello, se acumula en cuentas separadas los Derechos de Conexión y las inversiones de red común efectuadas. Luego se descuenta los Derechos de Conexión acumulados en proporción porcentual de las inversiones acumuladas consideradas en la base tarifaria, que para los efectos del cálculo de recuperación, se efectúa en un horizonte de 30 años, según lo señalado en el Reglamento de Distribución.

Conclusión

Por lo expuesto, no se acoge el comentario de BA Consulting.

a amortizar las instalaciones existentes y de asegurar la competitividad de las tarifas de gas natural frente al precio de los productos sustitutos en las siguientes revisiones tarifarias.

Por su parte la Resolución OSINERG N° 263-2005-OS/CD, la definió como **Cuenta de Equilibrio Tarifario**: Cuenta contable donde la Concesionaria registrará las inversiones realizadas por los Interesados, a través de Aportes o Sobrecargos o a través de la construcción directa de la infraestructura necesaria para la atención del suministro. La Administración de dichas Inversiones a través de la Cuenta de Equilibrio Tarifario, se efectúan a fin de diferenciarlas de las inversiones efectuadas directamente por el Concesionario y que son parte de la base tarifaria.

Finalmente, la Resolución OSINERGMIN N° 056-2009-OS-CD la define como **Cuenta Contable de Aportes o Sobrecargos**, con un texto similar a su anterior denominación

3.11 Sobre el Contraste de Medidores

Comentario y/o Sugerencia N° 11

BA Consulting indica que, tras revisar el modelo tarifario e informes técnicos, se ha observado que Osinergmin no ha incluido el ítem relativo a la contrastación de medidores.

Análisis de Osinergmin

En relación al análisis de este comentario, nos remitimos numeral 3.1.1 del Informe Legal N° 869-2024-GRT donde se concluye que, en relación al contraste de medidores, este es potestativa y puede ser solicitada por el usuario, quien asumirá los costos si el medidor cumple con el margen de precisión, caso contrario, es el Concesionario quien asumirá los costos. Asimismo, no existe normativa que establezca que los costos de contraste deban ser incluidos en los costos reconocidos en la tarifa de distribución de gas natural

Conclusión

Por tanto, no se acoge lo solicitado por BA Consulting.

3.12 Sobre Existencias

Comentario y/o Sugerencia N° 12

BA Consulting señala que, de la revisión del modelo tarifario y en los informes técnicos ha identificado que Osinergmin no ha considerado como existencias, el valor de la molécula almacenada tanto en los tanques de GNL como en las cisternas en tránsito.

Análisis de Osinergmin

Respecto de lo señalado por BA Consulting, se debe precisar que los costos de compra del GNL son trasladados a los clientes de la concesión a través de los cargos aplicables. Es decir, el valor de la molécula es asumido por los clientes de la concesión mediante la facturación que realiza GdP.

No obstante, la base tarifaria incluye los gastos financieros por la compra del GNL. Dichos gastos tienen como finalidad el financiamiento del período (estimado en 15 días) que existe entre la fecha de pago al suministrador de GNL y la fecha de recaudación de la facturación a los clientes de la concesión. Es en ese contexto, que el cálculo de los gastos financieros considera el valor del GNL adquirido al suministrador, por lo que no corresponde acoger el comentario.

Conclusión

Por lo expuesto, no se acoge lo solicitado por BA Consulting.

3.13 Sobre los Combustibles Sustitutos

Comentario y/o Sugerencia N° 13

BA Consulting señala que, de la revisión del modelo tarifario y de los informes técnicos, ha observado que Osinergmin no detalla los conceptos que conforman el precio del sustituto. Asimismo, BA Consulting comenta que considera relevante que Osinergmin especifique el precio en planta, así como los márgenes mayorista y minorista, para poder calcular el precio de venta final y así evaluar la competitividad con el precio del gas natural.

Análisis de Osinergmin

Los precios de los combustibles sustitutos considerados para la evaluación de la competitividad corresponden a precios promedio a nivel de cliente final (sin considerar el IGV).

En los modelos que sustentan la Resolución que aprueba la tarifa de distribución de gas natural de la Concesión Norte, se detalla el cálculo de los precios de los combustibles sustitutos, la fuente de información considerada y la metodología empleada para su determinación.

Conclusión

Por lo expuesto, se acoge el comentario de BA Consulting.

4 Análisis de los Comentarios y/o Sugerencias de INACAL

4.1 Sobre las competencias de INACAL

Comentario y/o Sugerencia N° 14

INACAL, en su calidad de autoridad nacional competente en metrología, remitió el memorándum N° D000276-2024-INACAL/DM en la cual presentó un comentario sobre el artículo 9 del proyecto normativo.

Para argumentar su comentario cita las siguientes bases normativas:

- i. Señala que conforme a la Ley N° 30224 y el Reglamento de Organización y Funciones del INACAL, se han establecido disposiciones para los controles metrológicos de medidores de gas, que incluye la aprobación del modelo, verificación inicial y posterior a dichos medidores con arreglo a la Norma Metrológica Peruana NMP 016:2012 "Medidores de Gas. Parte 1: Requisitos metrológicos y técnicos. Parte 2: Controles metrológicos y ensayos de funcionamiento".
- ii. Hace referencia al artículo 71 del Texto Único Ordenado del Reglamento de Distribución de Gas Natural por Red de Ductos, que establece las normativas aplicables a los medidores de gas natural que deben ser utilizados en las acometidas. Resaltando que los medidores de gas natural a ser utilizados en las acometidas, deberán cumplir con las disposiciones emitidas por el Servicio Nacional de Metrología del INDECOPI.
- iii. Señala que la Resolución de Consejo Directivo N° 099-2016-OS-CD, aprobó el Procedimiento para la Habilitación de Suministros en Instalaciones Internas de Gas Natural:
 - a. En cuyo numeral 3.29 Verificación Inicial o Aferición en el Título II Definiciones, se define como Verificación Inicial, al procedimiento de contraste que se realiza sobre un equipo de medición que no ha sido verificado previamente, con la finalidad de determinar su correcto funcionamiento antes de su puesta en servicio; además dicha verificación

inicial se realiza conforme a las disposiciones establecidas por la Autoridad Nacional Competente.

- b. En el Artículo 10.- Habilitación del suministro de gas natural del Título III Procedimiento para la Habilitación de Suministro de Gas Natural, entre otras disposiciones, establece que, concluida exitosamente la Prueba de Hermeticidad de la Instalación Interna, el Concesionario procederá inmediatamente a instalar el medidor de gas y abrir la válvula de servicio del usuario para efectos de realizarse las pruebas subsiguientes.

De conformidad con la normativa expuesta, INACAL indica que la instalación de los medidores de gas natural debe cumplir con las disposiciones establecidas por la Dirección de Metrología del INACAL en cuanto a control metrológico, es decir, las Normas Metrológicas Peruanas.

Por lo tanto, INACAL sugiere complementar la redacción de la nota del Cuadro N° 6: "Cargo por Inspección, Supervisión y Habilitación de la Instalación Interna" del artículo 9 del proyecto normativo, con el siguiente texto en negrita:

"Artículo 9.- Cargos por Inspección, Supervisión y Habilitación de la Instalación Interna

(...)

Nota: La calificación de las Instalaciones Internas de los clientes, como Comerciales, Industriales o GNV, se hará conforme a lo establecido en las Normas Técnicas NTP 111.011; NTP 111.010, NTP 111.019 y las Normas Metrológicas conforme a las disposiciones emitidas por la Dirección de Metrología del INACAL."

Análisis de Osinergmin

Al respecto, conforme al literal a) del artículo 71 del Reglamento de Distribución y, en referencia a los principios aplicables a la Acometida y las Instalaciones Internas, "(...) Los medidores de gas natural a ser utilizados en las acometidas deberán cumplir con las disposiciones emitidas por el Servicio Nacional de Metrología del INDECOPI (...)". No obstante, mediante la Primera Disposición Complementaria Final de la Ley N° 30224, se transfirieron las funciones del Servicio Nacional de Metrología del INDECOPI al INACAL. Consecuentemente, las disposiciones mencionadas en el artículo 71 del Reglamento de Distribución deben entenderse como las actualmente emitidas por INACAL.

Por otro lado, según la definición contenida en el numeral 2.1 del Reglamento de Distribución, la Acometida comprende las instalaciones que permiten el suministro de gas natural desde las redes de distribución hasta las instalaciones internas, incluyendo entre otros componentes el medidor. Por su parte, en el literal b) del artículo 71, se señala que las Instalaciones Internas se inician a partir de la acometida e incluyen la caja o celda de protección que se dirige hacia el interior del predio. Como se desprende del análisis normativo, la Acometida constituye una infraestructura distinta de las Instalaciones Internas.

Asimismo, en el artículo 9 de la Resolución 185, se establecen los cargos por inspección, supervisión y/o habilitación de las instalaciones internas de gas natural. Estas actividades incluyen:

- Evaluación técnica de las instalaciones internas.
- Control y supervisión para garantizar que dichas instalaciones se construyan y operen conforme a los estándares y especificaciones técnicas aplicables.
- Autorización de operación, una vez verificado el cumplimiento de los requisitos de seguridad, funcionalidad y calidad exigidos.

En virtud de lo anterior, y considerando que el Reglamento de Distribución constituye el marco normativo que respalda la Resolución 185, no se acoge el comentario de INACAL, toda vez que el citado artículo 9 de la Resolución 185 fija un cargo aplicado para la inspección, supervisión y/o habilitación de las instalaciones internas, no para Acometidas donde se instalan los medidores.

Conclusión

Por lo expuesto, no se acepta el comentario de INACAL.

5 Análisis de los Comentarios y/o Sugerencias de Gases del Pacífico

5.1 Sobre el Factor de Penetración y los clientes potenciales

Comentario y/o Sugerencia N° 15

GdP señala que Osinergmin propone para los próximos 4 años un agresivo plan de conexiones de clientes categoría A1, con una penetración mínima de 80% para el 2028. Afirma que dicha propuesta se basa en el supuesto arbitrario de considerar a los suministros eléctricos ubicados a lo largo de las redes de gas natural como clientes potenciales; y que la penetración de los servicios de gas natural y energía eléctrica son comparables. Expone las siguientes características que hacen que el supuesto señalado no se cumpla.

- El gas natural es un producto nuevo y con poca cultura en la población. La penetración del gas natural depende de su relación con otras fuentes de energía.
- El servicio de electricidad es básico, esencial que no cuenta con sustitutos por lo que su demanda es inelástica con alta penetración. Está consolidada y desarrollada a nivel nacional.

Por tanto, GdP solicita emplear la proyección de clientes presentados en la Tabla 3-2 de su escrito que están basadas en las particularidades del área de concesión y una penetración alcanzable, lo cual fue presentado en la propuesta de GdP.

Tabla 3-2: Propuesta de proyección de número de clientes conectados

Categoría Tarifaria	Año 1	Año2	Año 3	Año 4
Clientes incorporados A1	3,588	2,525	754	375
Clientes acumulados A1	222,656	225,181	225,935	226,310

Análisis de Osinergmin

Sobre el comentario de los niveles de penetración en las redes de distribución del sector residencial al 80% en el cuarto año, se debe señalar que, los criterios para la proyección

de la demanda para todos los sectores económicos, incluido el sector residencial, están definidos en el numeral 21.2 de la Resolución N° 659-2008-OS/CD, y especifica lo siguiente:

“Artículo 21.- Diseño de la Red

(...)

*En concordancia con lo estipulado en el Reglamento, el diseño de la red debe ser lo más eficiente para abastecer la demanda proyectada, debiéndose adaptar la red actual al diseño más eficiente. En caso existan redes sobredimensionadas para la demanda, OSINERGMIN puede elegir el criterio para reducir la red al tamaño eficiente o el de **incrementar la demanda hasta que la red sea eficiente.** Como principio general, OSINERGMIN puede definir hasta qué límite de ineficiencia, en el desarrollo de la red, pueda ser pagada por los consumidores*
(...)”

Asimismo, el concepto de saturar las redes está basado en que el servicio de distribución de gas natural es un servicio público, por lo cual, debe poder acceder cualquier usuario que lo solicita, siempre que sea viable su conexión. Se debe señalar también, que la principal restricción en el acceso al gas natural de los clientes residenciales, es el alto costo de la conexión (Acometida, Derecho de Conexión e Instalación Interna), por lo que, haciendo accesible el costo de la conexión, por lo general origina un alto impacto en el crecimiento del sector residencial, principalmente porque mejora notoriamente la economía de los consumidores.

El desarrollo del sector residencial ha quedado demostrado a través de las diferentes concesiones que gozan de los beneficios promocionales, como el Mecanismo de Promoción y/o Bonogas del FISE, alcanzando factores de penetración que superan el 80%, dado que, las personas que acceden al gas natural obtienen beneficios de forma inmediata y estos se divulgan a otros potenciales usuarios.

Por otro lado, respecto a la consideración de los clientes eléctricos como base para determinar el factor de penetración, se debe señalar que, dicho sector ha alcanzado coeficientes de electrificación altos en las zonas urbanas (se supera el 96%³

³ https://www.inei.gob.pe/media/MenuRecursivo/publicaciones_digitales/Est/Lib1863/cap04.pdf

urbanas entre el 89,1% a 90,4% de los hogares, utilizan el gas para cocinar los alimentos⁴, con lo cual, asociando la estadística del INEI y los clientes eléctricos, permite identificar las viviendas que son potenciales consumidores del gas natural.

En ese sentido, si la normativa actual contempla incrementar la demanda hasta que la red sea eficiente, es natural que el objetivo del uso de las redes de baja presión, las cuales atienden en su gran mayoría a los consumidores residenciales, se maximice en su uso con el objeto de que estas sean eficientes, más aún, cuando se dan las condiciones de mejora en el costo de conexión (existe el Bonogas), el cual, permite que, dicho costo esté al alcance de los usuarios de la concesión, incluso de los que presentan menores recursos económicos. Asimismo, plantear una saturación al 80% es factible dado que, en otras concesiones se ha superado dicho valor.

Conclusión

Por lo expuesto, no se acoge lo solicitado por GdP.

5.2 Sobre el Consumo Promedio Residencial

Comentario y/o Sugerencia N° 16

GdP afirma que la proyección de demanda de la categoría A se realizó sin considerar aquellos clientes que registran consumo cero, lo cual dio como resultado 14 m³/mes, cuyo sustento no se encuentra en el Modelo Tarifario.

Afirma que los clientes que tengan consumo cero deben ser considerados en las proyecciones tarifarias dado que poseen un contrato firmado y la decisión de consumo por parte de los clientes es ajena al Concesionario. Al respecto, señala que el valor promedio de demanda de los consumidores con consumo mensual distinto de cero es 14,87 m³/mes mientras que el valor promedio considerando a todos los clientes es 10,52 m³/mes, cayendo el valor en 30%.

Sobre los clientes con consumo cero, refiere que estos tuvieron un importante incremento en 2021 debido al ingreso de contratistas independientes en la actividad de conexión y habilitación a través del programa FISE. Afirma que dicho programa tuvo un impacto adverso en los usuarios del Primer Plan de Conexiones, puesto que estos fueron excluidos de sus beneficios y ahora enfrentan costos mensuales más elevados en comparación de usuarios del FISE. Indica que dicha situación, además de ser percibida como injusta, ha generado efectos contraproducentes: fomenta el consumo cero, incentiva la desconexión del servicio, afecta la reputación del concesionario, provocando rechazo hacia el servicio de gas natural. Ello generó que clientes iniciales desconozcan su deuda por costos de conexión y resuelvan sus requerimientos de energía en otra habilitación. Manifiesta que

⁴ <https://m.inei.gob.pe/prensa/noticias/el-834-de-los-hogares-del-pais-utilizan-gas-para-preparar-los-alimentos-9805/>

esta situación ha elevado exponencialmente los niveles de incobrabilidad, afectando la sostenibilidad financiera de la concesión.

Manifiesta que la problemática expuesta en el párrafo anterior fue informada al Minem, el cual implantó auditorías para supervisar esas conexiones.

Por tanto, GdP solicita adoptar un consumo promedio mensual de 10,52 m³ por cliente para la categoría A.

Análisis de Osinergmin

Sobre los criterios para determinar la demanda del sector residencial, se debe indicar que la normativa vigente expresa lo siguiente:

El Reglamento de Distribución:

- La Tarifa de Distribución deberá proveer al Concesionario los recursos para cubrir los **costos eficientes** de la prestación del servicio. (artículo 105°)
- Se define Inversión Eficiente como aquella Inversión requerida para la prestación del servicio solicitado, donde los volúmenes de gas a transportar, los ingresos previstos y la rentabilidad esperada al momento del análisis, son congruentes con los criterios establecidos en la fijación tarifaria vigente. (Definición 2.31)

En la Norma de Estudios Tarifarios

- La estimación de la demanda toma como base el diagnóstico del mercado actual y la definición del mercado potencial de clientes que podrían acceder a un suministro de gas natural (numeral 17.1)
- En concordancia con lo estipulado en el Reglamento, el diseño de la red debe ser lo más eficiente para abastecer la demanda proyectada, **debiéndose adaptar la red actual al diseño más eficiente**. En caso existan redes sobredimensionadas para la demanda, OSINERGMIN **puede elegir el criterio para reducir la red al tamaño eficiente o el de incrementar la demanda** hasta que la red sea eficiente (numeral 21.2).

Considerando el marco legal señalado, la evaluación de la adaptabilidad de las redes debe primero basarse en las características de la red, que en el caso de la Concesión Norte se observa que el ratio de metros/clientes en la Concesión Norte en consumidores residenciales resulta en 14,4 m/cliente, valor que denota la existencia de un potencial importante de clientes que pueden conectarse. Además, se observa que existe un potencial grupo de usuarios que no registran consumo (aproximadamente es el 25% de los existentes), pero que al estar conectados al servicio de gas natural y contar con instalaciones internas, su probabilidad de consumo aumenta si se generaran los incentivos correspondientes. La segunda opción de adaptabilidad es la de incrementar la demanda, siendo esta opción la más viable, dado que se conoce los detalles del mercado y corresponde al Concesionario aplicar las mejores prácticas comerciales para mejorarla.

En ese sentido, considerando la normativa vigente en la cual, se debe aprobar una infraestructura eficiente y considerando que replantear la infraestructura en las redes anilladas resulta complicada, corresponde adaptar la demanda a las mencionadas redes, las cuales con la saturación de los clientes al 80% es una primera evaluación. Asimismo, 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.

En esa línea, se debe señalar que el Regulador al definir un valor de 14 m³/mes en la proyección de la demanda para los consumidores residenciales, está generando una señal regulatoria que incentive al Concesionario, en su rol de comercializador, a implementar los mecanismos necesarios para que al menos el 60% de los consumidores que actualmente no consumen gas natural (15% del total de clientes), se integren a la demanda y con ello, las redes de distribución presenten un nivel de uso más eficiente. Se debe señalar que en la proyección de la demanda, el 10% de los consumidores totales se mantienen con consumo cero, con lo cual no resulta factible que se emplee el promedio solicitado por GdP en su comentario.

Respecto a la condición que estarían presentando las conexiones ejecutadas en el marco del FISE, se debe señalar que las acciones para mejorar los resultados respecto a los clientes del sector residencial, el Concesionario, en su rol de comercializador, es quien debe plantear estrategias para mejorar los consumos unitarios de dichos consumidores y minimizar la problemática descrita, sin embargo, lo comentado no forma parte del proceso regulatorio.

Conclusión

Por lo expuesto, no se acoge lo solicitado por GdP.

5.3 Sobre la Demanda Industrial

Comentario y/o Sugerencia N° 17

GdP informa que no tiene contratos firmados con los 12 nuevos clientes industriales que Osinergmin incluye en las categorías D, E, F y G con un volumen proyectado de 2,79 MMPCD desde 2025.

Al respecto, GdP señala que el caso más relevante es la Empresa Siderúrgica del Perú S.A., la cual cuenta con un contrato vigente con un comercializador de gas natural desde hace varios años, con altas penalidades por resolución anticipada, motivo por el cual GdP no lo incluyó en la demanda de la propuesta tarifaria.

Además, GdP señala que existen otros industriales en las zonas donde tiene o proyecta construir redes que no fueron considerados en su proyección de demanda, ya que no se ha concretado la firma de contratos. Agrega que estos industriales acceden a tarifas más

competitivas de comercializadores mediante contratos con penalidad de salida, lo que genera un descreme del mercado.

Presenta una lista de 15 industrias indicando las razones por las cuales no deben ser incluidas en la proyección de demanda. Entre las razones se encuentra, cese de operaciones, sin registro de una solicitud de viabilidad de suministro, sin firma de contrato, incapacidad financiera para inversiones en conversión de equipos, mayor competitividad del combustible sustitutos, baja definitiva según la Sunat, no ejecución del proyecto interno de conversión. Adjunta evidencia documentada de 5 de ellas en su Apéndice C de su escrito.

En referencia al sector ladrillero, GdP manifiesta que tiene 5 contratos con empresas, de los cuales solo 1 de ellos realiza consumo con normalidad. Las otras empresas han presentado problemas de pago y han dejado de consumir y considera que no deben ser incluidas en la proyección de demanda.

Por tanto, GdP solicita emplear la proyección de clientes y de consumo del sector industrial presentados en las Tabla 3-4 y 3-5 de su escrito, que reflejan un escenario más probable considerando las particularidades del área de concesión y los resultados de los estudios de campo realizados, presentado en la propuesta de GdP.

Tabla 3-4: Propuesta de proyección de número de clientes industriales conectados

Categoría Tarifaria	Año 1	Año2	Año 3	Año 4
D	10	10	10	10
E	9	9	9	9
F	1	1	1	1
G	1	1	1	1

Tabla 3-5: Propuesta de proyección de consumo industrial en m³

Categoría Tarifaria	Año 1	Año2	Año 3	Año 4
D	2,011,855	2,009,129	2,014,755	2,014,834
E	7,481,478	7,462,335	7,464,252	7,463,552
F	2,256,235	2,232,403	2,237,460	2,238,621
G	2,974,982	2,966,292	2,948,857	2,948,088

Análisis de Osinergmin

Sobre el pedido de GdP del retiro de los potenciales clientes industriales 1) FAMESA EXPLOSIVOS SAC; 2) NORSAC; 3) EL ROCIO S.A; 4) TALSA; 5) CORPORACION LINDEY -COCA-COLA; 6) CONSERVAS Y ALIMENTOS S.A; 7) DESTILERIA NAYLAMP; 8) KING KONG FABRICA DULCES FINOS BRUNING; 9) GLORIA SA – ACOPIO; 10) V & F S.A.C., para los cuales el Concesionario argumenta "(...) que a la fecha no tiene registrado solicitud de viabilidad de suministro y/o contrato firmado ni negociación alguna (...)". Al respecto debemos señalar que dicha argumentación no exime que, a partir del 2025, los potenciales consumidores tomen la iniciativa de conectarse.

GdP no ha presentado evidencia que especifique una negativa expresa y/o imposibilidad técnica de incorporar a los potenciales clientes industriales como Consumidores de la

concesión, ello a efectos de que se pueda evaluar el retiro de dichos clientes de la demanda proyectada. Asimismo, GdP sobre la empresa KING KONG SIPAN, señala que tiene contrato de suministro suscrito, con lo cual, es un potencial consumidor con una alta probabilidad de consumir gas natural; por ello, no puede ser retirado de la proyección de la demanda.

Respecto a la empresa Siderúrgica del Perú, mediante la carta N° SP-ENE-006-2024 dicha empresa ha señalado que ha contratado con otro proveedor el suministro de gas natural hasta el 2035, por ello, se excluye de la demanda proyectada a dicho potencial consumidor.

En el caso de la industria AJEPER (hoy GRACO) se observa un caso particular, en el sentido que una empresa vinculada con GdP le suministra gas a dicho cliente mediante otro servicio que ofrece al mercado, configurándose un autodesceme. Lo cierto es que AJEPER es hoy un consumidor de gas natural dentro de la Concesión Norte, resultando en un potencial cliente de GdP, debiéndosele considerar en la proyección de la demanda.

Por otro lado, las industrias: i) GALLETERA DEL NORTE, PROCESADORA S.A.C Y KING KONG LLAMPAYEC, actualmente ya son clientes de GdP bajo otra razón social, por lo que corresponde que se excluyan de la lista de los clientes proyectados.

Finalmente, el Concesionario señala una problemática sobre las empresas ladrilleras, los cuales, para efectos de la proyección de demanda no se están incluyendo potenciales consumidores en dicho sector. Respecto a los clientes actuales en el mencionado sector, es el Concesionario quien, en su rol de comercializador, debe considerar y plantear estrategias para la fidelización de los clientes, y no solicitar en un proceso regulatorio la “desconsideración” o retiro de dichos clientes industriales.

Conclusión

Por lo expuesto, se acoge parcialmente lo solicitado por GdP, considerando que se han retirado de la demanda a la Empresa Siderúrgica del Perú S.A. debido a que ha contratado con otro proveedor el suministro de gas natural hasta el 2035; asimismo, se ha retirado a las empresas Galletera del Norte, Procesadora S.A.C. y King Kong Llampayec de la proyección de demanda, las cuales actualmente son clientes de GdP.

5.4 Sobre la Categoría Pesca

Comentario y/o Sugerencia N° 18

GdP indica que Osinergmin ha incluido en su propuesta tarifaria 8 empresas adicionales a lo propuesto por GdP, obteniendo 15 nuevos clientes pesqueros con un volumen promedio equivalente a 4,95 MMPCD desde el año 2026. Respecto de las 8 empresas señaladas, GdP indica que estas no han firmado contrato, puesto que existen comercializadores que les ofrecen un sustituto con precio más competitivo con contratos que cuentan con penalidades de salida, lo que genera un desceme del mercado. Al respecto, entre las razones que señala GdP, para que las empresas no formen parte de la

proyección de demanda, se encuentran que no están operativas, cuentan con precios de sustitutos más competitivo, o que aún están evaluando su cambio de matriz energética.

De otro lado, GdP señala que el proyecto Malabrigo contempla una capacidad total de almacenamiento de 8 000 m³ de GNL, una regasificación de 50 000 m³/h y 25 cisternas puesto que se debe abastecer de forma segura y continua a los clientes en los picos de demanda en el sector pesquero, que se muestran en los reportes volumétricos enviados a Osinergmin. No obstante, indica que el proyecto ha sido diseñado de manera modular, adaptándose a los requerimientos y a la firma de contratos por parte de los clientes del sector y con un criterio de máxima eficiencia en las inversiones, lo que significa un plazo mínimo de 18 meses a partir de la firma del contrato para el inicio del consumo. Al respecto, señala que este tiempo es el necesario para la adquisición de equipos, la ejecución de los trabajos y las certificaciones, tanto por parte de GdP como por parte del cliente.

A pesar de ello, en referencia a la proyección de consumo unitario anual, GdP indica que Osinergmin no tiene en cuenta la evolución del consumo histórico sino únicamente el incremento vegetativo de 2% anual. Agrega que para el cálculo debe considerarse la estacionalidad con consumos de 90 días al año en promedio (2 temporadas por año), de acuerdo con las resoluciones emitidas por el Ministerio de la Producción con fechas de inicio y fin de cada temporada de pesca. Asimismo, señala que se debe considerarse en la proyección el fenómeno El Niño, cual afecta a la pesca de anchoveta

Por tanto, GdP solicita tomar en consideración lo indicado párrafos arriba y por ende, emplear los clientes acumulados y consumos según la Tabla 3-6 de su escrito.

Tabla 3-6: Propuesta de proyección de número de clientes y consumo categoría pesca

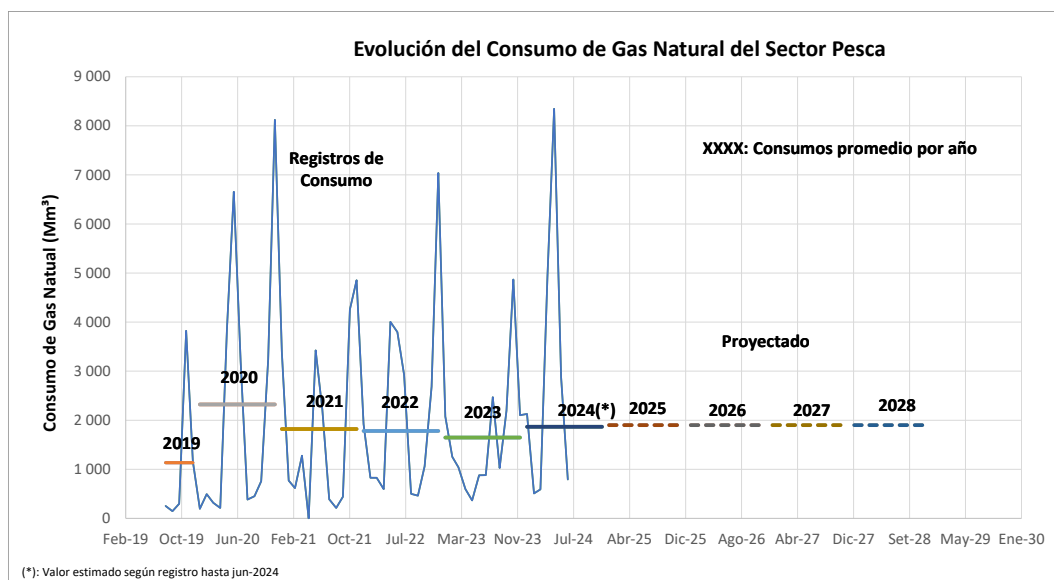
Concepto	Año 1	Año2	Año 3	Año 4
Clientes acumulados	33	36	36	36
Consumo miles de m ³	43,713	62,077	63,314	40,682
Consumo unitario m ³ /cl-mes	110	144	147	94

Análisis de Osinergmin

Respecto a los potenciales consumidores del sector Pesca, estos se han tomado del estudio que efectuó Osinergmin denominada “Servicio para la Identificación y Cuantificación de la Demanda de Gas Natural Estratégica en las regiones de Ancash, La Libertad, Lambayeque y Cajamarca”, en el cual, entre otros aspectos, considera los efectos de la variabilidad por el fenómeno de El Niño para la determinación de los consumos unitarios de los potenciales consumidores que fueran considerados en la proyección de demanda. En este sentido, estimar el consumo en base a un promedio de los registros históricos, responde a una consideración conservadora para proyección de la demanda en dicho sector.

Asimismo, para ser concordante con una proyección conservadora en el sector pesca y con ello, refleje un horizonte menos incierto en la proyección de la demanda, se considerará para dicha proyección, el promedio de los registros histórico, con lo cual, si se

compara con lo registrado en año 2020 (máximo consumo histórico registrado), este último resulta superior al valor que se está proyectado anualmente para el periodo 2025-2028, por lo que, el promedio anual es factible de ser alcanzado, tal como se muestra en el siguiente gráfico:



Considerando que la demanda base utilizada para la proyección corresponde al promedio de lo registrado en los periodos históricos, y que dicho promedio recoge las condiciones de los valores mínimos y máximos que se registró en el sector, se considera establecer una proyección sin incremento a lo largo del periodo regulatorio, dado que refleja valores de consumo de gas natural que contienen los efectos de la estacionalidad mensual y anual que estadísticamente presenta el sector pesca.

Respecto a los potenciales clientes pesqueros considerados en la proyección, el sustento que presenta GdP para que no sean considerados, se basa en documentos que no acreditan fehacientemente una negación o imposibilidad en su conexión al gas natural.

Se debe señalar que, el *Plan de Cierre*, en el caso de la empresa Canhann y la resolución que revoca transitoriamente *-hasta que cumpla con los requisitos*; o el traspaso de la licencia, en el caso de la empresa Capricornio, no significa una paralización de las operaciones o que las mencionadas empresas dejarán de existir, simplemente, corresponden a requisitos requeridos por la autoridad para hechos futuros en el caso del Plan de Cierre o de regularización en el caso del traspaso de la licencia. Por ello, los aspectos administrativos descritos por GdP no afectan la operación ni la viabilidad futura de las empresas, y una vez cumplidos dichos aspectos administrativos por parte de las empresas mencionadas, estas, pueden solicitar o continuar con el requerimiento de la solicitud de suministro de gas natural sin problemas.

Sobre el proyecto de la PSR en Malabrigo nos remitimos al análisis realizado en el numeral 5.23.1 del presente informe, en donde se expone los criterios de adecuación de la infraestructura proyectada.

Conclusión

Por lo expuesto, se acoge parcialmente lo solicitado por GdP, dado que se retira el factor de crecimiento para la proyección de la demanda.

5.5 Sobre el Baremo de Costos

Comentario y/o Sugerencia N° 19

GdP señala que la actualización del Baremo vigente con respecto al utilizado en fijaciones de Cálidda y Contugas, realizada por el Consultor de Osinergmin, no fue detallada ni justificada. Indica que los únicos documentos presentados son: 1) una cotización de la empresa CORPRC con el costo del asfalto líquido en la ciudad de Lima; 2) una cotización de la empresa ARPE con el costo del alquiler de una excavadora de 25 T en la ciudad de Lima; y, 3) la sección técnica de marzo de 2024 de la Revista Costos, cuyos valores referenciales corresponden al costo de construcción en la zona de Lima.

GdP menciona que el análisis detallado de los costos unitarios (Baremos) de Osinergmin tiene pendiente una mayor profundidad en el análisis técnico de las estimaciones propuestas, presenta inconsistencias en los criterios utilizados para los cálculos y aplica realidades económicas y técnicas no consistentes con el área de concesión de GdP. A continuación, GdP detalla los principales cambios detectados.

1. Menciona que en el costo de instalación de tuberías, se retiraron los recursos de Ingeniero Supervisor y Camioneta 4x2 en varias actividades, a pesar que son esenciales para la supervisión y el transporte en el trabajo. GdP señala que con esta decisión injustificada se ha incurrido en un cambio relevante respecto al cálculo realizado para otras concesiones.
2. Señala que en la actividad de Nivelación, Compactación y Reposición de Tuberías PE, Osinergmin propone preparar la mezcla de concreto "in situ", lo cual es menos eficiente y más costoso. GdP recomienda utilizar "mixer de concreto" a través de camiones mezcladores directamente desde la planta elaboradora.
3. El costo de la arena fina en el modelo (USD 4,54/m³) es inferior al valor obtenido de la Revista COSTOS de marzo de 2024 (USD 13,16/m³). GdP solicita en este caso y otros revisar y ser consistente con la fuente de información utilizada.
4. Observa que mientras que para "mano de obra" y "maquinaria" se contempla un adicional del 25% como margen del contratista, para "materiales" no se considera margen alguno. GdP señala que se incurre en un cambio de criterios en el modelo de cálculo respecto del Baremo vigente.
5. Menciona que existen discrepancias técnicas al seleccionar el tipo de material y su costo en el mercado. Se ha seleccionado una malla de PVC (USD 1,58) en lugar de malla metálica electrosoldada (USD 49,53); o discos de corte de asfalto/concreto de máquinas de mano de tamaño chicas en lugar de discos

diamantados de 350 mm o mayores (USD 147), y precios bajos para pintura aerosol color (USD 6,67 vs USD 4,08).

6. Señala que en maquinarias hay varios equipos que son utilizados para la realización de las tareas con costos sensiblemente superiores. Menciona el caso de la Compactadora tipo rana, Compactador tipo saltarín, el Volquete de 8 m³, el Vibrador de Concreto 2.4", de los cuales señala que según valores de mercado les corresponden un precio mayor al indicado en el modelo. Respecto de la Cortadora de Disco señala que la empleada en el modelo no es la adecuada, correspondiendo una cortadora de asfalto (USD 40,18/d) y no de metal (USD 2,08/d), por ende, el precio es mayor. Respecto a la señalización de obra, indica que pasa de USD 30,29 por día a USD 3,49 por día, una reducción de un 88% y no se presentan sustentos a la misma.
7. Menciona que el "Soldador API" empleado en el Baremo no corresponde a un soldador calificado para la tarea de soldadura de caños de acero de gas natural. Respecto a ingeniero señala que la encuesta PwC no es representativa puesto que no se especifica que sean ingenieros de campo. GdP sugiere revisar las tarifas con datos reales de contratistas y del mercado de la concesión.
8. Advierte que el Regulador utiliza criterios diferentes para actualizar el costo de las tuberías y válvulas de PE con respecto a los accesorios. En la hoja "ATP", las tuberías y válvulas de PE aparentemente fueron actualizadas por una curva estimada con los costos promedios de aduana, estudio no presentado. Solicita se presente un estudio detallado de los valores considerados en las curvas de costos de aduana a fin de verificar que no existan costos sin considerar.
9. Señala que en el caso de las válvulas de PE, en las tareas que componen la instalación y montaje, se retiró el recurso de "Ingeniero Supervisor" y la "Camioneta 4x2 Cabina Doble", sin presentar sustento para esta decisión.

Por tanto, GdP solicita: 1) ajustar exclusivamente los costos de materiales y mano de obra, teniendo en cuenta las especificaciones técnicas y lugares donde se realizan las tareas, sin retirar arbitrariamente recursos probadamente usados; 2) De emplear precios de importación, incluir los costos adicionales para tener los materiales puestos en Trujillo.

Análisis de Osinergmin

En relación a lo señalado por GdP referido a que el análisis de los costos unitarios propuesto por Osinergmin presenta deficiencias técnicas, tales como errores en la selección de materiales, desconocimiento de las técnicas constructivas y falta de equipamiento adecuado, debemos señalar que sobre la selección de materiales se ha realizado una nueva revisión tomando en cuenta las observaciones remitidas por el Concesionario. Por otro lado, sobre el desconocimiento de técnicas constructivas, debemos indicar que el Baremo ha sido desarrollado cumpliendo con las normas técnicas de gas natural, por lo que, dicho juicio no tiene fundamento. Lo mismo ocurre con el comentario sobre la falta de equipamiento, no se ha identificado evidencia que sustente dicha afirmación.

Respecto a los documentos de sustento que acompaña el Baremo, debemos señalar que la información de costos de los activos proviene de las Declaraciones Únicas de Aduanas (DUA) de importación y que las mismas se encuentran en la base de datos de la Sunat, la cual es de acceso público. Asimismo, el costo de mano de obra de construcción proviene de CAPECO, información que se encuentra en la Revista Costos, así como otros recursos utilizados en el Baremo.

Sobre la afirmación de GdP que el análisis carece de la profundidad técnica necesaria y que se estaría observando una serie de inconsistencias y errores, tales como:

i) *Confusión entre los materiales considerados.*

Sobre este aspecto, el Regulador ha revisado los materiales y actualizado en los modelos, según corresponda.

ii) *Falta de conocimiento de las técnicas de obra y equipamiento adecuado.*

Al respecto, debemos reiterar que el Baremo ha sido desarrollado cumpliendo con las normas técnicas de gas natural y en base a la experiencia constructiva del equipo de soporte, por lo que el supuesto desconocimiento no tiene fundamento.

iii) *Inconsistencias en los criterios utilizados para los cálculos, combinando referencias de precios de revistas con actualizaciones por PPI (Índice de Precios al Productor).*

Sobre este punto, debemos indicar que la combinación de fuentes o actualizaciones es una práctica que se utiliza en la determinación de costos unitarios estándar, el mismo que ha sido aplicado y validado por el Regulador en procesos regulatorios de otras concesiones.

iv) *Aplicación de realidades económicas y técnicas no consistentes con el área de concesión de GdP, como el uso de precios basados en otras ciudades del Perú, y la omisión de costos de transporte y/o flete.*

Sobre ello, debemos señalar que a lo largo de la Concesión Norte se cuentan con diferentes puertos que brindan alternativas para la importación de materiales, asimismo, debemos indicar que los gastos generales incluyen, entre otros, los gastos logísticos de transporte. Respecto a los recursos, estos pueden adquirirse dentro del área de concesión, incluso a un menor precio por la cercanía al centro de producción y por economía de escala.

Respecto a los aspectos que deben corregirse para realizar un análisis más preciso y ajustado a la realidad de la concesión, debemos señalar que los Costos Unitarios Estándar recogen prácticas constructivas que cumplen con la normativa vigente. Las mejoras en el modelo de costos es producto de la revisión por parte del equipo consultor de soporte, el cual identifica mejoras en la asignación de los recursos en las actividades constructivas, sin embargo, producto de los comentarios y/o sugerencias se han acogido las que presentan un sustento razonable.

En relación a la identificación de GdP de supuestos errores y discrepancias en el modelo de costos de Osinergmin, debemos señalar lo siguiente:

- Sobre el retiro del Ingeniero Supervisor y la Camioneta 4x2, debemos señalar que producto de la revisión del Baremo se ha identificado que en la práctica constructiva, el staff de ingenieros se encuentra incluido dentro de los gastos generales, esto se puede validar con los proyectos de obra presentados en el Boletín Técnico Capeco. Asimismo, dicho criterio se encuentra en el Informe de Evaluación de los Costos Estándar de Inversión de las Instalaciones de Distribución Eléctrica Fijación VAD 2023-2027, donde no se considera al ingeniero dentro de los análisis de precios unitarios.

Por otro lado, respecto de la Camioneta 4x2, se acepta la inclusión de este vehículo de transporte menor en complemento a los otros vehículos de transporte considerados en los costos unitarios del Baremo, dicho vehículo menor es agregado por flexibilidad en la construcción. Se prevé que atenderá por lo menos a 7 cuadrillas. Por lo antes expuesto, no se acepta la inclusión del Ingeniero Supervisor y se acepta parcialmente la inclusión de la Camioneta.

- Sobre el concreto utilizado en las actividades constructivas, debemos señalar que los materiales que GdP señala se han incorporado y ocasionado un cambio relevante (en costos), como son la arena fina y la piedra chancada, debemos señalar que éstos aplican solo para casos de pavimento flexible, dado que la mezcla requerida para la carpeta asfáltica, técnicamente debe estar conformada por agregados y asfalto líquido, y no puramente de asfalto líquido. La alusión al material "concreto 2500 psi", dentro de la actividad 1.1.6 señalada, aplica solo a casos de pavimento rígido, los que no han sido modificados en cuanto al criterio que GdP supone en su comentario. Por lo antes expuesto, no se acepta el comentario.
- Sobre las discrepancias de costos en el recurso arena fina, debemos señalar que el precio proviene de una cotización realizada a un proveedor de la ciudad de Chiclayo (zona de la concesión de GdP, donde se realizan los trabajos). Se adjunta el siguiente link: <https://canteracentro.com/agregados-de-construccion/venta-de-arena-fina-en-chiclayo>.

Acorde a lo indicado en dicho link, la cotización de la arena fina (cuyos destinos son Chiclayo y Lambayeque) son puestos en obra.


CANTERA CENTRO

Tienda virtual de agregados de construcción al por mayor desde 10 m³ puesto en obra, directo de cantera. Llámanos o escríbenos al [951 570 085](tel:951570085). Cotiza los materiales de construcción que necesitas para tu obra en toda la región Lambayeque.

Encuétranos en [f /lacanteracentro](https://www.facebook.com/lacanteracentro)

DESTINOS

- Chiclayo
- Chongoyape
- Pátapo
- Lambayeque
- Pimentel
- Santa Rosa
- Monsefú

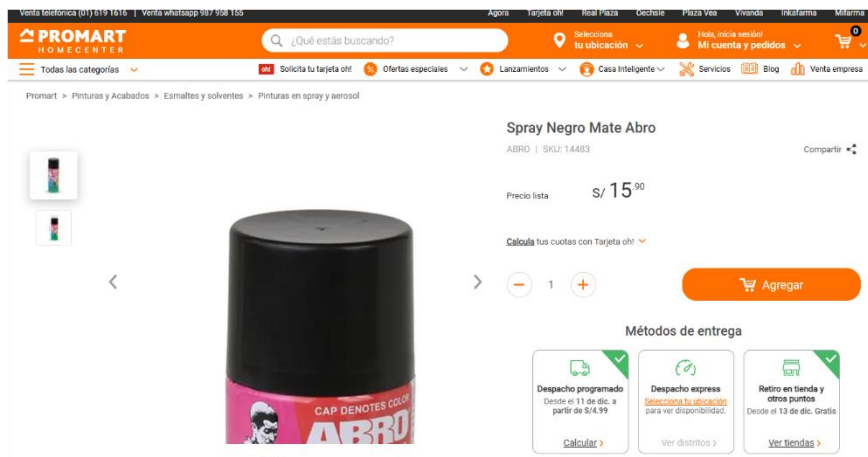
Sin embargo, se ha revaluado considerar para el cálculo del Baremo el precio utilizado en los presupuestos de obras concursadas a precios de mercado que constan en el SEACE, como es el caso del Proyecto “Mejoramiento redes de agua para consumo humano y alcantarillado sanitario de la Urb. Primavera, Distrito de Trujillo – Provincia de Trujillo”, donde se considera como precio de la arena fina un valor de 25 soles/m³, ver siguiente figura:

Precios y cantidades de recursos requeridos por tipo						
Obra	1104015	MEJORAMIENTO REDES DE AGUA PARA CONSUMO HUMANO Y ALCANTARILLADO SANITARIO DE LA URB. PRIMAVERA, DISTRITO DE TRUJILLO - PROVINCIA DE TRUJILLO - DEPARTAMENTO				
Subpresupuesto	001	SISTEMA DE AGUA POTABLE				
Fecha	30/06/2023					
Lugar	130101	LA LIBERTAD - TRUJILLO - TRUJILLO				
Código	Recurso	Unidad	Cantidad	Precio S/	Parcial S/	Presupuestado S/
0204010001	ARENA FINA	M3	1.0774	25.00	26.93	26.92

Por lo antes expuesto, se acepta parcialmente el comentario, en el sentido de actualizar el costo de la arena fina en 25 soles/m³.

- Sobre la aplicación del 25% a los costos unitarios de los materiales, debemos señalar que los porcentajes para determinar los costos indirectos a partir de los costos directos, son los mismos que viene aplicando Osinergmin para las actividades de distribución de gas natural en procesos regulatorios anteriores, en los cuales no considera dentro de los recursos al “material” ya que éstos son proporcionados por la empresa concesionaria y no por el contratista. Por lo antes expuesto, no se acepta el comentario.
- Sobre la selección incorrecta de malla de PVC en lugar de malla metálica, debemos señalar que dicho recurso no se ha utilizado en la determinación de los costos unitarios estándar. Por lo antes expuesto, no se acepta el comentario.
- Sobre los valores bajos para pintura que no coinciden con los precios del mercado, debemos señalar que la cotización presentada por GdP corresponde a pintura en aerosol para una señalización permanente de carreteras, mientras que el recurso considerado en el Baremo corresponde a un aerosol para actividad de

localización y replanteo, que no es permanente ni requiere de la calidad de pintura utilizada en carreteras. En este sentido, se adjunta cotización del precio de la pintura aerosol adecuada para el servicio indicado.



Por lo antes expuesto, no se acepta este comentario.

- Sobre valores bajos de discos de corte, que no coinciden con los precios del mercado, debemos señalar que, no es necesario que el disco de corte de concreto y asfalto sean de un diámetro de 350 mm, ya que tomando en consideración el espesor del pavimento de concreto (20 cm) o del pavimento flexible (5 cm.), un disco de corte de 9" para ambos casos es funcional, considerando la guía a realizar para que el rotomartillo pueda complementar el trabajo.

Lo anteriormente señalado, es acorde a las recomendaciones de los proveedores de discos de corte, que indican que los diámetros recomendados para concreto están entre el rango de 4.5" a 9" (<https://www.nortonabrasives.com/es-pe/blog/que-discos-usar-para-cortar-hormigon>), tal como muestra la figura adjunta.

¿Cuáles son los mejores discos para cortar hormigón?

Existe una amplia gama de discos diamantados que podemos usar para cortar concreto u hormigón. Por ejemplo, los discos profesionales Pro de Norton. Dentro de la gama de discos Pro, está el Disco Segmentado, que suele usarse para cortar concreto, albañilería, ladrillo y tejas, y que viene en tres medidas diferentes: 4 1/2, 7 y 9 pulgadas.



Por otro lado, cabe señalar que para el caso utilizado en el Baremo propuesto por GdP, se ha utilizado el disco de 9", que es incluso un diámetro mayor que el utilizado en el Baremo de Calidda y Contugas, tal como muestra el siguiente cuadro.

BAREMO O SINERGMIN 2017			PRECIO ACTUALIZADO POR PPI						
COSTO MATERIALES			PPI	1.1135	PRECIO TASA SEP-2021	PRECIO TASA MEDIA 2021	PRECIO CONTRATISTA CON AIU (25%)	PRECIOS DEL MECADO 2021	
N°	ACTIVO	UNIDAD	US\$ 2017	2021	US \$	US \$	US \$	FUENTE	
1	Concreto 2500 PSI	USD/m³	\$ 79.60	\$ 88.63		\$ 65.31	\$ 81.64	concreto 350-y-h67-a5-alc0.40 (06/12/2021)	
2	Asfalto liquido	USD/Gal	\$ 1.37	\$ 1.53	\$ 1.22	\$ 1.32	\$ 1.65	ASFALTO LIQUIDO MC-30-AM ASFALTOS S.A.C (14/06/2021)	
3	Liga Asfáltica	USD/m²	\$ 0.65	\$ 0.72	\$ 0.58	\$ 0.62	\$ 0.78	Rabbi EIRL (27/01/2022)	
4	Hilo nylon para trazado	USD/Rollo	\$ 2.63	\$ 2.93	\$ 5.30	\$ 5.71	\$ 7.13	Precios Mercado	
5	Pinura aerosol color	USD/Und	\$ 3.05	\$ 3.37	\$ 3.18	\$ 3.42	\$ 4.28	Precios Mercado	
6	Disco Cortadora Asfalto	USD/Und	\$ 162.23	\$ 180.64	\$ 80.63	\$ 86.80	\$ 108.50	disco de 7" diamantado (05/01/2022)	
7	Disco Cortadora Concreto	USD/Und	\$ 162.23	\$ 180.64	\$ 80.63	\$ 86.80	\$ 108.50	disco de 7" (05/01/2022)	

Por lo antes expuesto, no se acepta este comentario.

- Sobre el costo de la compactadora tipo rana, que supuestamente sería más bajo en el modelo del Regulador que en los valores de mercado, debemos señalar que el costo horario de los vehículos de transporte y equipos que se determinan en la carpeta de soporte, denominada "Transporte y Equipos_GDP", se calculan considerando precios de mercado para la adquisición de maquinaria y equipos, la vida útil de dichos equipos, y costos eficientes de operación y mantenimiento. Por lo antes expuesto no se acepta este comentario.
- Sobre el costo de la compactadora tipo saltarín que supuestamente es más bajo en el modelo del Regulador que en los valores de mercado, debemos señalar que la cotización de alquiler de Sodimac que presentan no especifica si el costo corresponde por día u hora y no se tienen las especificaciones de este alquiler. En cambio, en la carpeta de soporte "Transporte y Equipos_GDP" se presenta el análisis de todo el costo horario de este equipo, detallándose el costo de adquisición, vida útil del equipo, y los costos operativos y de mantenimiento que allí se indican. Por lo antes expuesto, no se acepta este comentario.
- Sobre el Volquete de 8 m³, donde el precio correspondería a uno de 6 m³, debemos señalar que la utilización del rendimiento de un volquete de 6 m³ resulta también aceptable para la actividad de eliminación de escombros, ya que el volumen de zanja excavada puede ser atendida económicamente sin requerir el rendimiento de un volquete de mayor capacidad para este tipo de obra, donde incluso la incorporación de una camioneta como vehículo menor de transporte ha sido justificada. Al respecto, el cálculo para el rendimiento por cambio de volquete de 8 m³ a 6 m³ fue el siguiente: considerando que el ratio por el cambio de volumen es de 1,33 ($8 / 6 = 1,33$). Entonces la cantidad del volquete para el rendimiento establecido de 18,18 m³/ml se incrementa en 33% ($0,3 \times 1,33 = 0,4$). Por lo tanto, la cantidad por día del volquete de 6 m³ sería 0,4 días. Por ello, se actualizó el cálculo de Baremo considerando 0,4 días de volquete de 6 m³. Por lo antes expuesto, no se acepta el comentario.
- Sobre el costo horario de la cortadora de disco, se acoge parcialmente el comentario, y se actualiza el costo del recurso acorde a la cotización, pero considerando que del precio indicado por GdP se retira el IGV. Por lo antes expuesto, se acepta parcialmente el comentario.

- Sobre el costo del vibrador de concreto de 2.4", debemos señalar que el costo de la vibradora proviene de una orden de servicio, la cual el Regulador la presenta como sustento y cuya cotización es S/ 25,00 + IGV al día, tal como a continuación se detalla. Por lo antes expuesto, no se acepta el comentario de GdP.

AV. REPUBLICA DE COLOMBIA NRO. 791 INT. 701 URB. CHACARILLA DE SANTA CRUZ - LIMA LIMA SAN ISIDRO							
SAN ISIDRO							
Teléfono							
Web							
		ORDEN DE SERVICIO					
		Número	LEAD-0152				
		Fecha	19/08/2024				
Facturar a	PDK PERU S.A.C.						
Dirección	AV. REPUBLICA DE COLOMBIA NRO. 791 INT. 701 URB. CHACARILLA DE SANTA CRUZ - LIMA LIMA SAN ISIDRO						
R.U.C.	20522164781	Fax					
Centro de Compra	CC OFICINA PRINCIPAL	msaldana@edifica.com.pe					
Gestor de Compra	Delgado Castillo, César Alexander						
Aprobado por	Saldaña Cisneros, Martin Enrique	F.Aprobación	19/08/2024				
Solicitante	Falcon Terry, Dahirón	F.Inicio					
Proyecto		F.Fin					
	Almacén	Pedido(s)					
073 PROYECTO THE LEAD	De Servicios	0157					
Proveedor	22000710 MAQUINAS Y EQUIPOS VILLANUEVA S.A.C. - M & E VILLANUEVA S.A.C	R.U.C.	20522347869				
Dirección	AV. REPUBLICA DE PANAMA NRO. 5128 SURQUILLO (2 CUADRA ANTE DE ANGAMOS)						
Tratado con		Teléfono(s)	4457174				
Forma de Pago	Crédito a 30 días	Correo	alquileres@grupovillanueva.com.pe				
Cta.Bancaria	BANCO DE CRÉDITO DEL PERÚ S/ 194 2075464 081	CCI	00219400207546408199				
Cta.Detracción	BANCO DE LA NACION S/ 00068186323						
Lugar de entrega	AV. RIVERA NAVARRETE N°685-691-665 ESQ. CON CA. ANDRES REYES	Móvil -Celular					
Fecha de entrega	19/08/2024	Nextel					
		Fax					
Item	Código	Recurso	Und	Cantidad	Precio	Dcto. (%)	Parcial
1	0476020004	SERVICIO DE ALQUILER DE VIBRADOR	día	128.000000	25.00000	0.00	3,200.00
		6 MESES					
					Sub Total		3,200.00
						18 %	576.00
					Total	S/	3,776.00
SON: TRES MIL SETECIENTOS SETENTA Y SEIS Y 00/100 SOLES							
Observación COTIZACION ADJUNTA // MAQUINAS Y EQUIPOS VILLANUEVA // PRECIO TOTAL SIN IGV S/ 9,900.00							

El costo considerado de S/ 25 por día de alquiler, corresponde a una vibradora de concreto eléctrica, del tipo mostrado en la siguiente figura:



Vibradora de Concreto Estacionaria 1500W con Manguera 6 metros SAIYAN ZN-70

Sin embargo, se ha revaluado considerar para el cálculo del Baremo el precio utilizado en los presupuestos de obras concursadas a precios de mercado que constan en el SEACE, es el caso del Proyecto "Mejoramiento redes de agua para consumo humano y alcantarillado sanitario de la Urb. Primavera, Distrito de Trujillo – Provincia de Trujillo" según figura adjunta, donde se considera como precio de alquiler de la vibradora de concreto un valor de S/ 7,36 h-m.

Precios y cantidades de recursos requeridos por tipo						
Obra	1104015	MEJORAMIENTO REDES DE AGUA PARA CONSUMO HUMANO Y ALCANTARILLADO SANITARIO DE LA URB. PRIMAVERA, DISTRITO DE TRUJILLO - PROVINCIA DE TRUJILLO - DEPARTAMENTO				
Subpresupuesto	001	SISTEMA DE AGUA POTABLE				
Fecha	30/06/2023					
Lugar	130101	LA LIBERTAD - TRUJILLO - TRUJILLO				
Código	Recurso	Unidad	Cantidad	Precio S/	Parcial S/	Presupuestado S/
0349140001	VIBRADOR DE CONCRETO 4HP 1.50"	HM	193.0539	7.36	1,420.88	1,423.50

Por lo expuesto, se acepta parcialmente el comentario, en el sentido de considerar un costo de h-m de S/ 7,36 para el vibrador de concreto.

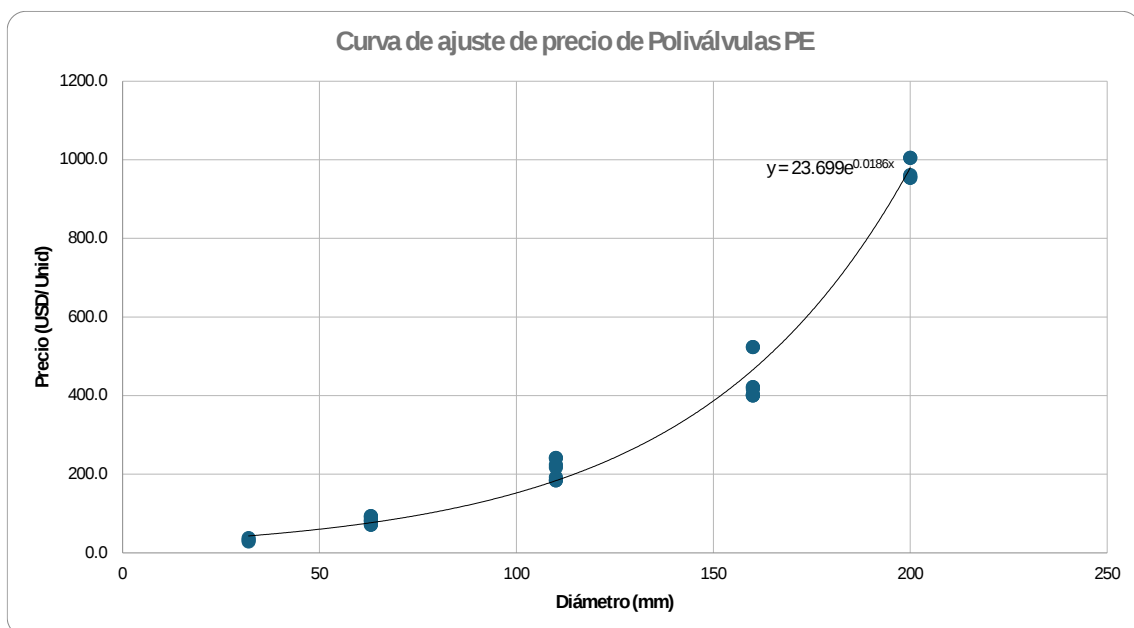
- Sobre el costo de la señalización de obra, debemos indicar que el valor del costo de señalización está conformado por 4 cachacos y 2 metros de malla naranja de seguridad. El precio del cachaco es de S/ 25,9 inc. IGV, y de la malla es S/ 0,74 por metro lineal. El costo por día que se ha calculado es S/ 10,40 (S/ 8,92 por cachacos, más S/ 1,48 por malla); aplicando el tipo de cambio de 3,7332 se obtiene USD 2,79, al cual se aplica adicionalmente el porcentaje de gastos generales del contratista (25%), lo que resulta en el valor de USD 3,49. Por lo antes expuesto, no se acepta el comentario.
- Sobre que los costos para soldadores e ingenieros son más bajos que los del Baremo actualizado, debemos señalar que estos 2 recursos no son considerados en los costos unitarios estándar. Por lo antes expuesto, no se acepta el comentario.
- Sobre los costos unitarios de las tuberías y accesorios, debemos señalar que los costos de las tuberías y válvulas se determinaron a partir de importaciones registradas por aduanas, tomando en cuenta para su actualización (entre la fecha de la importación y diciembre de 2023), el índice de inflación respectivo (PPI). El detalle de las DUAs y otros documentos de Aduanas se incluyen en el Anexo 2 (digital).

DUA	FECH	PAIS DESC	FOB DOLAR	FLU DOLAR	SEG DOLAR	CIF DOLAR	PESO NETO	PESO BRUTO	UNID ACQU	USD/KG	DESC COM
127011	20230408	SWITZERLAND	10,029	918	125	11,072	4,505	4504,520	4504,524	2,459	TUBERIA DE POLIETILENO 6", EXTRUCCO, SDR11 6" HDPE PIPE
504401	20231230	CHILE	2,411	73	3	2,487	964	909,940	864,445	2,877	TUBERIA, TIGREADS, 5M 12" N12 PERF PIPE 300MM, AASHTO
504401	20231230	CHILE	543	16	1	561	195	205,090	194,839	2,877	TUBERIA, TIGREADS, 5M 08" N12 PERF PIPE 200MM, AASHTO
504401	20231230	CHILE	649	20	1	670	239	245,090	232,836	2,877	TUBERIA, TIGREADS, 5M 08" N12 PERF PIPE 200MM, WT18A
504401	20231230	CHILE	2,182	66	3	2,251	782	823,660	782,479	2,877	TUBERIA, TIGREADS, 5M 08" N12 PERF PIPE 150MM, WT18A
475396	20231211	CHILE	2,405	72	3	2,480	874	874,020	874,016	2,837	TUBERIA, TIGREADS, 5M 12" N12 PERF PIPE 300MM, AASHTO
475396	20231211	CHILE	2,168	68	3	2,239	827	827,430	827,426	2,706	TUBERIA, TIGREADS, 5M 08" N12 PERF PIPE 200MM, AASHTO
475396	20231211	CHILE	2,949	92	4	3,045	1,127	1,126,600	1,126,598	2,703	TUBERIA, TIGREADS, 5M 08" N12 PERF PIPE 150MM, WT18A
475396	20231211	CHILE	5,653	177	7	5,837	2,158	2,157,900	2,157,901	2,705	TUBERIA, TIGREADS, 5M 08" N12 PERF PIPE 150MM, WT18A
475396	20231211	CHILE	3,933	123	5	4,061	1,503	1,503,280	1,503,282	2,701	TUBERIA, TIGREADS, 5M 08" N12 PERF PIPE 100MM, WT18A
018006	20231017	CHILE	23,916	5,665	29	29,610	9,787	11,671,920	9786,840	3,025	TUBERIA, S/MARCA, S/MOD 06" N12 PERF PIPE 150MM, AASH
018006	20231017	CHILE	11,004	2,610	13	13,627	4,509	5,377,640	4,609,120	3,022	TUBERIA, S/MARCA, S/MOD 04" N12 PERF PIPE 100MM, AASH
410790	20231025	CHILE	817	31	1	849	285	285,050	285,053	2,978	TUBERIA, TIGREADS, 5M 08" N12 PERF PIPE 200MM, WT18A
410790	20231025	CHILE	784	28	1	812	257	256,790	256,785	3,164	TUBERIA, TIGREADS, 5M 08" N12 PERF PIPE 200MM, WT18A
410790	20231025	CHILE	8,785	308	11	9,164	3,388	3,387,820	3,387,821	2,705	TUBERIA, TIGREADS, 5M 08" N12 PERF PIPE 150MM, WT18A
410790	20231025	CHILE	7,839	328	10	8,177	3,021	3,020,530	3,020,534	2,707	TUBERIA, TIGREADS, 5M 08" N12 PERF PIPE 150MM, AASHTO
410790	20231025	CHILE	12,985	544	16	13,545	5,010	5,009,970	5,009,974	2,704	TUBERIA, TIGREADS, 5M 04" N12 PERF PIPE 100MM, AASHTO
425764	20231106	CHILE	2,075	63	3	2,140	712	711,850	711,845	3,007	TUBERIA, TIGREADS, 5M 12" N12 PERF PIPE 300MM, AASHTO
425764	20231106	CHILE	2,465	83	3	2,551	933	932,630	932,626	2,735	TUBERIA, TIGREADS, 5M 10" N12 PERF PIPE 250MM, AASHTO
425764	20231106	CHILE	6,604	221	8	6,833	2,501	2,501,150	2,501,149	2,732	TUBERIA, TIGREADS, 5M 08" N12 PERF PIPE 150MM, WT18A
442775	20231117	CHILE	63,388	2,387	79	65,854	22,732	22,900,070	22,731,952	2,897	TUBERIA, TIGREADS, 5M 08" N12 PERF PIPE 100MM, AASHTO
442775	20231117	CHILE	29,165	1,098	36	30,299	10,459	10,636,240	10,458,889	2,897	TUBERIA, TIGREADS, 5M 04" N12 PERF PIPE 100MM, AASHTO
303748	20230810	CHILE	3,832	279	5	4,116	1,448	1,447,740	1,447,739	2,843	TUBERIA, TIGREADS, 5M 08" N12 PERF PIPE 150MM, AASHTO
303748	20230810	CHILE	2,198	160	3	2,361	830	830,370	830,365	2,843	TUBERIA, TIGREADS, 5M 08" N12 PERF PIPE 150MM, AASHTO
343614	20230908	CHILE	7,893	441	10	8,344	2,928	2,928,220	2,928,224	2,849	TUBERIA, TIGREADS, 5M 08" N12 PERF PIPE 150MM, AASHTO
353000	20230914	CHILE	18,664	1,026	24	19,714	7,227	7,388,180	7,227,440	2,728	TUBERIA, TIGREADS, 5M 08" N12 PERF PIPE 150MM, AASHTO
353000	20230914	CHILE	8,587	473	11	9,071	3,330	3,403,960	3,329,920	2,724	TUBERIA, TIGREADS, 5M 04" N12 PERF PIPE 100MM, AASHTO
378673	20231003	CHILE	1,162	58	1	1,222	409	408,830	408,831	2,988	TUBERIA, TIGREADS, 5M 10" N12 PERF PIPE 250MM, WT18A
378673	20231003	CHILE	2,544	127	3	2,674	951	950,890	950,894	2,812	TUBERIA, TIGREADS, 5M 08" N12 PERF PIPE 200MM, AASHTO
378673	20231003	CHILE	5,448	271	7	5,726	2,257	2,257,080	2,257,080	2,537	TUBERIA, TIGREADS, 5M 04" N12 PERF PIPE 100MM, AASHTO
391445	20231011	CHILE	4,089	159	5	4,254	1,390	1,390,490	1,390,489	3,069	PIPE, TIGREADS, 5M 08" N12 PERF PIPE 200MM, WT18A AASH
391445	20231011	CHILE	4,564	217	6	4,786	1,709	1,709,160	1,709,164	2,800	PIPE, TIGREADS, 5M 08" N12 PERF PIPE 150MM, AASHTO, L1
391445	20231011	CHILE	3,324	175	4	3,503	1,380	1,379,790	1,379,786	2,539	PIPE, TIGREADS, 5M 04" N12 PERF PIPE 150MM, AASHTO, L2
260419	20230712	CHILE	3,646	237	5	3,888	1,294	1,294,490	1,294,494	3,004	TUBERIA, TIGREADS, 5M 08" N12 PERF PIPE 200MM, AASHTO
260419	20230712	CHILE	3,646	237	5	3,888	1,294	1,294,490	1,294,493	3,004	TUBERIA, TIGREADS, 5M 08" N12 PERF PIPE 200MM, AASHTO
260419	20230712	CHILE	3,137	241	4	3,382	1,114	1,113,700	1,113,704	3,037	TUBERIA, TIGREADS, 5M 08" N12 PERF PIPE 150MM, AASHTO
260419	20230712	CHILE	11,544	887	15	12,446	4,098	4,098,160	4,098,158	3,037	TUBERIAS, TIGREADS, 5M 04" N12 PERF PIPE 100MM, AASHTO
271395	20230719	CHILE	4,107	316	5	4,428	1,490	1,497,350	1,499,800	2,972	TUBERIA, TIGREADS, 5M 08" N12 PERF PIPE 150MM, AASHTO
271395	20230719	CHILE	2,761	213	4	2,977	1,003	1,008,280	1,003,200	2,968	TUBERIAS, TIGREADS, 5M 04" N12 PERF PIPE 100MM, AASHTO
290088	20230802	CHILE	3,384	216	4	3,605	1,151	1,151,240	1,151,239	3,131	TUBERIA, TIGREADS, 5M 12" N12 PERF PIPE 300MM, AASHTO
290088	20230802	CHILE	2,175	139	3	2,317	740	740,080	740,082	3,131	TUBERIA, TIGREADS, 5M 12" N12 PERF PIPE 300MM, AASHTO
290088	20230802	CHILE	1,250	89	2	1,341	447	446,520	446,516	3,003	TUBERIA, TIGREADS, 5M 08" N12 PERF PIPE 150MM, AASHTO
290088	20230802	CHILE	636	46	1	683	228	227,640	227,641	3,000	TUBERIA, TIGREADS, 5M 08" N12 PERF PIPE 150MM, WT18A
290088	20230802	CHILE	3,450	247	4	3,701	1,234	1,234,350	1,234,347	2,999	TUBERIA, TIGREADS, 5M 04" N12 PERF PIPE 100MM, AASHTO
153225	20230428	CHILE	735	116	1	852	267	267,120	267,120	3,191	TUBERIA, TIGREADS, 5M 10" N12 PERF PIPE 250MM, WT18A
153225	20230428	CHILE	544	96	1	631	198	197,700	197,695	3,191	TUBERIA, TIGREADS, 5M 08" N12 PERF PIPE 200MM, WT18A
153225	20230428	CHILE	781	124	1	906	284	284,000	283,996	3,191	TUBERIA, TIGREADS, 5M 04" N12 PERF PIPE 100MM, AASHTO
177993	20230615	CHILE	549	47	1	596	194	198,290	193,590	3,081	TUBERIA, TIGREADS, 5M 10" N12 PERF PIPE 250MM, WT18A
177993	20230615	CHILE	1,135	98	1	1,234	404	413,570	403,760	3,057	TUBERIA, TIGREADS, 5M 08" N12 PERF PIPE 200MM, WT18A
177993	20230615	CHILE	11,859	1,045	16	12,920	4,294	4,398,710	4,294,400	3,009	TUBERIA, TIGREADS, 5M 04" N12 PERF PIPE 100MM, AASHTO
226977	20230616	CHILE	3,137	230	4	3,372	1,097	1,123,240	1,097,460	3,072	TUBERIA, TIGREADS, 5M 12" N12 PERF PIPE 300MM, AASHTO
226977	20230616	CHILE	10,861	798	14	11,673	3,799	3,888,150	3,798,900	3,073	TUBERIA, TIGREADS, 5M 12" N12 PERF PIPE 300MM, AASHTO
226977	20230616	CHILE	1,440	108	2	1,550	516	526,370	516,240	3,003	TUBERIA, TIGREADS, 5M 10" N12 PERF PIPE 250MM, WT18A
226977	20230616	CHILE	3,744	289	5	4,038	1,375	1,407,510	1,375,200	2,936	TUBERIA, TIGREADS, 5M 08" N12 PERF PIPE 150MM, AASHTO
226977	20230616	CHILE	8,420	660	11	9,082	3,098	3,170,380	3,097,600	2,932	TUBERIA, TIGREADS, 5M 04" N12 PERF PIPE 100MM, AASHTO
095516	20230315	CHILE	1,245	217	2	1,464	495	523,250	494,500	2,960	TUBERIA, TIGREADS, 5M 48" N12 PERF PIPE 1200MM, WT18A
095516	20230315	CHILE	2,284	346	3	2,633	788	833,730	787,920	3,342	TUBERIA, TIGREADS, 5M 12" N12 PERF PIPE 300MM, AASHTO
095516	20230315	CHILE	2,207	351	3	2,561	799	845,670	799,200	3,204	TUBERIA, TIGREADS, 5M 08" N12 PERF PIPE 150MM, AASHTO
095516	20230315	CHILE	2,038	325	3	2,365	739	782,180	739,200	3,200	TUBERIA, TIGREADS, 5M 04" N12 PERF PIPE 100MM, AASHTO
095516	20230315	CHILE	8,799	1,404	12	10,216	3,195	3,380,940	3,195,150	3,197	TUBERIA, TIGREADS, 5M 04" N12 PERF PIPE 100MM, WT18A
127343	20230410	CHILE	404	112	1	518	124	126,950	124,251	4,166	TUBO, TCEPIPE S/M, TUBO USO 4" SDR11, MATERIAL: HDPEUS
127343	20230410	CHILE	5,194	1,441	18	6,652	1,597	1,631,740	1,597,018	4,166	TUBO, TCEPIPE S/M, TUBO USO 8" SDR11, MATERIAL: HDPEUS
024873	20230120	CHILE	25,332	8,775	41	34,148	9,104	11,100,000	9,103,500	3,751	TUBOS DE POLIETILENO, TIGREADS, 5M 04" N12 PERF PIPE
049257	20230207	CHILE	7,416	1,109	10	8,535	2,775	2,885,890	2,774,500	3,076	TUBERIA, TIGREADS, 5M 18" N12 PERF PIPE 450MM, AASHTO
049257	20230207	CHILE	2,135	319	3	2,457	799	830,870	798,800	3,076	TUBERIA, TIGREADS, 5M 10" N12 PERF PIPE 250MM, AASHTO
049257	20230207	CHILE	2,132	310	3	2,446	776	807,570	776,400	3,150	TUBERIA, TIGREADS, 5M 10" N12 PERF PIPE 250MM, WT18A
049257	20230207	CHILE	18,227	2,726	25	20,978	6,820	7,093,630	6,819,840	3,076	TUBERIA, TIGREADS, 5M 08" N12 PERF PIPE 200MM, AASHTO
049257	20230207	CHILE	10,454	1,564	14	12,032	3,912	4,068,720	3,911,680	3,076	TUBERIA, TIGREADS, 5M 08" N12 PERF PIPE 200MM, AASHTO
049257	20230207	CHILE	4,809	720	7	5,536	1,802	1,874,590	1,802,240	3,072	TUBERIA, TIGREADS, 5M 04" N12 PERF PIPE 100MM, AASHTO
061608	20230215	CHILE	5,181	1,262	8	6,451	1,801	1,802,460	1,800,960	3,582	TUBERIA, TIGREADS, 5M 12" N12 PERF PIPE 300MM, AASHTO
061608	20230215	CHILE	1,751	448	3	2,201	639	639,570	639,040	3,445	TUBERIA, TIGREADS, 5M 10" N12 PERF PIPE 250MM, AASHTO
061608	20230215	CHILE	1,967	490	3	2,460	699	699,340	698,760	3,521	TUBERIA, TIGREADS, 5M 10" N12 PERF PIPE 250MM, WT18A
061608	20230215	CHILE	3,285	840	5	4,129	1,199	1,199,800	1,198,800	3,445	TUBERIA, TIGREADS, 5M 08" N12 PERF PIPE 200MM, AASHTO
061608	20230215	CHILE	2,093	535	3	2,632	764	764,640	764,000	3,445	TUBERIA, TIGREADS, 5M 08" N12 PERF PIPE 150MM, AASHTO
061608	20230215	CHILE	3,707	950	6	4,663	1,357	1,357,730	1,356,600	3,438	TUBERIA, TIGREADS, 5M 04" N12 PERF PIPE 100MM, WT18A
062999	20230216	CHILE	2,309	576	3	2,889	826	826,220	826,217	3,497	TUBERIA, TIGREADS, 5M 18" N12 PERF PIPE 450MM, AASHTO
062999	20230216	CHILE	4,262	1,013	6	5,281	1,453	1,452,500	1,452,499	3,636	TUBERIA, TIGREADS, 5M 12" N12 PERF PIPE 300MM, AASHTO
062999	20230216	CHILE	1,440	359	2	1,802	515	515,390	515,394	3,496	TUBERIA, TIGREADS, 5M 10" N12 PERF PIPE 250MM, AASHTO
062999	20230216	CHILE	1,834	447	3	2,283	641	640,550	640,546	3,565	TUBERIA, TIGREADS, 5M 10" N12 PERF PIPE 250MM, WT18A
062999	20230216	CHILE	2,908	675	4	3,587	967	967,070	967,072	3,709	TUBERIA, TIGREADS, 5M 08" N12 PERF PIPE 200MM, WT18A
062999	20230216	CHILE	2,543	635	4	3,182	910	910,050	910,045	3,496	TUBERIA, TIGREADS, 5

Precios estimados de las Tuberías PE

DN	Peso Prom.	Precio CIF	Costo de internamiento	Costo Total
mm	kg/m	USD/m	USD/m	USD/m
20	0.12	0.34	0.07	0.41
32	0.20	0.56	0.11	0.68
63	0.57	1.60	0.32	1.92
110	1.78	5.01	1.00	6.01
160	3.74	10.52	2.10	12.63
200	5.83	16.40	3.28	19.68

DIA	CIVIL	FECHA	PAIS_DESC	FOB_DOLAR	FLE_DOLAR	SEG_DOLAR	CIF_DOLAR	PESO_NETO	PESO_BRUTO	UNID_FIQTY	UNID_FIDES	DESC_COM
508341	8481804000	20161228	KOREA, REPUBLIC OF	44725	1607	130	46461	2457	2738	140	U	POLIVALVULA BOLA, S/M, S/MACC POLIVALVULA BOLA PE10
508341	8481804000	20161228	KOREA, REPUBLIC OF	137128	4927	398	142453	7533	8395	180	U	POLIVALVULA BOLA, S/M, S/MACC POLIVALVULA BOLA PE10
508341	8481804000	20161228	KOREA, REPUBLIC OF	12779	459	37	13275	702	782	40	U	POLIVALVULA BOLA, S/M, S/MACC POLIVALVULA BOLA PE80
111278	8481804000	20160722	KOREA, REPUBLIC OF	803	193	3	998	41	46	5	U	VALVULA DE BOLA, POLYTEC, S/MACC POLIVALVULA BOLA PE
111278	8481804000	20160722	KOREA, REPUBLIC OF	1743	418	6	2168	89	101	5	U	VALVULA DE BOLA, POLYTEC, S/MACC POLIVALVULA BOLA PE
111278	8481804000	20160722	KOREA, REPUBLIC OF	186	45	1	232	10	11	3	U	VALVULA DE BOLA, POLYTEC, S/MACC POLIVALVULA BOLA PE
111278	8481804000	20160722	KOREA, REPUBLIC OF	1605	385	6	1996	82	93	10	U	VALVULA DE BOLA, POLYTEC, S/MACC POLIVALVULA BOLA PE
111278	8481804000	20160722	KOREA, REPUBLIC OF	6973	1674	24	8671	358	403	20	U	VALVULA DE BOLA, POLYTEC, S/MACC POLIVALVULA BOLA PE
111278	8481804000	20160722	KOREA, REPUBLIC OF	1186	285	4	1474	61	69	48	U	VALVULA DE BOLA, POLYTEC, S/MACC POLIVALVULA BOLA PE
111278	8481804000	20160722	KOREA, REPUBLIC OF	746	179	3	927	38	43	12	U	VALVULA DE BOLA, POLYTEC, S/MACC POLIVALVULA BOLA PE
315221	8481804000	20160823	KOREA, REPUBLIC OF	738	19	2	759	40	46	5	U	POLIVALVULA BOLA, S/M, S/MACC POLIVALVULA BOLA PE10
315221	8481804000	20160823	KOREA, REPUBLIC OF	1603	41	5	1649	87	99	5	U	POLIVALVULA BOLA, S/M, S/MACC POLIVALVULA BOLA PE10
315221	8481804000	20160823	KOREA, REPUBLIC OF	15294	392	44	15730	830	945	20	U	POLIVALVULA BOLA, S/M, S/MACC POLIVALVULA BOLA PE10
315221	8481804000	20160823	KOREA, REPUBLIC OF	400	10	1	412	22	25	7	U	POLIVALVULA BOLA, S/M, S/MACC POLIVALVULA BOLA PE10
315221	8481804000	20160823	KOREA, REPUBLIC OF	1476	38	4	1519	80	91	10	U	POLIVALVULA BOLA, S/M, S/MACC POLIVALVULA BOLA PE80
315221	8481804000	20160823	KOREA, REPUBLIC OF	6414	164	18	6596	348	396	20	U	POLIVALVULA BOLA, S/M, S/MACC POLIVALVULA BOLA PE80
315221	8481804000	20160823	KOREA, REPUBLIC OF	19116	490	55	19661	1037	1181	25	U	POLIVALVULA BOLA, S/M, S/MACC POLIVALVULA BOLA PE80
315221	8481804000	20160823	KOREA, REPUBLIC OF	2544	65	7	2617	138	157	112	U	POLIVALVULA BOLA, S/M, S/MACC POLIVALVULA BOLA PE80
315221	8481804000	20160823	KOREA, REPUBLIC OF	1601	41	5	1646	87	99	28	U	POLIVALVULA BOLA, S/M, S/MACC POLIVALVULA BOLA PE80
423429	8481804000	20171025	KOREA, REPUBLIC OF	46656	1994	122	48772	2552	3025	140	U	VALVULA DE BOLA, POLYTEC, S/MACC POLIVALVULA BOLA PE
423429	8481804000	20171025	KOREA, REPUBLIC OF	214575	9171	559	224306	11738	13913	270	U	VALVULA DE BOLA, POLYTEC, S/MACC POLIVALVULA BOLA PE
423429	8481804000	20171025	KOREA, REPUBLIC OF	634	27	2	662	35	41	10	U	VALVULA DE BOLA, POLYTEC, S/MACC POLIVALVULA BOLA PE
423429	8481804000	20171025	KOREA, REPUBLIC OF	26661	1139	70	27870	1458	1729	80	U	VALVULA DE BOLA, POLYTEC, S/MACC POLIVALVULA BOLA PE
423429	8481804000	20171025	KOREA, REPUBLIC OF	15894	679	41	16615	870	1031	20	U	VALVULA DE BOLA, POLYTEC, S/MACC POLIVALVULA BOLA PE
423429	8481804000	20171025	KOREA, REPUBLIC OF	634	27	2	662	35	41	10	U	VALVULA DE BOLA, POLYTEC, S/MACC POLIVALVULA BOLA PE
356574	8481804000	20180905	KOREA, REPUBLIC OF	12994	348	4	13346	447	553	489	U	POLIVALVULA BOLA, POLYTEC, PE100 GAS 32 mm RDE 11 AC
356574	8481804000	20180905	KOREA, REPUBLIC OF	7452	199	2	7654	256	317	109	U	POLIVALVULA BOLA, POLYTEC, PE80 GAS 63 mm RDE 11 AC
512034	8481804000	20181226	KOREA, REPUBLIC OF	8683	301	3	8996	461	520	56	U	POLIVALVULA BOLA, S/M, S/MACC POLIVALVULA BOLA PE80
512034	8481804000	20181226	KOREA, REPUBLIC OF	42002	1454	13	43468	2229	2516	125	U	POLIVALVULA BOLA, S/M, S/MACC POLIVALVULA BOLA PE80
512034	8481804000	20181226	KOREA, REPUBLIC OF	110244	3816	33	114092	5851	6604	142	U	POLIVALVULA BOLA, S/M, S/MACC POLIVALVULA BOLA PE80
356574	8481804000	20180905	KOREA, REPUBLIC OF	5470	146	2	5618	188	233	30	U	POLIVALVULA BOLA, POLYTEC, PE100 GAS 110 mm RDE 11 A
356574	8481804000	20180905	KOREA, REPUBLIC OF	5100	137	2	5238	175	217	70	U	POLIVALVULA BOLA, POLYTEC, PE100 GAS 63 mm RDE 11 AC
356574	8481804000	20180905	KOREA, REPUBLIC OF	10594	284	3	10881	364	451	60	U	POLIVALVULA BOLA, POLYTEC, PE80 GAS 110 mm RDE 11 AC



Díam. (mm)	PU Calc. (USD/Valvula)
32	43
63	77
110	187
160	478
200	1,014
25	38
90	128

Por lo expuesto, no se acepta el comentario.

- Sobre el reconocimiento del costo del “Ingeniero Supervisor” y la “Camioneta 4x2 Cabina Doble”, debemos señalar que tal como se ha señalado antes, se mantiene el retiro del “Ingeniero Supervisor” siendo que está incluido en los gastos generales y se incluye la “Camioneta 4x2 Cabina Doble” dedicada a tiempo parcial. Por lo antes expuesto se acepta parcialmente el comentario.

Conclusión

Por lo expuesto, se acoge parcialmente lo solicitado por GdP tal como se detalla en cada uno de los análisis.

5.6 Sobre Tuberías de Conexión

Comentario y/o Sugerencia N° 20

GdP señala que el valor de la longitud promedio de 2,5 metros por cliente empleada por Osinergmin para actualizar los metrados de la Tubería de Conexión en redes existentes y proyectadas, no refleja longitud real de las tuberías de conexión instaladas y proyectadas de manera eficiente por GdP. Manifiesta que esto ha llevado a asignar una longitud 40% inferior a las dimensiones reales e históricas de los clientes conectados en esta zona de concesión.

Respecto a tubería de conexión existentes, agrega que el criterio que ha aplicado el Osinergmin para el reconocimiento de las inversiones de la Tubería de Conexión, considerando simplemente una estimación de la longitud de las mismas (2,5 metros/cliente x 226 041 clientes existentes) no es concordante con lo realizado en el cálculo de las inversiones de las concesiones de Calidda y Contugas en las cuales sí se consideró las extensiones reales de la tubería de conexión reportadas previamente al Regulador conforme el procedimiento VNR, lo cual viola el principio de predictibilidad y confianza legítima, constituyendo un acto discriminatorio. GdP señala que cumple con enviar mensualmente toda la información VNR de Tubería de Conexión y Acometidas conforme se dispone en el Procedimiento para la Elaboración y presentación del VNR según Resolución N° 188-2012-OS/CD, cuyo resumen lo presenta en el Apéndice E de su escrito.

Sobre el particular, GdP destaca que nunca se realizaron observaciones sobre las inversiones reales ejecutadas en los reportes mensuales. Por ello, GdP solicita se considere los 928 km de tuberías de conexión existentes y las inversiones reales de GdP, evitando así un trato desigual frente a otras concesiones.

Respecto a Tubería de Conexión proyectadas, indica que las normativas municipales promueven un crecimiento más extenso en lugar de una densificación, como sucede en Lima. Asimismo, señala que, según el Reglamento Nacional de Edificaciones, en la provincia de Trujillo, donde se proyecta incorporar el mayor número de clientes residenciales, la estructura urbana es principalmente Área de Estructuración I, es decir con retiro obligatorio. Al respecto, menciona que las secciones viables del esquema vial de continuo urbano de Trujillo, aprobado por la ordenanza municipal MPT N° 010-2022, se evidencia que la distancia promedio entre la red principal y la válvula de servicio en las viviendas es de 5 metros, a los que se les adiciona 1 metro de recorrido vertical. Por ello, para las tuberías de conexión proyectadas, GdP solicita se considere los 6 metros por cliente sustentados en el Apéndice F de su escrito.

Por tanto, GdP solicita se considere 928 km de tuberías de conexión existentes y 6 metros de longitud promedio para las tuberías de conexión proyectadas.

Análisis de Osinergmin

Al respecto, a fin de contrastar lo señalado por GdP se realizó visitas de campo en las ciudades de la Concesión Norte (Huaraz, Chimbote, Trujillo, Pacasmayo, Chiclayo, Lambayeque y Cajamarca) donde existen redes de distribución de gas natural. En base a la información reportada por la empresa GdP se determinó en cada ciudad las zonas donde se tienen acometidas instaladas y se elaboraron mapas de densidad de consumidores para identificar su concentración. En base a ello, se seleccionaron aleatoriamente cuadras de viviendas residenciales en las cuales se realizarían las visitas de campo, considerando cuadras ubicadas en zonas de baja, media y alta densidad de consumidores.

Producto de las visitas a las cuadras seleccionadas, se recogió información de las longitudes reales de las Tuberías de Conexión de las cuadras visitadas. Luego, se determinó la longitud promedio de las Tuberías de Concesión por cada ciudad visitada. Tomando en cuenta lo antes señalado y la proporción de consumidores en cada ciudad respecto de toda la concesión, se determinó la longitud promedio de la Tubería de Conexión de toda la Concesión Norte, obteniéndose un valor de 3,28 m.

Para mayor detalle de la metodología, criterios y resultados de la información relevada en las visitas de campo, ver el Anexo 2 del Informe Técnico N° 870-2024-GRT.

Conclusión

Por lo expuesto, se acoge parcialmente lo solicitado por la empresa GdP.

5.7 Sobre las Obras Especiales

Comentario y/o Sugerencia N° 21

GdP señala que Osinergmin al 31 de enero de 2024, ha reconocido 29 cruces como obras especiales, las cuales han sido estandarizadas y agrupadas dentro de otras obras especiales debido a la naturaleza de su construcción.

Al respecto, GdP menciona que la información histórica de obras especiales ha sido reportada de manera oficial y puntual al Regulador a través del Reporte VNR de Obras Especiales. Este reporte incluye 24 cruces de ríos y 10 pasos perforados. Agrega que en el Apéndice I de su escrito se presentan los planos *as-built* de cada una de las obras especiales.

GdP considera que el costo VNR que correspondería utilizar para estos tipos de obra corresponde a Cruces de Río (USD 148 763,42) y Otras Obras Especiales Pasos Perforados (USD 241 309,08). Agrega que en el Apéndice J de su escrito se presenta la documentación de soporte de la valorización de los proyectos más significativos de (i) Cruces de Ríos: proyecto PE-19-004, PE-19-061 y PE-22-058, (ii) Pasos Perforados: PE- 20-108 y PE-22-056 y el contrato de cruces especiales.

Por tanto, GdP solicita 1) incorporar las 5 obras especiales con códigos PE-17-144, PE-21-002, PE-21-092, PE-21-121 y PE-22-008, informadas en la Tabla 4-3 de su escrito; 2) valorizar correctamente cada obra especial, puesto que los valores reconocidos por Osinergmin no son acordes a la realidad de los costos incurridos por GdP para cada una de estas obras.

Análisis de Osinergmin

Respecto a las 29 Obras Especiales consideradas en la Resolución 185, el Regulador ha incorporado un cruce de canal en Lambayeque de 36 m de longitud asociado al plano LAM-SECTOR-01-MALLA-2600.

Asimismo, de la revisión de los planos *As Built* presentados por GdP, y de las imágenes georreferenciadas disponibles, se ha verificado que no todas las Obras Especiales reportadas por GdP como existentes corresponden a cruces de ríos. Esto se ha tomado en cuenta para el Valor Nuevo de Remplazo de la infraestructura existente.

Por otro lado, de las 5 obras especiales que GdP solicita sean consideradas como existentes, solo se reconocen 3 de ellas, específicamente las asociadas a los proyectos PE-17-144, PE-21-002 y PE-22-008, esto debido a que dichas obras sí fueron reportadas en la base de datos VNRGN del PRIE, actualizada por GdP en julio del 2024. En relación a las 2 obras especiales restantes, asociadas a los proyectos PE-21-092 y PE-21-121, no se consideran debido a que no fueron reportadas en la base de datos VNRGN del PRIE al mes de julio del 2024.

Ahora bien, respecto a la valorización de cada obra especial, el Regulador ha considerado el método más eficiente para la construcción de tuberías de polietileno para cruces de ríos y/o vías de alto tránsito, siendo esta la perforación horizontal dirigida (HDD).

Asimismo, de la revisión y análisis de la documentación presentada por GdP en el “Apéndice J Contratos Obras Especiales” de su escrito, se constata la presentación de un contrato incompleto para la ejecución de un cruce especial (sin los anexos 1 al 8), y sobre los costos unitarios presentados en las facturas, presupuestos y documentos de avance de obra, aplican sobre metrados incongruentes con la longitud de la obra especial. Por ejemplo, para el Proyecto PE-19-004 en cuanto a metrados, dichos documentos señalan 2,5 m y 19,5 m cuando la longitud del cruce especial es de 106 m. Por dichas incongruencias no se toma en cuenta dicha información. No obstante, de la revisión se advierte que GdP considera en sus contratos el costo de los estudios técnicos por parte del contratista, aplicando hasta 3 pasadas para escariar el área por donde pasará la tubería. Esto último, se considerará para el reconocimiento de los costos de los estudios técnicos y de una pasada adicional de escariado en la perforación horizontal dirigida (HDD).

Conclusión

Por lo expuesto, se acoge parcialmente lo solicitado por la empresa GdP.

5.8 Sobre las Inversiones Complementarias

Comentario y/o Sugerencia N° 22

GdP señala que Osinergmin reconoce inversiones complementarias realizadas hasta el 31 de enero de 2024 por un monto de 260 344 USD, pero no incluye las inversiones proyectadas.

Indica que, en relación con los terrenos de las PSR, GdP los había clasificado como inversiones complementarias en su propuesta tarifaria, sin embargo, Osinergmin los consideró dentro del modelo de PSR por lo que, indica que, el análisis del reconocimiento de los mismos se desarrolla en el apartado 9.1.7 de su escrito.

Por tanto, GdP solicita que se incluyan en el cálculo de la tarifa de distribución las inversiones complementarias necesarias para la prestación eficiente del servicio, tal como lo detalla en la Tabla 4-5 de su escrito, y cuyo sustento se encuentra en el Apéndice K.

Tabla 4-5: Inversiones Complementarias realizadas hasta el 31/01/2024

Categoría	USD
Edificios y construcciones	423
Equipos de Computación	10,227
Equipos de Comunicación	904,311
Otros Equipos	282,797
TOTAL	1,197,757

Análisis de Osinergmin

Debemos señalar que, para la determinación de las inversiones complementarias estas fueron reconocidas acorde con un dimensionamiento eficiente, efectuando la respectiva actualización de precios.

Asimismo, se exceptuaron aquellos costos que no forman parte del Sistema de Distribución por Red de Ductos, tales como aquellos sistemas de comunicaciones y equipos relacionados con las estaciones de regasificación que no forman parte del Sistema de Distribución por Red de Ductos.

Finalmente, respecto al sustento referido en el Apéndice K, se ha verificado que en dicho Apéndice únicamente se han incluido Escrituras Públicas de compra-venta de terrenos utilizados en las PSR, cuya inclusión no corresponde ser considerados en las Inversiones Complementarias, pues no forman parte del Sistema de Distribución por Red de Ductos.

Conclusión

Por lo expuesto, no se acoge lo solicitado por la empresa GdP.

5.9 Sobre el Organigrama

Comentario y/o Sugerencia N° 23

GdP indica que la empresa de referencia (ER) es un modelo normativo que representa una función de costos de ingeniería con diferentes niveles de requerimiento de información según Agrell e Borgetof. Señala que estos modelos se utilizan para estimar los costos óptimos. Agrega que estos modelos emulan los costos de una empresa virtual que presta servicio a la demanda en su zona de concesión. Menciona que en la ER todas las actividades y servicios son prestados por personal propio, partiendo de la estructura central eficiente del año base y para los años subsiguientes, se adicionan puestos según la cantidad de usuarios y km de red.

Sin embargo, GdP señala que Osinergmin dimensiona la estructura central de la ER afectando a todas las actividades reguladas por un multiplicador calculado arbitrariamente. Agrega que, de acuerdo a este criterio, la cantidad de personas de la estructura central de la ER propuesta es de 118 funcionarios, de los cuales son remunerados vía tarifa sólo 80,51. Indica que ello es un tratamiento inédito en la experiencia regulatoria del establecimiento de tarifas de distribución de gas en el Perú lo que constituye un claro tratamiento discriminatorio.

Asimismo, alega que no existe un sustento de la estructura operacional ni de la asignación de costos realizados por Osinergmin, lo cual va en contra de los criterios establecidos en los artículos 108 y 112 del reglamento de Distribución y de los artículos 24, 25 y 26 de la Norma de Estudios Tarifarios, los cuales establecen que se debe evaluar y ajustar la ER con la realización de un Benchmarking con empresas nacionales o extranjeras del negocio del gas natural o dedicadas a servicios públicos.

Adicionalmente, indica que en la Tabla 5-4 de su escrito se justifican cada una de las posiciones que se deben incorporar en la Estructura Central del año 2024, y que en la Tabla 5-5 presenta el detalle del organigrama propuesto, siguiendo la estructura de personal utilizada en la ER de Osinerghmin.

Por tanto, GdP solicita: 1) Eliminar la asignación arbitraria de costos de la ER, ya que esta presta actividades del negocio regulado, y es un tratamiento discriminatorio hacia GdP; y, 2) Adecuar la estructura central de la ER considerando una relación de 1535 funcionarios/cliente para cada año conforme lo presenta en la Tabla 5-3 de su escrito.

Tabla 5-3: Estructura central propuesta

Indicador	2024	2025	2026	2027
Consumidores	234,694	250,319	265,945	281,569
Estructura Central Propuesta	153	163	173	183

Análisis de Osinerghmin

Al respecto, se debe señalar que conforme lo señala el artículo 112 del Reglamento de Distribución, los costos de operación y mantenimiento corresponderán a costos eficientes. En esa línea, el concepto de empresa eficiente corresponde a una empresa que produce la cantidad demandada al mínimo costo técnicamente posible.

Para García (2019), la regulación en base a una empresa modelo eficiente se hace *“a partir del valor de una empresa ficticia que provee el servicio a un mínimo costo según ciertos criterios. En términos prácticos, la empresa ficticia sirve como referencia para comparar su costo eficiente con el de la empresa real”*. Asimismo, señala que *“el regulador debe tomar en cuenta las condiciones que enfrentó la empresa real, esto es considerar en su diseño aspectos como la cantidad demandada, perfil de la demanda, densidad de la demanda, ubicación, zona geográfica, entre otros. En la tarifa estimada debe ser el resultado de solo los costos de la empresa modelo eficiente. Por lo tanto, se generan incentivos para que la empresa regulada se comporte de forma eficiente.”* (p. 08)

Ello, se refuerza con la afirmación que *“la teoría moderna de la regulación y la práctica en Chile muestran que los precios no se pueden fijar sin la empresa real, porque la información es asimétrica”* (Bustos y Galetovic, 2001, p. 03); por lo que resulta válido considerar la información real disponible de la empresa que se regula.

En consecuencia, para efectos prácticos no es posible prescindir del todo de la información real de la empresa que se está regulando, sin embargo, el método aplicable debe tener como objetivo mejorar la productividad de la empresa mediante la implementación de un incentivo de precios, en este caso de los costos de personal reconocido en la empresa de referencia.

Es en ese contexto que, para efectos de validar los niveles de reconocimiento de los costos personal de la empresa de referencia, Osinerghmin considera el modelo tipo Top-Down,

tomando en cuenta los costos incurridos por la empresa real y discierne de aquellos costos que se consideran necesarios para la operación de la empresa en el reconocimiento de la tarifa.

Ahora bien, 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. Adicionalmente, el modelo de empresa de referencia considera la aplicación de factores de asignación de costos teniendo en cuenta que la empresa concesionaria también realiza otras actividades relacionadas con el transporte virtual, la regasificación y con otros cargos regulados en los que ya se reconoce también el costo de dicho personal (es el caso de nuevas conexiones, cortes, reconexiones, etc.).

Sobre los factores de asignación, estos son aplicados en mayor medida a los costos de personal que realizan las labores administrativas y comerciales, teniendo en cuenta que el tiempo de dedicación es compartido con las otras actividades que realiza la empresa, como, por ejemplo, la gestión del Programa Brilla. A nivel operativo, el factor de asignación es aplicado a las jefaturas y gerencias de operaciones, sin afectar al personal técnico y auxiliar que desarrollaría a dedicación completa las actividades de distribución por ductos.

Lo anterior, fue corroborado por el equipo de la División de Gas Natural en la visita técnica realizada en el mes de noviembre de 2023. Siendo que, las oficinas administrativas y operativas eran compartidas con personal de Promigas y Gases del Norte S.A.C.

En ese contexto, como resultado de la aplicación de los criterios descritos en los párrafos anteriores, la empresa de referencia reconoce un monto por personal que asciende en promedio a USD 2,6 millones por año. Este monto es validado a partir de la información de los Estados Financieros Auditados, los cuales muestran que las cargas de personal del año 2020⁵ fueron USD 3 millones para todas las actividades (incluso no reguladas) realizadas

⁵ De acuerdo con el Informe de Gestión Anual 2023 (ver extracto a continuación), el personal de GdP para la Concesión Norte asciende a un total de 20 colaboradores, por lo que esta información resulta insuficiente para establecer el nivel de la empresa de referencia. En ese contexto, para efectos de la referencia real de la empresa concesionaria, se tienen en cuenta los Estados Financieros auditados. De acuerdo a los Estados Financieros Auditados, las cargas de personal del año 2020 fueron USD 3 millones. A partir del 2021 en adelante, este concepto se reduce considerablemente por tercerización del servicio gerencial y administrativo con Gas Comprimido del Perú SAC.

por GdP. En consecuencia, dada la validación efectuada corresponde no acoger el comentario sobre este particular dado que se sustenta la aplicación de factores de asignación a los costos de personal de la empresa de referencia.

En relación a la cantidad de colaboradores a ser reconocidos para la empresa de referencia, se reconocen al primer año de operación 118 colaboradores determinados a partir de la propuesta de GdP, excluyendo los cargos que no están relacionados con la actividad de distribución de gas natural (construcción, ingeniería, diseños, transporte virtual y otras actividades reguladas -conexiones, redes internas, cortes, etc.). Posteriormente, para los siguientes años regulatorios se adicionan puestos según la cantidad de usuarios, hasta alcanzar un total de 126 colaboradores al año 4.

Estos resultados han sido validados mediante la comparación con empresas nacionales y extranjeras de negocio de gas natural, y mediante la comparación con empresas nacionales dedicadas a servicios públicos similares, como son las empresas de distribución de electricidad; todo ello en el marco de lo que establece el artículo 24 de la Norma de Estudios Tarifarios.

El ratio de Clientes Gestionados por Colaborador que reconoce la empresa de referencia a GdP inicia con 1 995 Clientes por Colaborador hasta alcanzar un ratio de 2 254 Clientes por Colaborador al cuarto año regulatorio.

Respecto a la comparación con el primer grupo, empresas del negocio de gas natural, los valores reconocidos a GdP son comparables con la regulación de la concesión de Lima y Callao 2018 y con empresas extranjeras del negocio de gas natural (en promedio 2 066 Clientes por Colaborador). Siendo que no es comparable el valor solicitado por GdP, de 1 535 Cliente por Colaborador. Ver gráfico a continuación:

PROMIGAS PERÚ

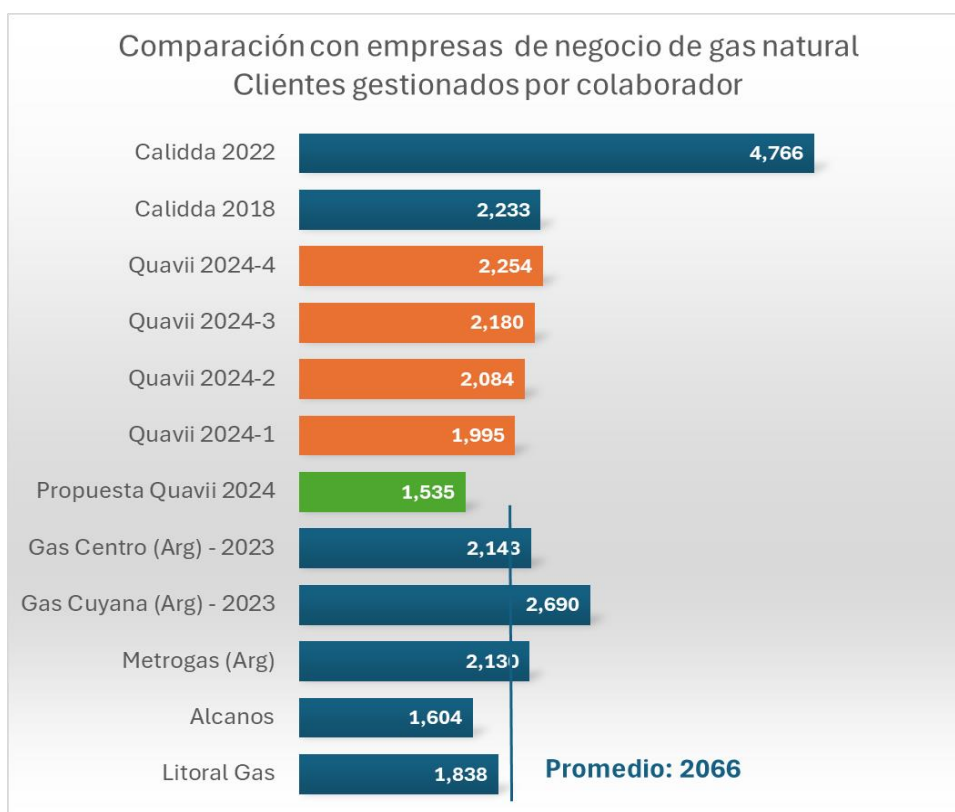
Informe de Gestión 2023

Colaboradores por categoría laboral, género y edad de Concesión Norte 2023

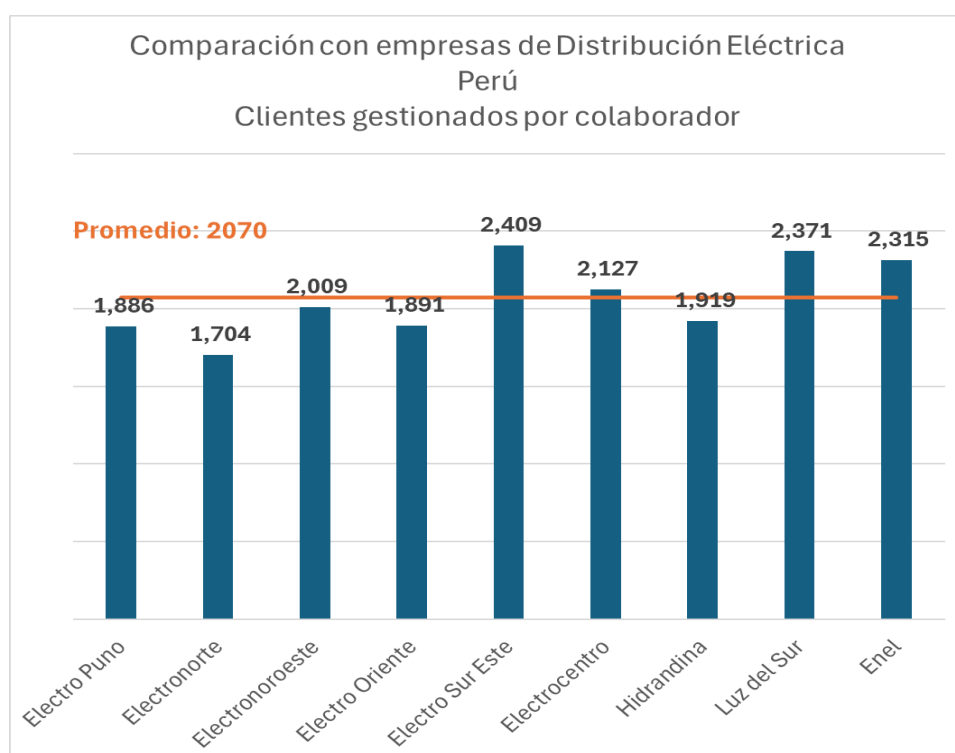
CONCESIÓN NORTE					
CATEGORÍA LABORAL	GÉNERO	MENORES DE 30 AÑOS	ENTRE 30 Y 50 AÑOS	MAYORES DE 50 AÑOS	TOTAL
Alta Dirección	Hombres	0	0	0	0
	Mujeres	0	0	0	0
Gerencia Media	Hombres	0	0	0	0
	Mujeres	0	0	0	0
Gerencia Subalterna	Hombres	0	1	0	1
	Mujeres	0	0	0	0
Otros	Hombres	5	13	0	18
	Mujeres	1	0	0	1
Total N°		6	14	0	20

GRI 2-7

Fuente: Gases del Pacífico SAC.



Respecto a la comparación con empresas de servicios públicos similares, como son las empresas de distribución de electricidad, estas presentan un ratio promedio de 2 070 Clientes por Colaborador, comparable también con el valor reconocido a GdP. Ver gráfico a continuación:



Conclusión

Por lo expuesto, no se acoge lo solicitado por la empresa GdP sobre considerar una estructura de personal considerando una relación de 1 535 Clientes por Colaborador.

5.10 Sobre los Salarios

Comentario y/o Sugerencia N° 24

GdP señala que el criterio adoptado por Osinergmin para la selección de empresas en el estudio de PwC Perú no es el correcto, puesto que al incorporar el criterio de empresas que facturan menos de 30 millones y volumen de personal entre 100 y 500, está considerando una muestra de empresas no acorde con el tamaño de GdP y por tanto induciendo a incluir empresas con un promedio de salarios inferiores. El ingreso requerido solicitado para GdP para los próximos años estaría en USD 77 millones.

Agrega que el criterio de Osinergmin para la selección de las muestras de empresas del estudio salarial es inconsistente puesto que en Cálidda se empleó la encuesta salarial de PwC (SEIS 2021), el cual solo reporta empresas del sector gas y electricidad. La diferencia entre el costo anual con carga sociales de una y la otra muestra son muy significativas, lo que demuestra que la muestra seleccionada no es correcta.

Adicionalmente, recalca que Osinergmin no publicó el detalle de las empresas incluidas en la encuesta ni la metodología empleada por PwC, solo proporcionando un resumen de los salarios por posición. Por ello, señala que recortar de esa manera los gastos de operación y mantenimiento sin sustentar de modo alguno la decisión es una clara afectación al debido procedimiento, al dejar en un estado de indefensión al inversionista e incurrir en vicio de motivación aparente.

Señala que no se consideraron todas las responsabilidades, competencias, entrenamiento y niveles de experiencia asociados a cada puesto, por tanto, los salarios no reflejan el valor real de las funciones, lo que puede generar inconsistencias en la equidad interna y externa.

GdP solicita a Osinergmin 1) considerar la encuesta Salarial de Korn Ferry presentada, con el debido sustento metodológico, en la propuesta tarifaria realizada por GdP o en su defecto modificar la muestra de empresas de la encuesta de PwC incluyendo empresas de los sectores Electricidad, Gas Natural, Petróleo y Minería; 2) incluir los costos salariales adicionales previstos por ley, correspondientes al bono de desempeño y a la participación en las utilidades; y, 3) revisar los perfiles de puestos de cada posición a fin de asignarle la escala salarial acorde a los mismos.

Análisis de Osinergmin

Respecto del criterio adoptado por Osinergmin para la selección de empresas mencionado por GdP, la misma se sustenta en los resultados de la estimación de personal de la Empresa de Referencia, la facturación esperada para el periodo regulatorio 2025-2028 y la focalización de las actividades que desarrolla la empresa concesionaria.

- En cuanto al número de colaboradores de la Empresa de Referencia, este se estima en 118 personas y el sustento es desarrollado en el numeral 5.9 del presente informe y en el Informe del Consultor.
- Acerca de la facturación esperada para el periodo regulatorio 2025-2028, los cálculos realizados por este Organismo proyectan una facturación promedio de USD 28 millones por año por el servicio de distribución por ductos, valor que se encuentra por debajo de los USD 30 millones al que hace referencia GdP (Ver tabla siguiente):

Año	Facturación por Distribución (USD)
2025	22 304 852
2026	28 490 472
2027	29 917 884
2028	31 590 189
Promedio	28 075 849

Adicionalmente, podemos indicar de manera complementaria que, de acuerdo a la información comercial reportada por la propia GdP, la facturación histórica por el servicio de distribución por ductos del periodo 2018-2024 fue en promedio USD 11 millones, alcanzando un valor máximo acumulado a setiembre de 2024 de USD 23 millones. (Ver tabla siguiente).

Año	Facturación Distribución (USD)
2018	1 323 553
2019	6 291 127
2020	9 872 048
2021	9 570 538
2022	14 935 085
2023	12 485 589
2024 (*)	23 587 637
Promedio	11 152 225

(*) información reportada hasta setiembre de 2024.

Fuente: Formatos D3 reportados por GdP.

- Respecto del criterio de focalización de actividades de la empresa de distribución, este es el mismo criterio utilizado para la obtención de los niveles de remuneración de los procesos de fijación tarifaria de las concesiones de Lima y Callao e Ica realizados en el año 2022, y corresponde a empresas del subsector electricidad.

Sobre este particular, debemos señalar que se han tenido en cuenta empresas del subsector electricidad como criterio de focalización, con la finalidad de obtener información de salarios de profesionales especializados que actualmente laboran en empresas que brindan servicios públicos. No se considera los segmentos de hidrocarburos y gas natural dado que corresponden principalmente a empresas que realizan sus actividades en el *upstream* (exploración y explotación), razón por la cual se valida el uso del citado criterio de focalización.

Cabe indicar que la encuesta salarial de Korn Ferry, presentada por GdP, contiene empresas que realizan sus actividades en el *upstream* de hidrocarburos (exploración y explotación), razón por la cual no cumple el criterio antes señalado. En la imagen siguiente se resaltan a dichas empresas:

Lista de participantes - Mercado de Petróleo y Gas 2023

- Cálidda
- **CEPSA**
- **CNPC International Peru**
- COGA
- **Frontera Energy**
- Gases del Norte Perú
- Gases del Pacífico
- **Hunt Oil**

- **Petróleos del Perú - PETROPERÚ**
- **Petrotal**
- **Pluspetrol Perú Corporation**
- Promigas Perú
- **Repsol del Perú**
- **Sapet**
- **Savia**
- **Unna Energía**

KORN FERRY
DE ROBE THAM

El criterio aplicado en el caso de la concesión de Lima y Callao en el año 2022, por ejemplo, puede ser verificado en los informes técnicos de sustento, y de manera particular en la página 96 del Informe del Consultor, que refiere que el estudio de remuneraciones corresponde a “empresas del sector electricidad”. (Ver imagen siguiente).

Cuadro 26

Personal de la Gerencia Técnica – Empresa Modelo

Área	GERENTE GENERAL	GERENTE	EJECUTIVO	PROFESIONAL	TECNICO	AUXILIAR	Total general
Gerencia Técnica		1	5	50	55	5	116
Gerencia Técnica		1	1	7	24	1	2
Jefatura de Operación			1	6	15		33
Jefatura de Mantenimiento			1	9	2		22
Proyectos			1	6	2	1	12
Ingeniería			1	22	12	2	10
Gestión de la Promoción y Redes Internas							37

Fuente: Elaboración propia

Los costos de las remuneraciones fueron calculados tomando como referencia el Estudio de Remuneraciones 2021 de la empresa PwC (SEIS 2021)¹⁵, reportados para empresas del sector electricidad. En este sentido, el cuadro 27 muestra las remuneraciones consideradas en el diseño de la empresa modelo.

¹⁵ Estudio proporcionado por Osineergmin.

Octavo Entregable Página 96

Los puntos desarrollados sustentan los criterios aplicados para la selección de la muestra de empresas del estudio salarial de PwC, por lo que no se acoge el comentario sobre este particular.

En cuanto al requerimiento de GdP de incluir bonos de desempeño y participación de utilidades, cabe indicar que ambos conceptos son elementos implícitos en el costo de capital o tasa de actualización, tasa que es reconocida en la tarifa por Osinergmin, en cumplimiento del artículo 115 del Reglamento; y en consecuencia técnicamente se refuerza la posición jurídica en el sentido que la legislación no autoriza su reconocimiento como un costo de operación y mantenimiento. Desde el punto de vista económico, su reconocimiento en los costos operativos significaría un reconocimiento doble de un mismo concepto (en la tasa de actualización y en el costo de operación y mantenimiento) aspecto que tampoco permite la legislación toda vez que implicaría no cumplir con el criterio de costo eficiente de las tarifas previsto en el artículo 105 del Reglamento. En consecuencia, no se acepta el comentario sobre este particular.

En lo que respecta al sub dimensionamiento de los salarios referido por GdP, debemos reiterar que los valores obtenidos a partir de las encuestas salariales de PwC corresponden a valores de mercado de salarios de profesionales especializados que actualmente laboran en las empresas de servicios públicos. La asignación de las posiciones obtenidas de la encuesta salarial de PwC, con la finalidad de obtener los perfiles de puestos a ser reconocidos en la empresa de referencia tiene en cuenta una estructura estándar aplicado en las regulaciones de gas natural por ductos a nivel local basado en los niveles de responsabilidad conforme a la estructura organizacional propuesta por el regulador. En consecuencia, la escala salarial considerada para cada puesto se encuentra acorde con las funciones asignadas a cada puesto de la empresa de referencia.

No obstante, lo anterior, GdP no sustenta adecuadamente sus requerimientos de ingresos del personal. La citada empresa realiza en su propuesta tarifaria requerimientos del orden de los USD 8 millones por año para el gasto de personal de la empresa de referencia. Sin embargo, de la revisión de los Estados Financieros auditados de GdP, los gastos anuales por el personal y los servicios gerenciales y administrativos no superan los USD 6,2 millones al año 2023. En consecuencia, la pretensión de ingresos por gastos de personal de GdP superan en 29% los gastos de personal y los gastos de asesorías registrados en sus estados financieros.

Gastos de Administración y Ventas (Miles USD)	2018	2019	2020	2021	2022	2023
Cargas de personal	4111	5183	3011	269	753	575
Servicios de asesoría administrativa, legal y financiera.	4165	4303	3311	4573	3749	5719
Total	8276	9486	6322	4842	4502	6294

Fuente: Estados Financieros auditados de Gases del Pacífico SAC. Elaboración propia.

Por lo expuesto, no corresponde aceptar el comentario en lo referido a la reasignación de las escalas salariales de cada puesto de la empresa de referencia.

Conclusión

Por lo expuesto, no se acoge lo solicitado por la empresa GdP

5.11 Sobre los Procesos de O&M

Comentario y/o Sugerencia N° 25

GdP señala que los costos de Operación y Mantenimiento calculados por Osinergmin están subvaluados debido a lo siguiente:

1. El costo de mano de obra utilizado por Osinergmin corresponde a la construcción civil, lo que no refleja los costos reales de trabajadores especializados en la industria del gas natural. Por ejemplo, el costo del recurso “profesional” en el modelo de Osinergmin es de 16,49 USD/h, cuando el costo real de mercado es de 26,82 USD/h.
2. Para la actividad OA.11 – Análisis de Calidad del Gas Natural, Osinergmin considera un único vehículo tipo sedán, sin embargo, se requieren dos para el transporte del personal y equipos.
3. Para la actividad OA.15 – Operación del Sistema de Odorización, Osinergmin establece una frecuencia mensual, sin embargo, debería ser semanal debido a la criticidad del sistema y la seguridad pública.
4. Para las actividades MA.7 – Detección de fugas en red de PE y MA.8 – Patrullaje de Red de PE, el modelo de Osinergmin prevé el uso de un vehículo tipo furgoneta, pero el vehículo adecuado es un SUV, que tiene las características necesarias para el transporte de personal, equipos y herramientas.
5. Para la actividad MA.56 – Plan de Prevención de Daños, Osinergmin asigna un costo de movilidad más bajo para el uso de un sedán (4,6 USD/h), mientras que GdP calcula un costo de 6,85 USD/h, basándose en valores de mercado sustentado en la propuesta tarifaria de GdP. Además, se subestima la cantidad de kilómetros de red proyectados para 2025, usando solo los km actuales de 2024, lo que afecta el cálculo de los costos.

Adicionalmente GdP señala que Osinergmin no ha considerado actividades relevantes para el adecuado funcionamiento del sistema, las cuales son: mantenimiento de sistema eléctrico, lectura de medidores industriales en el caso de los clientes sin telemetría, operación sistemas GE y aire instrumentos, mantenimiento del sistema de detección de intrusos y mantenimiento de *videowall*.

GdP solicita a Osinergmin adecuar las actividades subdimensionadas conforme a lo indicado e incorporar las actividades no consideradas con las frecuencias y equipos propuestos por GdP en su propuesta tarifaria.

Análisis de Osinergmin

1. Con respecto a los costos del personal profesional, estos han sido recogidos a partir de encuesta de remuneraciones de PWC Perú al año 2024, empresa reconocida en la elaboración de estudios y encuestas sobre salarios. Para la focalización de los salarios, se ha tenido en cuenta el reporte de empresas del

Subsector Electricidad, con ingresos anuales hasta los USD 30 millones y un volumen de personal de entre 100 y 500 trabajadores; por lo que corresponden a valores de mercado aplicables a la Concesión Norte. Es importante mencionar también que este criterio de focalización corresponde al utilizado en los procesos de regulación tarifaria para las concesiones de Lima Callao e Ica realizados en el año 2022. En consecuencia, no se acoge este comentario.

2. Con respecto a la actividad OA.11 – Análisis de calidad del gas, GdP no sustenta el requerimiento de dos vehículos para su realización. La propuesta de GdP considera que dicha actividad es realizada por 03 personas y no incluye equipamiento como parte de los recursos. En consecuencia, se verifica que dicha actividad puede ser realizada utilizando un solo vehículo sedán. En consecuencia, no se acoge este comentario.
3. Con respecto a la actividad OA.15 – Operación del Sistema de Odorización, se establece una frecuencia mensual para esta actividad, basado en manuales de operación y mantenimiento remitidos por otras concesionarias de distribución de gas natural por ductos (Manual de O&M Cálidda y Contugas). Adicionalmente, se precisa que GdP no sustenta adecuadamente la frecuencia solicitada, por lo que no se acoge este comentario.
4. Con respecto a las actividades MA.7 – Detección de fugas en red de PE y MA.8 – Patrullaje de Red de PE, a partir de la inspección visual realizada por el equipo de Osinergmin a todas las localidades donde GdP realiza las actividades de distribución de gas natural con redes de PE, se verificó que un vehículo tipo furgoneta puede cubrir los requerimientos de transporte de personal y equipos en la zona de concesión, siendo que el recorrido de las redes de polietileno tiene lugar en rutas cercanas a vías accesibles de tipo afirmadas o asfaltadas. Adicionalmente, se debe tener en cuenta que GdP no ha presentado el sustento del uso de un vehículo de tipo SUV en dicha actividad. En consecuencia, no se acoge este comentario.
5. Con respecto a la actividad MA.56 – Plan de Prevención de Daños, debemos reiterar que los costos de los vehículos fueron analizados y determinados teniendo en cuenta el costo de compra a precios de mercado (inversión) y operación de los mismos, tal y como se sustenta en el Informe del Consultor. En relación al driver tomado en cuenta para el desarrollo de esta actividad, el modelo considera la totalidad de redes de PE proyectadas para el periodo 2025-2028, lo que puede ser verificado en la celda V66 de la Pestaña “Costos O&M” del modelo tarifario. En consecuencia, no se acoge este comentario.

Por otro lado, respecto a la exclusión de las actividades OA.3, OA.16, OA.19 y OA.20; es debido que estas corresponden a actividades relacionadas con las estaciones de regasificación (PSR), siendo que, el costo de operación y mantenimiento de dichas actividades se encuentra incluido en el Margen de Regasificación (MDR). En el caso particular de la exclusión de la actividad OA.7, esto se realiza debido a que dicha actividad corresponde a un proceso contemplado en las actividades de comercialización. En consecuencia, no se acoge este comentario.

Conclusión

Por lo expuesto, no se acogen los comentarios.

5.12 Sobre la Cobranza

Comentario y/o Sugerencia N° 26

GdP señala que el valor propuesto por Osinergmin 0,15 USD/usuario para actividades de cobranza no refleja las actividades necesarias ni los precios unitarios de las zonas donde opera. Al respecto, indica que, para el costo de cobranza, las actividades de recaudo y gestión de cartera son fundamentales.

Menciona que el costo de recaudo corresponde a las comisiones pagadas a las entidades recaudadoras por el uso de su infraestructura, software y canales de pago. Al respecto, señala que el costo total de recaudo considerando la comisión variable y fija es USD 0,34 por usuario, indica que en el Apéndice Y se detalla el cálculo según canal, banco y cantidad de transacciones y los correos intercambiados con las entidades financieras que trabaja GdP, donde se coordinan los costos unitarios. Asimismo, se incluye la evidencia de las facturas mensuales con el valor contratado.

De otro lado, señala que el costo de gestión de cartera, incluye las actividades masivas que consisten en envío de mensajería por SMS con el recibo facturado y las actividades de recupero que buscan motivar el pago de la deuda vencida de los usuarios: llamadas IVR, personalizadas, contacto vía WhatsApp y visitas personalizadas. Al respecto, señala que el costo unitario por esta gestión es USD 0,15 por usuario. Agrega que el detalle de los cálculos por estas actividades se evidencia en el Apéndice Y donde también se incluye soporte de los precios unitarios con órdenes de servicio y factura.

Por tanto, GdP solicita que considere en la tarifa de distribución los costos de cobranza de 0,49 USD/usuario.

Análisis de Osinergmin

En cuanto a los costos de cobranza (recaudo), se valida el sustento presentado por GdP, y se considera un costo unitario que asciende a 0,34 USD/transacción, ello, debido a la información de las comisiones que cobran las diferentes entidades bancarias por hacer uso de los canales de pago disponibles para los clientes de la concesión.

En el caso de la Gestión de Cartera o Gestión de Cobranza, GdP argumenta que este concepto incluye: i) envío de recibos, recordatorios y alertas por SMS, cuyo costo sería de 0,01 USD/transacción; y ii) gestión de cartera, que incluye llamadas IVR, llamadas personalizadas, contacto vía Whatsapp y visitas personalizadas, cuyo costo sería de 0,14 USD/transacción. Al respecto, GdP no sustenta adecuadamente estos costos, que no fueron incluidos originalmente en su Propuesta Tarifaria.

Cabe precisar que, en el caso del envío de recibos, esta actividad está contemplada como parte de la actividad de distribución de recibos en la empresa de referencia. Asimismo, en

el caso de las actividades de gestión de cartera, se contempla realizar con personal propio dentro de la Empresa Modelo.

Conclusión

Por lo expuesto, se acoge parcialmente lo solicitado por la empresa GdP.

5.13 Sobre el Call Center

Comentario y/o Sugerencia N° 27

GdP señala que Osinergmin no detalla la metodología utilizada para estimar el número y las categorías del personal necesario para el Call Center.

Al respecto, GdP indica que, para garantizar un servicio de calidad, el cálculo de operadores y puestos debe realizarse mediante software especializado basado en teorías de filas y la curva de Erlang, usando como input la curva de llamadas características de GdP, el Índice de Nivel de Servicio Básico (INB) de 98%; y un tiempo medio de llamadas de 3,3 minutos.

Según este análisis, GdP determina la necesidad de 20 posiciones funcionales y 39 empleados, jerarquizados, además señala que este resultado es acorde con los datos presentados en el Apéndice Q de la absolución de observaciones a la Propuesta Tarifaria.

Por tanto, GdP solicita a Osinergmin ajustar la estructura del Call Center conforme su comentario lo cual es de acuerdo con las buenas prácticas del mercado.

Análisis de Osinergmin

Respecto a lo señalado por GdP sobre el Call Center, se procede a optimizar la determinación de los costos por este servicio con base en valores de mercado.

Para ello, se tienen en cuenta los resultados de la licitación realizada por la empresa Hidrandina por los servicios de atención y gestión del contact center (call center) para el grupo Distriluz en el año 2023. Es importante señalar que Hidrandina realiza las actividades de distribución de electricidad en las mismas regiones que conforman la Concesión Norte, por lo que los resultados resultan representativos para la evaluación que se realiza en el marco del presente proceso de regulación de tarifas.

Como resultado de la referida licitación, se adjudicaron los servicios del call center por un valor de 23,7 millones de Soles, para la gestión de aproximadamente 3 millones de usuarios en un plazo de 3 años. Con estos resultados, el ratio para la gestión del call center asciende a 0,59 USD/cliente.

Otorgar la buena pro del procedimiento de Selección Concurso Público N° 016-2024-HDNA; SERVICIO DE ATENCIÓN Y GESTIÓN DEL CONTACT CENTER PARA EL GRUPO DISTRILUZ EMPRESAS: ENOSA, ENSA, HIDRANDINA Y ELECTROCENTRO, conforme al siguiente detalle:

Item	DETALLE	GANADOR	MONTO ADJUDICADO
1	SERVICIO DE ATENCIÓN Y GESTIÓN DEL CONTACT CENTER PARA EL GRUPO DISTRILUZ EMPRESAS: ENOSA, ENSA, HIDRANDINA Y ELECTROCENTRO	KOBRANZAS S.A.C.	S/ 23,731,103.26

En consecuencia, se optimiza la metodología de determinación de los costos de call center con base en valores de mercado y se proyectan los costos anuales con base a un ratio de 0,59 USD/cliente.

Conclusión

Por lo expuesto, se acoge parcialmente lo solicitado por la empresa GdP.

5.14 Sobre el Capital de Trabajo

Comentario y/o Sugerencia N° 28

GdP observa que Osinergmin utiliza una tasa de interés del 3% anual para el cálculo del capital de trabajo, lo que no refleja las tasas de interés basadas en valores de mercado.

Al respecto, indica que la tasa de referencia del BCRP a noviembre de 2024 es del 5%, lo que representa el costo base del dinero en el mercado interbancario peruano. Asimismo, agrega que incorporando a ese valor los costos administrativos de las financieras, las primas de riesgo y el spread necesario para que los bancos garanticen su rentabilidad, el costo final del crédito resulta en 7,55%.

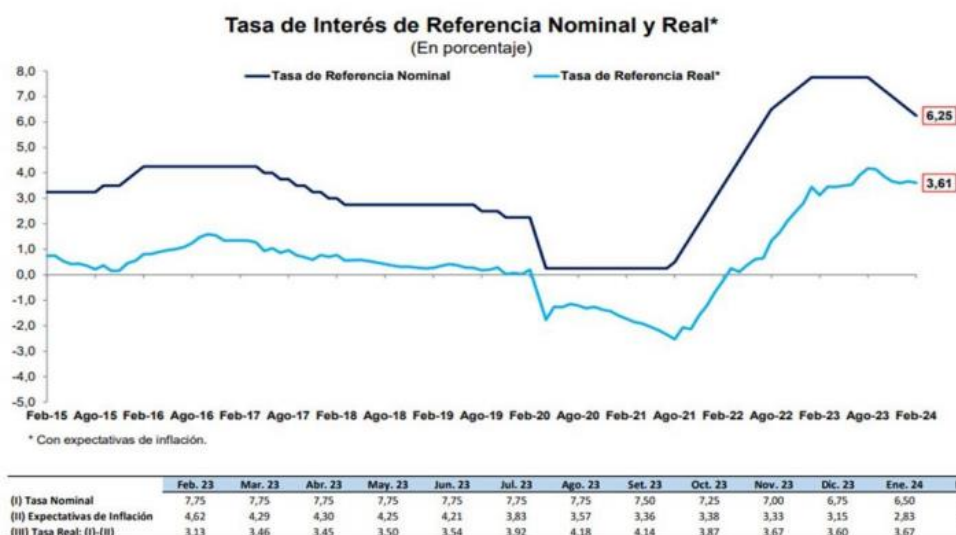
Por lo tanto, GdP solicita a Osinergmin que ajuste la tasa de interés utilizada a un valor de 7,55% en el cálculo del capital de trabajo.

Análisis de Osinergmin

Respecto del costo considerado para el Capital de Trabajo incluido en la base tarifaria, este se basa en un promedio de largo plazo de la Tasa de interés de Referencia Real del BCRP. Cabe señalar que el mismo criterio ha sido considerado en procesos de regulación tarifaria anteriores, desarrollados por este Organismo.

Como se muestra en el gráfico a continuación, se considera el valor promedio del último año de la tasa de referencia real del BCRP que asciende a 3,67%.

Mes	Tasa Nominal	Inflación	Tasa Real
Feb23	7.75	4.62	3.13
Mar23	7.75	4.29	3.46
Abr23	7.75	4.3	3.45
May23	7.75	4.25	3.5
Jun23	7.75	4.21	3.54
Jul23	7.75	3.83	3.92
Ago23	7.75	3.57	4.18
Sep23	7.5	3.36	4.14
Oct23	7.25	3.38	3.87
Nov23	7	3.33	3.67
Dic23	6.75	3.15	3.6
Ene24	6.5	2.83	3.67
Feb24	6.25	2.64	3.61
Promedio			3.67



Conclusión

Por lo expuesto, no se acoge lo solicitado por la empresa GdP .

5.15 Sobre las Pérdidas

Comentario y/o Sugerencia N° 29

Osinerghmin estima las pérdidas físicas en un 0,37% anual de los costos de suministro y transporte, basándose en parámetros de procesos regulatorios previos.

GdP indica que el cálculo de las pérdidas en el suministro de gas es más complejo debido a su dependencia del transporte virtual por factores como los cambios en el almacenamiento desde las cisternas a las estaciones de regasificación, el gas remanente en las cisternas de transporte, y la evaporación (*boil-off*), etc. Como resultado, las pérdidas en su cadena de suministro son mayores en comparación con las distribuidoras que operan exclusivamente con ductos.

Por tanto, GdP solicita se reconozca un nivel de pérdidas del 2,9% (Apéndice V de su escrito), sustentado en el balance de gas de GNL para el período junio 2023 – mayo 2024, calculado a partir del reporte DI mensual enviado a Osinerghmin a través del sistema SICOMGN. Este análisis, conforme al numeral 24,6 de la Norma de Estudios Tarifarios, concluye que las pérdidas físicas y comerciales ascienden al 2,9% presentado.

Análisis de Osinerghmin

De acuerdo al comentario, se ha recopilado la información de pérdidas reportada por la propia GdP a través del Formato DI "Balance de entrada y salida" del Sistema de Información Comercial de Gas Natural SICOMGN. Dicha información es comparada con los volúmenes de gas natural consignados en el reporte operativo diario de las Estaciones de Regulación y Medición de la Concesión Norte. Con ello, se obtiene que el porcentaje de pérdidas de gas natural del periodo de enero de 2019 a julio de 2024 resulta 0,04%.

En el siguiente cuadro se presentan la información y % de pérdidas obtenido:

Año	Volumen entregado a las ERM de cada ED¹ (m³)	Volumen de pérdidas físicas² (m³)	% Pérdidas
2019	41 473 171	39 565	0,10%
2020	77 040 346	-	0,00%
2021	76 113 007	8 309	0,01%
2022	95 205 532	30 650	0,03%
2023	82 382 156	31 921	0,04%
2024 ⁽³⁾	55 548 464	59 063	0,11%
Total	427 762 675	169 509	0,04%

Notas:

1) Fuente: Información diaria de condiciones de operación de las Estaciones de Distrito remitidos por GdP a través de Reportes Diarios a la DSR

2) Fuente: Información de Balance de Entrada y Salida remitidos por GdP a través del Formato DI a la GRT

3) Hasta julio de 2024.

Conclusión

Por lo expuesto, se acoge parcialmente lo solicitado por la empresa GdP.

5.16 Sobre el Odorante

Comentario y/o Sugerencia N° 30

GdP indica que la norma NTP 111.004 especifica que el gas natural debe ser odorizado con un compuesto de azufre orgánico, comúnmente mercaptano. Agrega que la concentración típica de este compuesto es de aproximadamente 16 mg/m³ de gas natural. Presenta la Tabla 5-14 con la cantidad y costo anual de odorante, el cual asciende a USD 65 214,10. Indica que el análisis realizado en dicha tabla demuestra que el costo

estimado por Osinergmin igual a USD 16 669 no refleja adecuadamente los costos reales, lo que podría impactar negativamente en la operación y seguridad del suministro de gas.

Por tanto, solicita actualizar el costo anual de odorante al valor de USD 65 214,10. Agrega que en el Apéndice G se adjunta la factura E001-169 como sustento del costo unitario de compra del Odorante SPOTLEAK 1420.

Análisis de Osinergmin

En relación a la concentración del odorante, se toma como referencia el valor de 10 mg/m³ de gas natural, consignado en el Manual de Operación y Mantenimiento del City Gate Lurín, operado por la empresa Cálidda. Dicha concentración permite cumplir con los parámetros generales establecidos en la numeral 4 de la NTP III - 004 - Gas Natural Seco Odorización⁶. (Ver figura a continuación).

Mantenimiento mensual del Sistema de Odorización

Descripción:	Programa de mantenimiento del Sistema de Odorización por Inyección instalado en el City Gate de Lurín.
Frecuencia:	Mensual

Tiempo (min)

	Programa de Mantenimiento Mensual del Sistema de Odorización
3	Verificar el modo de funcionamiento: Manual / Automático.
10	Controlar el nivel de líquido odorante en el depósito.
5	Verificar el funcionamiento de la bomba dosificadora.
5	Realizar la rotación de las bombas controlando el correcto funcionamiento de ambas, dejando el estado de las bombas como se encontró.
5	Verificar el volumen inyectado por ciclo del émbolo
3	Verificar los ciclos del émbolo por minuto.
5	Verificar y comparar el caudal de gas en la línea que indica el equipo odorizador con el indicado por el medidor de caudal de gas instalado en el City Gate.
5	Verificar la concentración de odorante en la tubería según fórmula: $\text{volumen inyectado por el émbolo} = (\text{cm odor}/P) \times P/H \times 815 \text{ (mg odor/ cm odor)} / Q_{\text{inst. (m gas /h)}}$ donde: P: pulso de inyección. P/H: pulsos de inyección en una hora. Valor normal: 100 gramos de odorante/10000 m de gas 0,01 gramos de odorante/ 1 m de gas 10 miligramos de odorante/m de gas.

Adicionalmente, la referencia internacional⁷ establece que, para el caso del Mercaptano (utilizado por GdP), la concentración debe encontrarse en el rango de 8 – 12 mg/m³.

Por otro lado, en relación al precio unitario del odorante, se considera la información de facturas de compra proporcionada por GdP, por lo que se acepta el comentario sobre este particular.

⁶ "Es un requisito que el gas natural seco en el aire sea rápidamente detectable cuando las concentraciones alcancen una quinta parte del Límite Inferior de inflamabilidad (LII).

El LII se considera normalmente como un contenido de volumen de gas natural seco en el aire del 5%; por tanto el contenido de odorizante debe rápidamente ser detectado en una concentración de 1% de gas natural seco en volumen de aire por una persona con un sentido normal del olfato.

La consideración anterior referente a un persona con un sentido normal del olfato está indicada en la norma ASTM D6273.

Las concentraciones antes indicadas están referidas a las condiciones estándar del gas natural seco."

⁷ https://gestornormativo.creg.gov.co/gestor/entorno/docs/pdf/doc_creg_0023_2003.pdf

En consecuencia, se acepta parcialmente el presente comentario en lo referido a considerar el valor unitario de odorante proporcionado por GdP.

Conclusión

Por lo expuesto, se acoge parcialmente lo solicitado por la empresa GdP.

5.17 Sobre el Aporte Regulatorio

Comentario y/o Sugerencia N° 31

GdP señala que, de acuerdo con la práctica regulatoria en otras normativas de gas natural (normativas de Brasil), los aportes regulatorios se consideran de naturaleza independiente de los márgenes de distribución y comercial. Agrega que los aportes regulatorios no corresponden que sean incluidos en los costos operativos ya que no son gerenciables, sino de obligatorio cumplimiento como un tributo.

Por tanto, solicita que los aportes regulatorios de Osinergmin, Minem y Oefa se apliquen como un ajuste directo a la tarifa de distribución, a través de un factor corrector calculado como la unidad más los aportes de cada entidad señalada.

Análisis de Osinergmin

Sobre lo indicado por GdP, debemos reiterar que el aporte regulatorio anual se determina en función de los ingresos previstos por el servicio de distribución por redes. Esta forma de cálculo genera los mismos resultados para el caso de la tarifa aplicable, que aquel que se obtendría con la aplicación del ajuste propuesto por GdP.

Ahora bien, dado que en regulaciones tarifarias anteriores se han incluido los montos por aporte regulatorio como parte de los OPEX, considerar estos costos como parte de los costos de explotación en el caso de la Concesión Norte, permite validar los niveles de costos aprobados con referencia en las citadas regulaciones.

Por otro lado, desde la perspectiva de los concesionarios de distribución, estos deberán llevar una contabilidad separada de dichos aportes para ser posteriormente transferidos a las instituciones de destino, por lo que la forma en que estos son presentados en el proceso regulatorio no impacta en el resultado final del aporte.

Conclusión

Por lo expuesto, no se acoge lo solicitado por la empresa GdP.

5.18 Sobre la Incobrabilidad

Comentario y/o Sugerencia N° 32

GdP señala que Osinergmin no ha considerado ningún porcentaje de incobrabilidad en su propuesta tarifaria, a pesar de que esta es una realidad en su área de concesión, especialmente entre los clientes con menores consumos.

GdP señala que la implementación del FISE desde 2021, para promover nuevas conexiones, ha tenido un impacto negativo en los clientes del Primer Plan de Conexiones, quienes aún estaban pagando el costo de conexión, pero fueron excluidos del FISE. Esto generó un incentivo para que estos clientes evadieran el pago de su deuda y buscaran otras alternativas de suministro. Este tratamiento discriminatorio ha aumentado significativamente los niveles de incobrabilidad, afectando la sostenibilidad financiera de la concesión.

GdP indica que la medición del cálculo de incobrabilidad se basa en los recaudos y la facturación desde el inicio de operaciones hasta diciembre de 2023. Estos datos se reportan trimestralmente y pueden ser validados por el regulador a través del Anexo N° 1 – Formato 14, Registro actualizado de usuarios facturados, de la Norma de Calidad del servicio de distribución de gas natural por red de ductos, así como mediante las fiscalizaciones de ingresos de la compañía.

GdP señala que, con excepción del GNV, todas las categorías han experimentado un deterioro en su ratio de incobrabilidad anual, según se muestra en la Tabla 6-3.

GdP indica que la incobrabilidad ha aumentado en varias categorías debido a diversas situaciones:

- Categoría Comercial:
 1. Pandemia: Muchos comercios cerraron durante el confinamiento.
 2. Retracción económica: El PBI del país cayó un 0,5% a finales de 2023, lo que afectó a los comercios.
 3. Fenómeno climatológico "Ciclón Yaku": Afectó a las localidades de la concesión, deteriorando los pagos comerciales.
 4. Incremento de la delincuencia: Las bandas criminales que cobran cupos a los comercios provocaron el cierre de muchos establecimientos.
- Categoría Industrial:
 1. Deterioro del sector ladrillero: Afectado por el "Ciclón Yaku" en marzo de 2023, que causó la paralización de 4 de las 5 industrias ladrilleras en la concesión.
 2. Recesión económica: Impactó tanto en las obras públicas como privadas, agravando la situación de incobrabilidad en el sector.

- Categoría Pesca:
 1. Impactos climatológicos: Esta industria, debido a su volatilidad y dependencia de las condiciones climáticas, vio un aumento en la incobrabilidad. En 2023, el fenómeno de El Niño impidió la temporada de pesca, afectando gravemente la capacidad económica de los clientes.

GdP solicita a Osinergmin que se considere el porcentaje histórico de incobrabilidad por cada categoría tarifaria, tal como se presenta en la Tabla 6-4, para su inclusión en el cálculo tarifario.

$$\% \text{ incobrabilidad} = \frac{\text{Total Facturado} - \text{Total Recaudado}}{\text{Total Facturado}}$$

Tabla 6-4: Incobrabilidad histórica

Categoría Tarifaria	% INCOBRABLE
COMERCIAL	14.78%
GNV	0.00%
INDUSTRIAL	1.72%
PESCA	0.21%
RESIDENCIAL	9.92%

Análisis de Osinergmin

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 solicitud de reconocimiento no se encuentra comprendido en la normativa, por lo que no corresponde acoger dicho comentario y reconocer tales montos en la Empresa Modelo.

Respecto a la información presentada como incobrables basada en una estadística simple de lo facturado y lo recaudado año por año, debemos señalar que el análisis realizado por GdP no resulta suficiente, ni refleja la incobrabilidad, dado que muchos clientes suelen presentar retrasos en sus pagos hasta por 2, 3 o 4 meses, sin llegar a una situación de incobrable ya que finalmente terminan pagando su consumo, sea por gestión de la empresa o por otro motivo.

Por otro lado, de acuerdo a la visita en campo que se ha realizado el 28 y 29 de noviembre se observó que varios usuarios presentaban suministros del primer plan conexiones y que ahora gozan de suministros instalados por el Programa FISE; dichos usuarios mencionan que han solicitado el retiro de la primera acometida instalada, por lo que se entiende que la primera Acometida ha sido reemplazada. Ahora bien, se debe señalar que, el Concesionario es responsable de la inspección, supervisión y habilitación de las instalaciones internas de gas natural de todos los consumidores de su concesión, con lo

cual, debió observar la habilitación de la “nueva” conexión, considerando que, de acuerdo a lo solicitado por los usuarios, sería al mismo artefacto inicialmente conectado.

En ese sentido, se observa que el Concesionario no habría previsto que con la aplicación del Programa FISE en los mismos predios que formaban parte del primer plan de conexiones, le generaría posibles incobrabilidades como consecuencia del abandono del primer suministro por parte del usuario, el cual incluso, contiene el pago mensual por el margen de promoción y como es natural, al ser un servicio sin utilizar el usuario buscaría desentenderse de cualquier tipo de pago.

Por ello, 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.

En cuanto a consumidores más grandes como comercios, industrias, ente otros, el Concesionario cuenta con herramientas de corte o aplicar acciones legales correspondientes para hacer efectivo las deudas correspondientes.

Conclusión

Por lo expuesto, no se acepta lo solicitado por la empresa GdP.

5.19 Sobre la Competitividad

Comentario y/o Sugerencia N° 33

GdP inicia su comentario señalando que la regulación del gas natural contraviene los principios técnicos, legales y económicos para el desarrollo de infraestructuras de redes, puesto que el Concesionario tiene un monopolio únicamente en la comercialización a través de ductos. Señala que dicha situación se originó con la aprobación del Decreto Supremo N° 057-2008-EM, la cual derogó la regulación previa establecida en el Decreto Supremo N° 063-2005-EM que limitaba la comercialización de GNC y GNL. Agrega que los comercializadores de GNC y GNL obtienen el gas natural en áreas sin concesión, o en concesiones con tarifas competitivas, o directamente de productores omitiendo el pago de transporte, o en el cargadero de Shell al precio de un Concesionario. Luego de comprimir el gas y/o licuefactarlo, lo transportan a zonas sin concesión, o con concesión con tarifas menos competitivas.

Menciona que el Perú es el único país de Sudamérica donde los comercializadores pueden tener contratos privados con grandes consumidores en áreas de concesión con tarifas poco competitivas, no permitiendo a GdP suministrar gas natural a este segmento que es el más rentable (8,6 MMPCD), poniendo en riesgo su viabilidad financiera y limitando su oferta de tarifas competitivas; asimismo, indica que dicha situación no permite el subsidio cruzado para viabilizar la expansión rentable del servicio a usuarios de menores recursos. Adiciona que, aunque el Minem ha identificado este problema y propuesto varias reformas desde 2018, las autoridades no han corregido esta normativa, que limita su expansión en las regiones.

Añade que debido a que las tarifas actuales no cumplen con el requerimiento normativo de generar un ahorro del 20% en comparación con combustibles sustitutos, GdP aplica descuentos comerciales que alcanzan hasta el 50% de la tarifa del Contrato de Concesión, pero afectando sus ingresos y la recuperación de inversiones en infraestructura, así como la rentabilidad establecida en la legislación y en el mencionado contrato. Señala que dicha situación, le ha dejado de percibir USD 36 millones desde la POC.

Por lo descrito en párrafos precedentes, GdP objeta el análisis de competitividad de tarifas realizado por el Osinergmin, señalando que dicho análisis debe realizarse conforme al artículo 107 del Reglamento de Distribución y empleando el energético sustituto correspondiente, caso contrario, además de ser un incumplimiento a dicho reglamento, es una vulneración al Principio de Legalidad reconocido en el TUO LPAG.

Al respecto, menciona que para las categorías D, E y F, los comercializadores establecen tarifas con descuentos sobre los precios ex rack. Informa que estos descuentos están en el rango de S/1,2 a S/1,8 por galón (USD 2,25 a USD 3,40 por MMBTU). Indica que los descuentos señalados son conocidos por Osinergmin, pues el SCOP tiene conocimiento de los precios reales a los que acceden los consumidores industriales. Recalca que Osinergmin no podría alegar un desconocimiento de la realidad, ni sustentar un error respecto de los precios reales de combustibles.

De otro lado, para la categoría G, señala que el sustituto de menor valor es el GNC/GNL industrial el cual, de visitas en campo a clientes, GdP señala que tiene un precio entre USD 8,75 y USD 11,03 por MMBTU, muy por debajo del Fuel Oil considerado por Osinergmin. Agrega que los cálculos basados información de Petroperú y de información de campo se adjunta en el Apéndice A. Recalca que Osinergmin cuenta con los precios reales de los comercializadores de GNC/GNL mediante el sistema SCOP.

De la información recabada y calculada por GdP para la determinación del precio del sustituto considerando los dos párrafos previos, señala que en la Tabla 7-2 de su escrito presenta en análisis de competitividad, indicando que aún con las subdimensionadas tarifas de Osinergmin persiste el problema de la falta de competitividad debido entre otras cosas por el desceme de usuarios industriales generado por los agentes habilitados de GNC en la concesión.

Tabla 7-2: Análisis de competitividad de tarifas propuestas por Osinergmin para categorías D, E, F y G

Categoría Tarifaria	Sustituto		Propuesta Osinergmin	% de Ahorro
	Combustible	USD/MMBTU	Precio Final USD/MMBTU	
D	PI-500	14.12	11.82	19%
E	PI-500	14.12	11.63	21%
F	PI-500	14.12	11.50	23%
G	GNC Industrial	8.75	11.28	-22%

Ante la falta de competitividad de las tarifas de las categorías D, E, F y G; GdP propone realizar un rebalanceo en el diseño tarifario, redistribuyendo el ingreso requerido hacia otras categorías con mayor disposición a pagar. En el caso particular de la categoría

Pesca, debido a la naturaleza estacional de su consumo, solicita un precio final de USD 17 por MMBTU, similar a los valores actuales, que cumple la normativa del ahorro del 20%, y permite asignar adecuadamente el ingreso requerido para este servicio, mantener competitividad en otras categorías y desarrollar sosteniblemente las redes en los sectores residencial y comercial

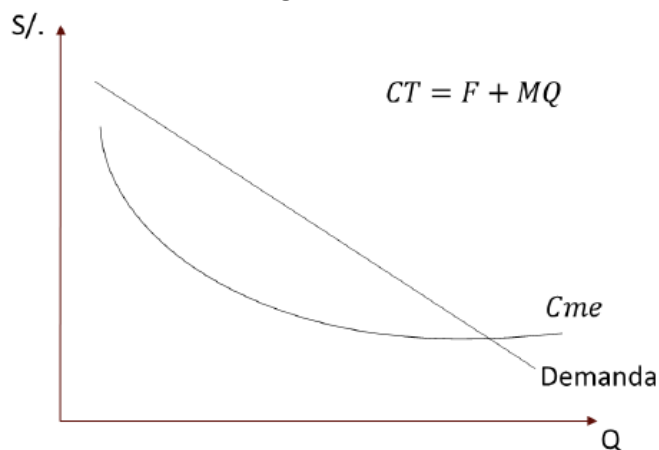
GdP solicita: 1) mantener el precio final de la categoría pesca en 17 USD/MMBTU; 2) reasignar el ingreso requerido en las categorías D, E, F y G con el fin de mantener la competitividad respecto del combustible sustituto por cada categoría tarifaria, teniendo en cuenta la información comentada sobre los combustibles sustitutos para estas categorías.

Análisis de Osinergmin

Al respecto, debemos señalar que el diseño tarifario desarrollado por Osinergmin se fundamenta en criterios técnico económicos aplicables a la regulación de precios o fijación de tarifas. Asimismo, estos principios, detallados en los informes de sustento, son coherentes con los criterios aplicados a todas las concesiones reguladas por Osinergmin.

En efecto, la teoría económica refiere que lo determinante para que exista un monopolio natural (como es el caso de la distribución de gas natural por red de ductos), son las economías de escala, y esto ocurre cuando el precio de un bien, es mayor cuando menor es el consumo (Demanda), tal como se aprecia en la siguiente figura.

Figura N° 1



Fuente Braeutigam (1989:1293)

Ahora bien, sobre las condiciones de competencia con comercializadores y en riesgo de la viabilidad financiera del Concesionario y limitando su oferta de tarifas competitivas, se debe señalar que la normativa de comercializador existe desde antes de que el Concesionario firme el contrato de concesión con el estado para la Concesión Norte, por lo que, desde el inicio de la concesión las reglas de la competencia existían y desde entonces ha sido y continuará siendo el riesgo de Concesionario evaluar las estrategia comerciales que considere necesarias para competir por el mercado.

En relación con los combustibles sustitutos utilizados, se debe señalar que el Reglamento de Distribución especifica una relación de combustibles sustitutos que pueden emplearse para comparar las tarifas de distribución de cada categoría tarifaria que se esté aprobando. Sin embargo, en la mencionada normativa no se especifica cual combustible sustituto se aplica a cada categoría tarifaria.

Por ello, la elección y aplicación del combustible sustituto por parte del Regulador se basa en el Reglamento de Distribución adaptado a los mercados que atiende y a las características generales de cada categoría tarifaria, buscando en todo momento que reflejen de manera general el universo de los tipos de clientes en dicha categoría, más aún, si los mismos pueden ser muy variados, sobre todo en aquellas categorías que se les define por rango de consumo, en los cuales no está especificado un mercado específico de clientes.

Sobre lo señalado por GdP, referido a que el precio final de los combustibles sustitutos de las categorías D, E, F y G se les debe aplicar los descuentos sobre los precios ex rack y estos son de conocimiento de Osinergmin por información del SCOP; al respecto, se debe señalar que esta afirmación es totalmente inexacta e incorrecta, pues los precios de combustible líquidos que se reportan en el SCOP son precios base o referenciales, siendo que los posibles descuentos no son recogidos por el citado sistema.

En relación a que Osinergmin cuenta con los precios reales de los comercializadores de GNC/GNL mediante el sistema SCOP, nuevamente lo manifestado por GdP es incorrecto, toda vez que a la fecha el SCOP no se registran los precios de dichos combustibles.

Como se puede apreciar, Osinergmin no tiene conocimiento de posibles descuentos que el mercado esté ofreciendo de manera particular en los combustibles líquidos y no tiene los precios del GNC y/o GNL de los comercializadores, por ello, para determinar los precios del sustituto se recurre a fuentes públicas a fin de establecer el precio de usuario final, considerando aspectos de referencia utilizados en otros procesos regulatorios.

En relación a la redistribución de ingresos entre categorías, sugerida por GdP, se ha evaluado el riesgo comercial que enfrenta el Concesionario por atender demandas estacionales, toda vez que presentan una alta variabilidad en el consumo de gas natural e ingresos generados. Por ello, se ha efectuado una redistribución de los ingresos por categorías sobre la base del excedente de consumidor de la categoría pesca y considerando la tarifa media que actualmente GdP le factura a la citada categoría tarifaria.

Conclusión

Por lo expuesto, se acoge parcialmente lo solicitado por la empresa GdP.

5.20 Sobre el Corte y Reconexión

Comentario y/o Sugerencia N° 34

GdP señala que existe una reducción consistente en los costos de corte y reconexión aprobados para las concesiones de Calidda y Contugas en comparación con el costo propuesto por la Resolución 185. A pesar de que las operaciones de corte y reconexión son comparables en términos de materiales, herramientas y recursos entre las concesiones, GdP considera discriminatorio el cálculo realizado por el regulador, ya que impone eficiencias no requeridas a ningún otro concesionario en el país.

GdP destaca que la principal diferencia entre el costo de corte y reconexión propuesto por ellos y el presentado por Osinergmin radica en el costo del personal encargado de realizar estas operaciones. Mientras que Osinergmin establece un costo de 7,85 USD/hora para el técnico gasista según las "cotizaciones 2023". GdP propone un costo de 18,80 USD/hora, el cual incluye un personal especializado que cubre todos los gastos legales requeridos (ESSALUD, EPS, Seguro, Vacaciones, bono, participación en utilidades) y la capacitación necesaria para garantizar la seguridad y eficiencia en las operaciones.

Por tanto, solicita ajustar los cargos por corte y reconexión conforme lo indicado en su comentario.

Análisis de Osinergmin

Respecto al trato discriminatorio señalado por GdP, nos remitimos al análisis desarrollado en el Informe Legal N° 869-2024-GRT.

Sobre que los costos de corte y reconexión en la Resolución 185 son inferiores respecto a los aprobados en las regulaciones del año 2022 de las Concesiones de Lima y Callao, e Ica, se debe señalar que los costos de mano de obra, materiales y equipos empleados para la determinación de los cargos, se encuentran sustentados en el modelo de cargos complementarios donde se indica la fuente y/o link. Asimismo, los tiempos de ejecución de las actividades son los mismos de las regulaciones de las concesiones mencionadas. De otro lado, los tiempos de desplazamiento de ida, de retorno y entre suministros utilizados en el Proyecto fueron tomados del "Estudio de Tiempos y Costos para Cargos Complementarios en las Concesiones de Distribución de Gas Natural" realizado por Osinergmin en el año 2021.

Para ejemplificar la no existencia de trato discriminatorio señalado por GdP, veamos el costo horario del técnico gasista determinado en la Resolución 185, el cual es de USD 7,85. Dicho valor es 18% mayor al determinado en las otras regulaciones de las concesiones que refiere GdP. Asimismo, los costos horarios del oficial y peón considerados en la Resolución 185 son superiores en 17% a los determinados en los cargos complementarios de las regulaciones de las concesiones señaladas.

Respecto a la diferencia del costo horario del técnico gasista considerado en la Resolución 185 (USD 7,85) y el propuesto por GdP (USD 18,80), se debe principalmente a la fuente empleada y tipo de personal seleccionado.

- En la Resolución 185, para el técnico gasista se empleó como base el costo horario de un operario en edificación según la Revista Capeco de marzo de 2024 (incluyendo los beneficios de leyes sociales, bonificaciones, seguros, como se muestra en el Cuadro N° 1), añadiéndosele la Bonificación de Alta Especialización por ser personal de gas natural, lo cual no es incluido en la Revista Capeco señalada.

Cuadro N° 1 Costo Horario de Operario, Oficial y Peón (soles)

COSTO HORA - HOMBRE EN EDIFICACION DEL 01.06.2023 AL 31.05.2024			
DESCRIPCION	CATEGORIAS		
	OPERARIO	OFICIAL	PEON
Remuneración Básica del 01.06.2023 al 31.05.2024	84.70	66.45	59.80
Total de Beneficios Leyes Sociales sobre la Remuneración Básica:	99.11	77.60	69.83
Operario 117.01%			
Oficial 118.78%			
Peón 118.77%			
Bonificación Unificada de Construcción (BUC)	27.10	19.94	17.94
Seguro de Vida ESSALUD - Vida (\$/5.00/mes)	0.16	0.16	0.16
Bonificación Movilidad Diaria (Piego Resuelto 2019 - 2020)	8.00	8.00	8.00
Overol (Res. Direc. N° 777-87-DR-LIM de 08.07.87)	0.82	0.82	0.82
Total por día de 8 horas	219.89	172.97	156.55
Costo de Hora Hombre (HH)	27.49	21.62	19.57

Fuente Revista de Costos Capeco mar 24

- El costo horario que propone GdP, como lo señala, proviene de un personal técnico del percentil 50 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*), tal como se muestra en el Cuadro N° 2.

Cuadro N° 2 Lista de participante de la encuesta Korn Ferry

Lista de participantes - Mercado de Petróleo y Gas 2023

- | | |
|---------------------------|----------------------------------|
| • Cálidda | • Petróleos del Perú - PETROPERÚ |
| • CEPSA | • Petrotal |
| • CNPC International Peru | • Pluspetrol Perú Corporation |
| • COGA | • Promigas Perú |
| • Frontera Energy | • Repsol del Perú |
| • Gases del Norte Perú | • Sapet |
| • Gases del Pacífico | • Savia |
| • Hunt Oil | • Unna Energía |

Fuente Apéndice E de la propuesta de GdP.

Al respecto, consideramos que, dada las características de las actividades de cargos complementarios, el costo horario del técnico gasista se corresponden más con el costo de un operario de edificación por lo que se ha tomado de la Revista de Costos Capeco. De otro lado, si observamos el salario bruto mensual propuesto por GdP para el técnico gasista, el cual es USD 1 442,38, vemos que este valor incluso es superior a la remuneración

básica mensual del percentil 50 del estudio de PwC para un Profesional SR cuyo valor es USD 1 289 (S/ 4 830).

Por último, respecto del bono de desempeño, debemos señalar que este costo no es incluido en los cargos complementarios, puesto que corresponde a incentivos que las empresas ofrecen a sus trabajadores para la mejora de la productividad y que son pagados por sus correspondientes utilidades. Respecto a los costos de participación de utilidades, que depende de la gestión económica que haya tenido la empresa en el año, debemos señalar que los cargos complementarios incluyen un costo indirecto adicional de 30%, el cual comprende entre otros aspectos, la utilidad del contratista.

Conclusión

Por lo expuesto, no se acepta el comentario

5.21 Sobre los Costos de Instalación del Gabinete

Comentario y/o Sugerencia N° 35

GdP observa que los costos establecidos por la Resolución 185 son inferiores a los aprobados en las concesiones de Calidda y Contugas, enfatizando que son obras técnicamente similares, señalando este hecho como un acto discriminatorio en contra de GdP.

GdP señala que la principal diferencia entre los costos de los gabinetes G1.6, G4 y G6 preaprobados por Osinergmin y los precios propuestos por GdP radica en que Osinergmin no ha considerado el trabajo del supervisor en campo ni el de los ingenieros encargados de la preparación y dirección del trabajo. Además, que Osinergmin aplica un salario estándar para la mano de obra responsable de la instalación, estableciendo una tarifa de 7,85 USD/hora para el "técnico gasista" según CAPECO. Sin embargo, GdP enfatiza que, por razones de seguridad y eficacia, el personal propuesto para realizar la actividad requiere una preparación especial y entrenamiento adecuado, lo que justifica un salario de 18,80 USD/hora.

Asimismo, GdP observa diferencias significativas en los materiales utilizados para la instalación de la acometida. Componentes clave como el medidor de diafragma y el regulador residencial han sido reducidos en un 60% y 73% respectivamente en comparación con el precio propuesto por GdP. Y que Osinergmin no ha considerado otros materiales esenciales para la instalación, como empaquetaduras de gomas, marcadores de seguridad y precintos, necesarios para garantizar la correcta unión de las juntas y la seguridad de la instalación.

Por tanto, solicita ajustar los cargos por acometida conforme lo indicado en su comentario.

Análisis de Osinergmin

Respecto al acto discriminatorio señalado por GdP, nos remitimos al análisis desarrollado en el Informe Legal N° 869-2024-GRT.

Sobre que los costos de Acometida en la Resolución 185 son inferiores respecto a los aprobados en las regulaciones del año 2022 de las Concesiones de Lima y Callao, e Ica, se debe señalar que los costos de mano de obra, materiales y equipos empleados para la determinación de los cargos, se encuentran sustentados en el modelo de cargos complementarios donde se indica la fuente. Asimismo, se debe señalar los tiempos de ejecución de las actividades (instalación de componentes) son los mismos de las regulaciones de las concesiones mencionadas. De otro lado, los tiempos de desplazamiento de ida, de retorno y entre suministros utilizados en la Resolución 185 fueron tomados del “Estudio de Tiempos y Costos para Cargos Complementarios en las Concesiones de Distribución de Gas Natural” realizado para Osinergmin en el año 2021. Con estas premisas se obtuvo un rendimiento de 9,97 acometidas por día, el cual es cercano al valor de 8 propuesto por GdP en su documento de absolución de observaciones a su propuesta tarifaria, como se muestra en el Cuadro N° 3.

Cuadro N° 3 Rendimiento Acometidas por día de GdP

Distrito	Personal Afectado	Promedio Acometidas / Día
Cajamarca	1	9
Chiclayo	6	11
Huaraz	2	3
Lambayeque	6	3
Pacasmayo	3	6
Santa	7	12
Trujillo	26	10
Promedio Total General		8

Fuente GdP.

Respecto de la inclusión de un supervisor o ingeniero para la preparación y dirección del trabajo, se debe indicar que por Acometida se considera un porcentaje de 30% para los costos indirectos (Gastos Generales de Supervisión y Dirección Técnica del contratista; Gastos Generales de Administración, Utilidad del contratista; Gastos de administración y supervisión, Plan de vigilancia prevención), dentro del cual ya se encuentran incluidos los costos de Supervisión del Ingeniero y otros gastos, que incluyen las actividades de preparación y dirección del trabajo.

Respecto a la diferencia entre el costo horario del técnico gasista considerado en la Resolución 185 y el propuesto por GdP, nos remitimos a la respuesta de la sección 5.20.

Respecto a los costos del medidor diafragma y el regulador, se debe señalar que los costos de los componentes de acometida se encuentran sustentado en las hojas “LISTA DE PRECIOS” y “Aduanas” del modelo MS Excel de Cargos Complementarios, indicándose la fuente. Para el caso particular de los medidores diafragma y reguladores, se empleó la

información de importaciones registrada en la página de Aduanas durante los años de 2023 y 2024, por lo cual en el modelo se registró la Declaración Única de Aduanas y/o el link de la página que sustenta los valores. En el Cuadro N° 4, a manera de ejemplo se extrae un cuadro del modelo que sustenta el costo del regulador de 2,5 m³.

Cuadro N° 4 Costo del regulador de 2,5 m³ obtenido de Aduanas

Importador	Fecha	Cantidad.	CIF	Unitario (USD)	Declaración obtenida del link indicado en el Modelo
INDUSTRIAS HUMCAR - PERU	1/10/2024	3648	31631,713	8,67	118-2024-10-378212-00
INDUSTRIAS HUMCAR - PERU	16/09/2024	2640	22596,633	8,56	118-2024-10-356071-00
INDUSTRIAS HUMCAR - PERU	19/08/2024	2880	24387,154	8,47	118-2024-10-314051-00
Total general		9 168	78 616	8,57	

Sin embargo, los valores propuestos por GdP para los medidores o reguladores, si bien se indican como “Importados” en el respectivo modelo Excel, no se señala la fuente, ni la Declaración Única de Aduanas, ni algún link que sustente dichos costos, sólo se ha colocado el valor. Estos valores se muestran en el Cuadro N° 5 .

Cuadro N° 5 Costo de Medidores y Reguladores de GdP

34,9999186578546			
N	O	P	Q
Especificación	Unidad	Valor unit [USD]	Origen
MEDIDOR DIAFRAGMA G 1.6 MOD. GALLUS 1000	EA	35,00	Importado
REGULADOR RESIDENCIAL B6 - 90°	EA	18,52	Importado
MEDIDOR GT 4/2 MET / 002 - I	EA	43,14	Importado
REGULADOR RESIDENCIAL B10 - 180°	EA	18,35	Importado
REGULADOR RESIDENCIAL B10 - 90°	EA	56,78	Importado
REGULADOR RESIDENCIAL B6 - 180°	EA	18,20	Importado
REGULADOR RESIDENCIAL B10 - 180° - 2E	EA	55,38	Importado

Respecto a las empaquetaduras de gomas, marcadores y precintos de seguridad, estos fueron incluidos en el cálculo del cargo por acometidas como materiales, el detalle se observa en los Cuadros N° 35 al 43 del Informe N° 785-2024-GRT de cargos complementarios.

Por último, debemos señalar que de la revisión realizada en la determinación de mano de obra del técnico gasista en cargos por Acometida, se ha considerado actualizar la dedicación de este personal. En la Resolución 185 se propuso una dedicación de 0,5; sin embargo, dado que el técnico gasista está dedicado enteramente a una acometida a la vez y que el rendimiento de 9,97 acometidas por día (cuyo cálculo está en el modelo de cargos complementarios) no considera actividades de demolición, eliminación, montaje

de gabinete y resane de muro, se debe actualizar la dedicación a 1,00, lo cual se verá reflejado en el Informe N° 868-2024-GRT, correspondiente a Cargos Complementarios.

Conclusión

Por lo expuesto, se acepta el comentario parcialmente, dado que de la revisión general de estos cargos se considera actualizar la dedicación del técnico gasista a 1,0.

5.22 Sobre la Inspección Supervisión y Habilitación

Comentario y/o Sugerencia N° 36

GdP solicita la revisión de los cargos por Inspección Supervisión y Habilitación puesto que son consistentemente inferiores con relación a los aprobados para las concesiones de Calidda y Contugas, señalando este hecho como un acto discriminatorio hacia GdP.

Análisis de Osinergmin

Respecto a la situación de discriminación señalada por GdP, nos remitimos al análisis desarrollado en el Informe Legal N° 869-2024-GRT.

Los sustentos de los costos de mano de obra, materiales y equipos se encuentran en el modelo Excel de Cargos Complementarios. Los tiempos de ejecución de actividades son los mismo que se emplearon en las regulaciones del año 2022 para las concesiones de Lima y Callao, e Ica. Los tiempos de desplazamiento de ida, retorno y tiempo entre suministro fueron tomados del “Estudio de Tiempos y Costos para Cargos Complementarios en las Concesiones de Distribución de Gas Natural” realizado para Osinergmin en el año 2021.

Por otro lado, se debe tener presente que las concesiones de Lima y Callao, e Ica cuentan con clientes industriales, GNV y Generadores Eléctricos, que son abastecidos generalmente por redes de acero. En el caso de GdP, todas las redes son de polietileno por lo que los costos son diferentes.

Conclusión

Por lo expuesto, no se acepta el comentario

5.23 Sobre el Dimensionamiento y Diseño de las PSR

5.23.1 Dimensionamiento de Equipos y Procesos – Sobre el Almacenamiento de GNL

Comentario y/o Sugerencia N° 37

Al inicio de su comentario, GdP describe la normativa aplicable al diseño de estaciones de distrito e indica los criterios para el dimensionamiento de la Planta Satélite de

Regasificación (PSR) y de tanques criogénicos, así como de sus equipos asociados. Asimismo, GdP indica que sus instalaciones propuestas han sido dimensionadas considerando las condiciones más exigentes, específicamente, el día de mayor consumo previsto durante la temporada de pesca.

De acuerdo a GdP, las capacidades de almacenamiento y regasificación fueron modeladas por el Consultor sin considerar la alta demanda concentrada en cortos períodos de los pesqueros. Agrega que tampoco se toma en cuenta el contrato vigente entre GdP y SHELL, el cual establece un volumen máximo diario de GNL limitado por la capacidad del embarcadero de SHELL, lo que impide a GdP adquirir mayores volúmenes durante los picos de demanda. Agrega que, al no considerar estos factores críticos, se obtienen menores costos operativos para las PSR, pero con un alto riesgo de incumplir con la demanda de los clientes. Señala que la regulación establece que todos los contratos suscritos por consumidores regulados son a firme.

Por tal motivo, GdP justifica que, para atender todos los clientes pesqueros de Malabrigo, se requieren dos plantas de almacenamiento de 4 000 m³ geométricos de GNL. Asimismo, para evitar desabastecimientos en estaciones críticas como Chimbote, Coishco y Malabrigo, GdP opina que es necesario aumentar la capacidad de almacenamiento de GNL.

De otro lado, GdP realiza un análisis sobre la capacidad de almacenamiento mínima donde concluye que es imperante: i) Maximizar las operaciones diarias de carga de camiones para aprovechar al máximo de la concesión (29 MMPCD) que exige una cadena logística de Cisternas de 72 unidades, operando a máxima eficiencia, iii) Implementar un almacenamiento de 12 000 m³ GNL, que por la concentración de la demanda sería: una PSR localizada en Chimbote y dos PSR en Malabrigo, y iii) Almacenar acumulando paulatinamente la carga de GNL que entrega Shell durante la temporada baja (con una demanda cero), para su uso durante la temporada de pesca real, lo que de acuerdo con GdP permite satisfacer las demandas máximas establecidas por las pesqueras.

Del análisis realizado por GdP, concluye que es necesario hacer acopio y acumulación de inventario de los 3 meses precedentes a la temporada de pesca. Agrega que como máximo se puede almacenar en plantas de regasificación escalables, que utilicen tanques ASME, hasta 3 997 m³ GNL, ello según el Código de Diseño NFPA 59A. Asimismo, GdP presenta esquemas de las plantas de Malabrigo y Chimbote 2 a fin de sustentar las dimensiones necesarias de las plantas.

Adicionalmente, dado que GdP considera que no se han detallado todos los equipos, en la Tabla 9-8 de su escrito presenta un listado de los equipos criogénicos mínimos necesarios para garantizar una operación adecuada en cada PSR y cumplir con la demanda proyectada durante las temporadas de pesca, a continuación, se presenta un cuadro resumen de la Tabla 9-8 antes señalada.

Equipo	Característica	Cajamarca	Lambayeque	Chiclayo	Pacasmayo	Trujillo	Chimbote	Huaraz	Coishco	Chimbote 2	Malabrigo A	Malabrigo B
Tanque criogénico GNL [m³]	260									15	15	15
	200					4	5		5			
	100	2		2	1							
	97									1	1	1
	30		1		1			1				
Vaporizador Ambiental PBU [Nm³/h]	890									12	12	12
	406					4	5		5			
	195	2		2	1							
	42		1					1				
	30				1							
Vaporizador Ambiental Vertical [Nm³/h]	6 300				2				2			
	4 300	2					4		2	12	12	12
	3 056					6						
	2 000		1	4								
	1 026							1				
Vaporizador Forzada [Nm³/h]	6 700						3					
	6 250								4	4	4	4
Calderas pirotubulares [BHP]	300								3	3		
	119.5						5					
Bomba criogénica [L/min]	700	1				1	4		1	3	2	2
EFRM [Nm³/h]	50 000									1		
	25 000								1		1	1
	15 800						1					
	11 200					1						
	8 600								1			
	7 438						1					
	4 500				1							
	3 200	1		1								
	1 250	1	1	1				1				
	1 111						1					
Sistema de Odorización	LEWA	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
Calentador de Fuego directo	s/n							1				
Grupo electrógeno	s/n									1		
Bomba contra incendios	s/n									1		
Compresor criogénico	s/n									1	1	1
Capacidad de Almacenamiento [m³]		200	30	200	130	800	1 000	30	1 000	3 997	3 997	3 997
Capacidad Regasificación Ambiental [Nm³/h]		8 600	2 000	8 000	12 600	18 336	17 200	1 026	21 200	51 600	51 600	51 600
Capacidad Regasificación Forzada [Nm³/h]		-	-	-	-	-	20 100	-	25 000	25 000	25 000	25 000
EFRM [Nm³/h]		4 450	1 250	4 450	4 500	11 200	24 349	1 250	33 600	50 000	25 000	25 000

Agrega que la concesión tiene una demanda de 24 MMPCD de los 29 MMPCD disponibles de PERU LNG, según los reportes diarios emitidos a Osinergmin, lo que subraya la necesidad de utilizar el almacenamiento de GNL como un acopio para atender la demanda de los nuevos clientes pesqueros y la demanda de Sider Perú.

Por tanto, solicita que las capacidades de almacenamiento y regasificación sean incorporadas en el modelo de Osinergmin tomando en cuenta el comentario.

Análisis de Osinergmin

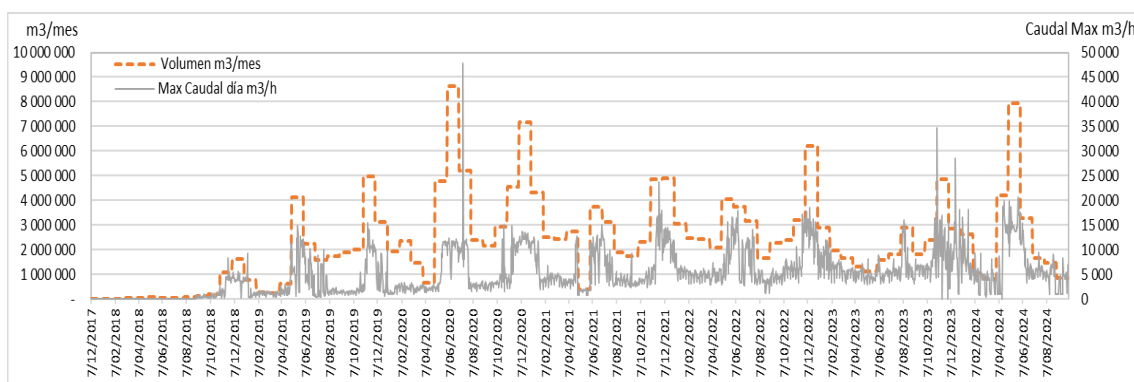
Sobre el contrato de suministro vigente entre GdP y Shell, y el volumen máximo diario de GNL cargado en el embarcadero de este último, se ha analizado el proceso de carga de GNL en planta Melchorita, efectuada de manera conjunta tanto por las empresas GdP, Petroperú (antes Naturgy) y Lima Gas. Durante el período comprendido entre ene-21 a mar-24 se identificó que el día de mayor requerimiento, la Planta Melchorita atendió hasta cinco ciclos de carga (5 veces) las 19 cisternas que se remitieron, cumpliendo con los requerimientos máximos de las empresas antes mencionadas. El resto de días del período analizado, la cantidad de cisternas enviadas por GdP mostró menores niveles lo que otorgó mayor flexibilidad operativa y holgura al cargadero. Además, no se advirtió reportes de volúmenes contratados y no retirados por parte de GdP, confirmando que no se han identificado restricciones técnicas significativas respecto a la carga de GNL en Melchorita, especialmente después de la reciente ampliación del cargadero.

En cuanto a las restricciones de carga, derivadas del volumen máximo diario de GNL proveniente del contrato de suministro de GNL, se observó que la empresa LimaGas, sin ser concesionario, consiguió cargar sus camiones en el cargadero de Shell. Ello demuestra que las restricciones contractuales pueden ser superadas con previsión y una diligente labor comercial.

Respecto al señalamiento de GdP, sobre el hecho que la regulación establece que todos los contratos suscritos por consumidores regulados son a firme, se debe indicar que la normativa vigente (regulación) no señala expresamente que los contratos con los consumidores regulados tienen la naturaleza de servicio firme. Otorgar firmeza a las cantidades de gas contratadas de clientes con estacionalidad en su consumo generaría sobrecostos en la adquisición del gas natural.

Sobre la PSR proyectada de Chimbote 2, de la revisión de la información presentada por GdP, se ha identificado que dicha planta está enfocada tanto para el suministro de gas natural a industrias pesqueras, así como una infraestructura propuesta a ser utilizada como planta de acopio por las restricciones en el cargadero de Shell. Al respecto, se reitera que Shell en el presente año, al haber inaugurado el segundo cargadero de GNL en su planta en Pampa Melchorita otorga una mayor continuidad en la carga de camiones reduciendo el almacenamiento de las nuevas PSR. En tal sentido la infraestructura de la PSR Chimbote 2 propuesta debe ser diseñada sin considerar las restricciones en el cargadero.

Ahora bien, para el diseño de la PSR Chimbote 2, proyectada a atender la demanda de la nueva industria pesquera y estimada en 25,39 MM m³ para el año 2028, se ha considerado distribuir dicho volumen anual de acuerdo al perfil de demanda histórica de la PSR existente Chimbote 1. El análisis derivado arroja una demanda basal y 2 temporadas de alta producción de 3 meses cada una, con una demanda mensual máxima proyectada de 6,86 MM m³. En comparación, del análisis de la demanda histórica de la PSR Chimbote 1 se observa que dicha planta ha registrado niveles de demanda mensual de 7,1 MM m³, 7,9 MM m³ y 8,6 MM m³, así como ha manejado picos históricos de 20 mil m³/h (recurrentes) hasta 50 mil m³/h (esporádicos) tal como se muestra en la siguiente gráfica.



Dado lo anterior, se puede inferir que una PSR con características similares a la PSR Chimbote 1 puede cubrir la nueva demanda proyectada del sector pesca en el Santa. Por lo tanto, la PSR de Chimbote 2 contará con una capacidad de almacenamiento de 1 000 m³, con una capacidad de regasificación ambiental de 36 000 m³/h y con vaporizadores forzados por 26 800 m³/h.

Sobre la PSR en Malabrigo, se debe señalar que la Propuesta Tarifaria inicial de GdP (mayo 2024) presentó un sustento muy escueto, por tanto, recién en la presente etapa del proceso y producto del ingreso de nueva demanda de pesca en puerto Malabrigo, GdP propone 2 PSR para el abastecimiento de los nuevos clientes. Asimismo, el diseño de almacenamiento, nuevamente está fuertemente influenciado por las restricciones en el cargadero de GNL, el cual resulta sobredimensionado tras la reciente ampliación del cargadero, ya citado en los párrafos precedentes, permitiendo un nivel mayor de reposteo (recarga) en las PSR.

En tal sentido, considerando que la PSR de Malabrigo debe cubrir una demanda anual de 14,5 MM m³ para el año 2028 y una fuerte estacionalidad similar a la experimentada históricamente en la PSR Coishco, es razonable que la PSR de Malabrigo cuente con las mismas características de almacenamiento que exhibe esta planta. Cabe resaltar que tanto las plantas existentes de Chimbote 1 y Coishco, dedicadas a atender la demanda de la industria pesquera, poseen la misma capacidad de almacenamiento (1 000 m³) y de regasificación ambiental. Por lo tanto, la PSR Malabrigo contará con una capacidad de almacenamiento de 1 000 m³ y una capacidad de regasificación ambiental de 36 000 m³/h, ajustada a su demanda específica.

Asimismo, se debe señalar que, aunque la industria pesquera incrementa la demanda de gas natural para la concesión, también genera grandes periodos en el año con alta

capacidad ociosa de la infraestructura. En tal sentido, la regulación procura reconocer la infraestructura necesaria y eficiente, ello a fin de que los clientes del servicio de distribución no puedan verse afectados por una nueva gran infraestructura destinada exclusivamente a un grupo de clientes.

Adicionalmente, se advierte que la Tabla 9-8 del escrito de GdP presenta incongruencias en lo que respecta al Skid de bomba criogénica respecto de la Tabla 9-12, donde la información de la Tabla 9-8 GdP asigna un Skid bomba criogénica a la PSR Cajamarca, así como en la PSR Chimbote se asigna un Skid adicional.

Finalmente, respecto de los equipos detallados en la Tabla 9-8, corresponde señalar que sus capacidades han sido las mismas a las consideradas por GdP. En la etapa de publicación del proyecto de resolución, la valorización fue realizada sin efectuar modificaciones a las capacidades solicitadas, a excepción de la PSR de Malabrigo, la cual también ha sido actualizada en la presente evaluación, así como se ha adaptado la PSR Chimbote 2 y la infraestructura en redes conexas ante el retiro de la empresa siderúrgica. Estos cambios buscan optimizar la infraestructura y alinearla con la demanda real proyectada.

Conclusión

Por lo expuesto, no se acoge lo solicitado por la empresa GdP.

5.23.2 Dimensionamiento de Equipos y Procesos – Sobre la Descarga de GNL

Comentario y/o Sugerencia N° 38

Sobre las Bombas Criogénicas y tanques de almacenamiento

GdP señala que cuando existe una alta demanda por parte de los clientes industriales, entre ellos los pesqueros, el uso de bombas criogénicas es un requisito indispensable y facilita el reabastecimiento rápido de GNL a las PSR. En cambio, si se utilizara únicamente vaporizadores PBU instalados en cada cisterna (descarga de GNL por diferencial de presión), sería necesario contar con más tanques de almacenamiento criogénicos para soportar los tiempos prolongados del proceso de descarga de GNL. Por ello, presenta en la Tabla 9-10 el número de tanques de almacenamiento de GNL y el gasto relacionado con este tipo de instalación en cada una de las PSR.

Por otro lado, GdP en la Tabla 9-11 de su escrito presenta las PSR y la tecnología de descarga que emplea, indicando que las bombas criogénicas se instalan exclusivamente en aquellas PSR con alta demanda, donde la velocidad y frecuencia de reabastecimiento son críticas para garantizar el suministro continuo de GNL a los clientes.

Por otro lado, GdP solicita se le reconozca los costos de los tanques de almacenamiento de GNL considerados en la tabla 9-10 de su escrito que asciende a total de 38,27 MMUSD, de los cuales a las nuevas PSR en Chimbote 2 y Malabrigo A y B asciende a 28,25 MMUSD, destinadas para la atención de potenciales clientes pequeños.

Finalmente, GdP presenta en la Tabla 9-12 de su escrito un resume de CAPEX referido a las bombas criogénicas que el modelo de Osinergmin no habría considerado. Según GdP, el monto en CAPEX no reconocido sería de USD 2,8 millones en equipos criogénicos. Adjunta cotizaciones y/o órdenes de compra.

Sobre la Regasificación GNL ambiental

GdP señala que la regasificación ambiental de sus instalaciones presenta dos limitantes: i) los vaporizadores solo pueden garantizar una capacidad efectiva de 68% de su capacidad nominal, y ii) de su experiencia en la Estación Chimbote en el año 2018, el sistema no habría sido capaz de sostener la demanda. Ante ello, GdP indica se ha visto en la necesidad de explotar nuevas tecnologías de regasificación, de mayor eficiencia para obtener una mayor confiabilidad.

Sin embargo, señala que en el análisis de la demanda y CAPEX de Osinergmin solo se ha considerado regasificación ambiental, lo cual es limitante y pone en riesgo la operación del sistema de distribución y las instalaciones internas de los clientes a los cuales se debe garantizar el caudal y temperatura del gas mayor a 5°C. Al respecto, detalla los costos asociados a los vaporizadores ambientales en la Tabla 9-14 de su escrito, los cuales totalizan USD 4,66 millones.

De otro lado, señala que las PSR construidas actualmente cuentan con un vaporizador PBU por cada tanque para realizar el proceso de presurización de los tanques criogénicos. El dimensionamiento de la capacidad de cada PBU es en función de la demanda hora de gas natural. En la Tabla 9-15 de su escrito presenta los costos asociados con los Vaporizadores PBU, los cuales ascenderían a USD 1,34 millones.

Sobre la Regasificación Forzada

GdP señala que la necesidad de utilizar esta tecnología se sustenta en la demanda pico de los clientes pesqueros industriales como sucede en Chimbote, Coischo y Malabrigo. Agrega que la utilización de vaporizadores forzados ofrece varias ventajas, tales como la reducción del área de proceso necesaria, ello por tener una eficiencia del 95% de su capacidad de Regasificación, entre otros. Al respecto, indica que surgió la necesidad de instalar un primer sistema de regasificación forzada en el año 2020 en la PSR de Chimbote, con una Inversión de USD 767 971. Señala que la implementación y puesta en operación de este sistema de vaporización ha logrado una buena performance en la operación.

Adicionalmente, GdP menciona que, ante las nuevas demandas proyectadas en Coischo-Santa y la simultaneidad del sector pesca, se hace imprescindible la instalación de un nuevo sistema de Vaporización Forzada en la ED Coischo. Esta medida tiene como objetivo balancear hidráulicamente el sistema de distribución, asegurando los picos horarios y manteniendo una presión superior a 3,5 bar en los puntos extremos.

Finalmente, GdP señala que adjunta en el Anexo B34 y B35 el sustento del presupuesto de inversión ascendente a USD 1 221 280, para el suministro, montaje e instalación de un sistema de vaporización forzada de 26 800 Sm³/h en las PSR de Chimbote y Coishco.

Por tanto, GdP solicita considerar en el modelo de Osinergmin, lo siguiente: 1) el monto en CAPEX pendiente de reconocimiento de USD 2,80 millones de dólares en equipos criogénicos, 2) el monto de USD 4 660 646 como costos de sistemas de vaporizadores ambientales, 3) la inversión de USD 767 970 correspondiente al sistema de vaporización forzada en la PSR de Chimbote, 4) el presupuesto ascendente a USD 1 221 280 como costo para los sistemas de vaporización forzada para cada PSR de Chimbote y Coishco para atender la nueva demanda proyectada.

Análisis de Osinergmin

Sobre las Bombas Criogénicas y Tanques de Almacenamiento

Respecto a la solicitud de incorporación de las bombas criogénicas de descarga de GNL, se aceptan los argumentos técnicos presentados por GdP, por lo que corresponde incorporar dichos equipos para las ED Chimbote, Chimbote nueva, Trujillo, Coishco y Malabrigo y considerar los tiempos de descarga indicados por GdP.

En relación al precio a ser reconocido por las bombas criogénicas de descarga de GNL, GdP no ha sustentado adecuadamente los costos solicitados al presentar solo cotizaciones de las instalaciones mencionadas; por tal razón, se ha recopilado información de importaciones provenientes de las DUA, obteniéndose un valor CIF promedio que asciende a USD 174 mil (ver imagen a continuación). Este valor ha sido actualizado a setiembre de 2023, por lo que se reconoce un valor de mercado que asciende a USD 180 097.

DECLARACION : 118-2021-10-333793-00

Aduana		Código		DECLARACION UNICA DE ADUANAS (A1)			2		REGISTRO DE ADUANA		
MARITIMA DEL CALLAO		118									
Nº Orden		Destinación		Modalidad		Tipo Despacho		Nº Orden de Embarque		Nº Declaración: 333793	
021011		10		1		ANTICIPADO				Fecha Numeración: 26/08/2021	
1 IDENTIFICACION		1.1 Importador/Exportador								Sujeto a: NARANJA	
		GASES DEL PACIFICO S.A.C.									
1.2 Código y Documento de Identificación				1.3 Dirección de Importador/Exportador				1.4 Cod.Ubi.Geo.			
4 - 20536878573				AV. LAS ORQUIDEAS NRO. 585 DPTO. 1102 (EDIFICIO FIBRA PISO 11) LIMA - LIMA - SAN							
7 DECLARACION DE MERCANCIAS		7.1 Nº Serie/Total		7.2 Items Ejemplar B		7.3 Nº Declaración Precedente Serie		7.4 Nº Certificado Reposición Item		7.5 Cod.Apl.Ultr.	
		1				---					
7.6 Puerto de Embarque Código		7.7 Fecha Emb.		7.8 Documento Transporte Detalle		7.9 Nº Certificado Origen Fecha		7.10 Cant. Unidad Comercial		7.11 Infor. Verificación / Cod.Exoneración	
BRSSZ		09/08/2021		SSZCLX2108062				1		/	
7.12 Cantidad Bultos		7.13. Clase		7.14 Peso Neto Kilos		7.15 Peso Bruto Kilos		7.16 Cantidad Unidad FÁ-sica Unidad		7.17 Cantidad Unidad Equiv./Prod. Unidad	
1		BUL		1,200.00		1,550.00		1 - U			
7.19 Subpartida Nacional DV		7.20 Tipo		7.21 Subpartida Naladisa/Nabandina DV		7.22 TM		7.23 TPI		7.24 TPN	
8413702900 LAS DEMAS BOMBAS CENTRIFUGAS MULTICELULARES CON DIAMETRO DE SALIDA > 300mm				0 / 0				0		0	
								0		0	
								BR		BR	
7.29 FOB Moneda Transacción Código		7.30 FOB US\$		7.31 Flete US\$		7.32 Seguro US\$		7.33 Ajuste Valor US\$		7.34 Valor Aduana US\$	
143066 - USD		143066		7767.345		503.655				151,337	
7.35 Descripción Mercancías		1. BOMBA CENTRIFUGA PARA GAS, CRYOSTAR, A-CBS 185/4 2. BOMBA CENTRIFUGA PARA GAS 3. CENTRIFUGAL PUMPS SERIAL NUMBER: EBBG9363-02 4. PART NUMBER: 763154778-03 5. A-CBS 185/4									
7.36 Factura Comercial		Fecha		Nº		Fecha		Nº		Fecha	
-		-		-		-		-		-	
7.37 Información Complementaria				7.38 Observaciones							
				7.39 Tipo Observación							

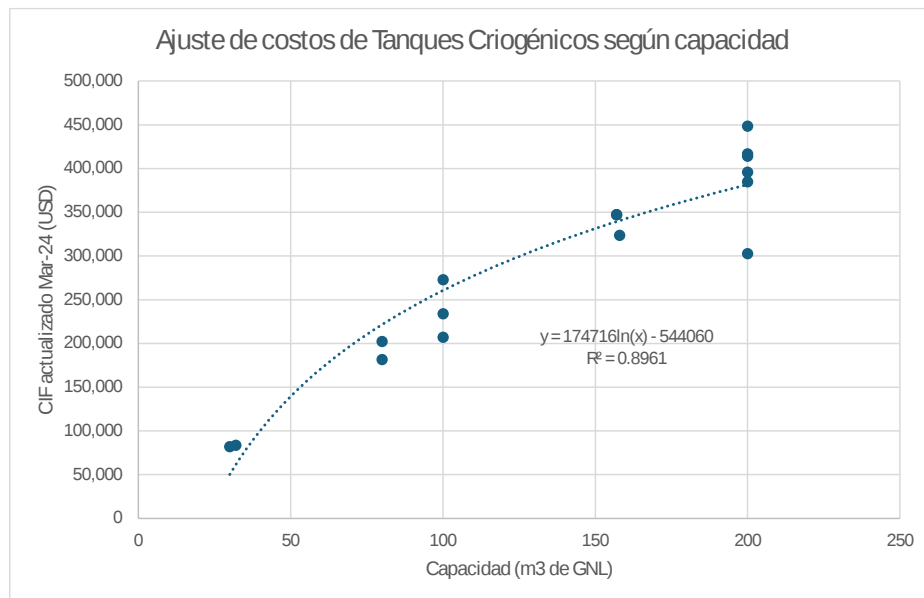
De la revisión de la información presentada por GdP como sustento del costo de las bombas criogénicas, se observa que todas las referencias corresponden al “Suministro de dos skids de bombas criogénicas”, es así que entre las cotizaciones presentadas se tiene la de GASBEL EQUIPOS & ASESORIA SAC que propone un costo de 293 mil USD por dos skid teniendo un costo unitario por skid de 146 mil USD. Ello evidencia que en el mercado se puede conseguir precios inferiores al utilizado (CIF de 174 mil USD proveniente de la DUA), sin embargo, procurando la homogeneidad y transparencia en la fuente de información se ha considerado mantener el precio proveniente de la DUA.

Por lo tanto, se acepta el comentario en el sentido de incorporar las bombas criogénicas de descarga para las ED Chimbote, Trujillo, Coishco, Chimbote 2 (proyectada) y Malabrigo (proyectada), con el costo señalado proveniente de la DUA.

Respecto a los costos de los tanques de almacenamiento, cabe destacar que los valores reconocidos por Osinergmin están sustentados por los registros de las importaciones

efectuadas por GdP y otros operadores de GNL. Estos valores han sido actualizados utilizando un índice inflacionario (PPI) y ajustados dentro de una curva, lo que permite determinar los costos unitarios correspondientes a las capacidades utilizadas, tal como se muestra en los siguientes cuadros y gráfico.

DUA	CVAN	FECHA	PAIS_DESC	FOB_DOLAR	FLE_DOLAR	SEG_DOLAR	CIF_DOLAR	PESO_NETO	PESO_BRUTO	UNID_RQTY	UNID_RDES	DESC_COM
389502	7311009000	20151013	CHINA	181926	21922	369	204217	35925	35925	3	U	TANQUES,CHART,HS30/12, HS30/12BAR-LNG TANK DIMENS
389502	7311009000	20151013	CHINA	457656	57849	928	516433	94800	94800	3	U	TANQUES,CHART,HS100/12, HSL00/12BAR-LNG TANK DIME
389502	7311009000	20151013	CHINA	848737	108924	1722	959382	178500	178500	3	U	TANQUES,CHART,HS200/12, HS200/12BAR-LNG TANK DIME
014840	7311009000	20160112	CHINA	453251	82787	1072	537110	98150	98150	2	U	DEPOSITOS CRIOGENICOS, CHART, HSL58/10 ASME AISLAD
032165	7311009000	20160127	CZECH REPUBLIC	123462	44143	335	167940	31800	31800	1	U	DEPOSITO CRIOGENICO, CHART, HT 80/10, ASME DEPOSITO
032165	7311009000	20160127	CZECH REPUBLIC	243490	44143	575	288208	50000	50000	1	U	DEPOSITO CRIOGENICO, CHART, HT 157/10, ASME DEPOSITO
032165	7311009000	20160127	CZECH REPUBLIC	243490	44143	575	288208	50000	50000	1	U	DEPOSITO CRIOGENICO, CHART, HT 157/10, ASME DEPOSITO
094035	7311009000	20170316	CHINA	280497	45410	752	326659	59500	59500	1	U	TANQUE CRIOGENICOS, CHART, SM, HORIZONTAL TANKS LN
311692	7311009000	20180806	CHINA	176158	76074	526	252758	59200	59200	1	U	DEPOSITO CRIOGENICO DE 200 M3 SM 200H10A BULTOS P
131056	7311009000	20190329	CHINA	134350	18687	660	153697	27800	27800	1	U	DEPOSITO CRIOGENICO, CHART, 80V188BM DEPOSITO CRI
352045	7311009000	20201023	CHINA	300576	47377	145	348098	60400	61307	1	U	TANQUE CRIOGENICO, JEREH, CLH-200K-12/CSTANQUE CR
181306	7311009000	20220520	CHINA	561816	241696	1525	805037	119000	121452	2	U	TANQUE CRIOGENICO, CHART CRYOGEENGINEERING, HS2
181306	7311009000	20220520	CHINA	178734	65806	485	245026	32400	33068	1	U	TANQUE CRIOGENICO, CHART CRYOGEENGINEERING, HSL
181306	7311009000	20220520	CHINA	53152	21793	144	75090	10730	10951	1	U	TANQUE CRIOGENICO, CHART CRYOGEENGINEERING, HS3
104278	7311009000	20230322	CHINA	2361926	432669	721	2795316	436125	439488	7	U	TANQUE CRIOGENICO, JEREH, CDW-200/1.2 CRYOGENIC TA
104278	7311009000	20230322	CHINA	189298	34677	58	224032	34954	35223	1	U	TANQUE CRIOGENICO, JEREH, CDW-100/1.2 CRYOGENIC TA



De acuerdo al análisis mostrado, los costos de los tanques de almacenamiento se reconocen con los siguientes valores:

m3	PU Calc	Internamiento	Montaje	Costo Total (USD)
30	50,184	2,509	5,018	57,711
100	260,537	13,027	26,054	299,617
200	381,641	19,082	38,164	438,887
260	427,480	21,374	42,748	491,602

Por lo expuesto, se acepta parcialmente el comentario respecto a: La incorporación de bombas criogénicas en las ED Chimbote, Trujillo, Coishco, Chimbote 2 (Chimbote Nueva) y Malabrigo; así como la consideración de los tiempos de descarga señalados por GdP.

Por otro lado, cabe señalar que existen incongruencias en lo que respecta a la necesidad de vaporizadores señalados por GdP en la Tabla 9-14. En el caso de la planta de Coishco, la Tabla 9-8 GdP asigna 4 vaporizadores, mientras que la Tabla 9-14 solo señala el requerimiento de 2 vaporizadores.

En cuanto a los costos de los vaporizadores tipo PBU, estos también se han obtenido de las importaciones registradas en Aduanas (DUAS), conforme los valores indicados en los cuadros siguientes:

DUA	CIVIL	FECHA	PAIS DESC	FOB DOLAR	FLE DOLAR	SEG DOLAR	CIF DOLAR	PESO NETO	UNID FQTY	UNID FDES	DESC COM
104278	8419600000	20230322	CHINA	65422.000	11984.320	19.970	77426.290	12080.040	7.000	U	VAPORIZADOR HORIZONTAL, JEREH, ZQLNG-406/12-WHOR
104278	8419600000	20230322	CHINA	3658.000	670.090	1.120	4329.210	675.440	1.000	U	VAPORIZADOR HORIZONTAL, JEREH, ZQLNG-195/12-WHOR
181306	8419600000	20220520	CHINA	910.000	101.550	2.470	1014.020	50.000	1.000	U	VAPORIZADOR HORIZONTAL 20 NM3/H, THERMAX, TF048A-H

Tipo de Vaporizador Horizontal (PBU)	Peso (kg)	Capacidad (m3/h)	CIF (USD)	CIF Actualizado (USD)	Costos de internamiento puesto en obra (5%)	Costo de Montaje (USD)	Costo Total (USD)
THERMAX, TF4015A-HF-PBH (ZQLNG-406/12-W)	1260	406	11,061	11,551	578	1,155	13,283
THERMAX, TF2015A-PBH	430	195	4,329	4,521	226	452	5,199
THERMAX, TF048A-HF-PBH	50	20	1,014	1,210	61	121	1,392

Por lo expuesto, no acepta el comentario en lo referido a considerar los costos solicitados por GdP para los vaporizadores ambientales y los vaporizadores tipo PBU.

Sobre la Regasificación Forzada

Con respecto a la instalación de nuevos sistemas de vaporización forzada, se realizó un balance entre la capacidad y la demanda a partir de la información histórica de los caudales diarios reportados por GdP a Osinergmin, verificándose lo siguiente:

- Chimbote: Caudal máximo de 47 809 m³/h registrado el 11-07-2020.
- Coishco: Caudal máximo de 12 845 m³/h registrado el 09-05-2024.
- Huaraz: Caudal máximo de 1 689 m³/h registrado el 28-05-2023.

Los caudales máximos mencionados anteriormente y los volúmenes despachados máximos por dichas EDs se muestran en los siguientes cuadros.

ED CHIMBOTE

Año	Vol Despachado m3	Flujo Max m3/h
2017	74	0
2018	3,280,993	8,303
2019	23,553,673	15,473
2020	44,210,481	47,809
2021	34,887,119	23,668
2022	36,722,667	18,428
2023	27,155,800	34,772

ED COISHCO

Año	Vol Despachado m ³	Flujo Max m ³ /h
2020	2,604,250	6,763
2021	4,810,425	7,248
2022	6,837,484	6,442
2023	2,705,159	5,796
2024	5,932,334	12,845

ED Huaraz

Año	Vol Despachado m ³	Flujo Max m ³ /h
2018	22,061	478
2019	229,746	947
2020	610,936	1,269
2021	940,625	1,459
2022	1,316,205	1,443
2023	1,512,067	1,689
2024	1,114,057	1,320

A partir de este análisis se concluye que solo se requiere de vaporización forzada en las ED existentes de Chimbote y Huaraz, dado que la capacidad disponible en Coishco ($6 \times 6000 \text{ m}^3/\text{h}$) es suficiente para atender el caudal máximo ($12\,845 \text{ m}^3/\text{h}$). En relación a la inversión, se considera el valor propuesto por GdP que asciende a USD 1,22 millones.

Por lo expuesto, se acepta parcialmente el comentario respecto de incorporar la Vaporización Forzada en el caso de las ED existentes de Chimbote y Huaraz. Asimismo, en cuanto al requerimiento de vaporización forzada para las ED proyectadas, se toma en cuenta el análisis efectuado en el numeral 5.23.1 del presente informe referido a la similitud de las demandas a cubrir por parte de las ED existentes de Chimbote 1 y Coishco con las ED proyectadas de Chimbote 2 y Malabrigo, y a la luz del análisis histórico operativo descrito en los párrafos precedentes, corresponde incorporar vaporización forzada en la ED proyectada de Chimbote 2.

Conclusión

Por lo expuesto, se acoge parcialmente lo solicitado por la empresa GdP, incorporando bombas criogénicas de descarga para las ED Chimbote, Trujillo, Coishco, Chimbote 2 (proyectada) y Malabrigo (proyectada) y se reconoce vaporización forzada en las ED de Chimbote 1, Huaraz y Chimbote 2 (proyectada).

5.23.3 Dimensionamiento de Equipos y Procesos – Sobre el sistema Contra Incendio y Fire & Gas

Comentario y/o Sugerencia N° 39

GdP menciona que sus instalaciones de almacenamiento y regasificación de GNL son infraestructuras que dependen de la integridad mecánica y de los sistemas de detección temprana de fugas, la capacidad del personal de operaciones podrá realizar la protección con los medios a su alcance.

GdP señala que las instalaciones de almacenamiento y regasificación de GNL en Coishco y Chimbote cuentan con sistemas de agua de enfriamiento del tipo NFPA 15, conforme lo establece la NTP 111.032-2 (menor a 1 500 m³). De otro lado, para para las tres nuevas PSR en Chimbote Sider, Malabrigo A y Malabrigo B al no estar dentro del alcance de la normativa nacional por su capacidad de almacenamiento de 3 997 m³, se aplicó el código de diseño NFPA 59A.

Sobre el Sistema de Protección de Agua contra incendios, GdP basándose en la NTP 111.032-2 (2020) aplicable a plantas menores a 1 500 m³, señala que se debe considerar un sistema de anillos de enfriamiento de tanques para proteger al tanque de almacenamiento de la radiación generada por incendios. Agrega que el sistema contra incendios que utiliza agua para enfriar debe estar integrado por los siguientes componentes clave: Cisterna de almacenamiento de agua contra incendios, Bomba contra incendios (Bomba principal y Jockey), Red de agua contra incendios y monitores. En el escrito GdP detalla cada una de las especificaciones y características de estos componentes. Menciona que en la PSR de Chimbote Sider es necesario la construcción de una cisterna de almacenamiento de agua.

Respecto del Sistema de detección y protección contra incendios (F&G), señala que sus instalaciones poseen un sistema de detección temprana de gas, humo y fuego con sensores de modo tal que ante un amago de incendio anunciarán por medio de alarmas la existencia de alguno de estos eventos y darán idea de su ubicación. Al respecto, GdP indica los dispositivos y equipos que constituye un Sistema F&G, y su mecanismo de funcionamiento. GdP en la figura 9-17 presenta la arquitectura de control de la PSR MALABRIGO A.

Por tanto, GdP solicita considerar en el modelo de Osinergmin los montos de USD 325,984 y USD 353,476 como costos de protección de agua contra incendios y del Sistema F&G, respectivamente para cada PSR. El detalle es presentado en las Tablas 9-19 y 9-20 de su escrito. Al respecto, indica que dichos costos pueden ser ubicados en el ANEXO B38. Oferente 2 adjunto a sus comentarios, el cual corresponde a una cotización para obras civiles, mecánicas eléctricas & instrumentación y puesta en marcha de Estación de Distrito Chimbote.

Análisis de Osinergmin

Sistema Contra Incendios

De la revisión realizada, se acoge parcialmente lo requerido por GdP en cuanto a considerar tanques de almacenamiento de agua para atender una demanda de 3 lt/m2 (según Norma) durante un periodo de 60 minutos. Asimismo, se incluye las bombas (principal y jockey) y las tuberías de agua de HDPE (ver detalle en modelo Anexo 3 - CostosPSR.v8), con los valores señalados en el siguiente cuadro:

Componente	Unidad	Trujillo	Chimbote	Cohisco	SIDER	Malabrigo
Tubería sistema de rociadores	USD	17,361	20,254	20,254	84,633	20,254
Tanque de Agua contra incendio	USD	22,562	26,322	26,322	109,988	26,322
Electrobomba Principal (150 HP)	USD	67,536	67,536	67,536	135,071	67,536
Bomba Jockey	USD	375	375	375	750	375
Tablero controller Jockey	USD	1,112	1,112	1,112	2,225	1,112
Tablero controller Bomba Principal	USD	5,191	5,191	5,191	10,382	5,191
Válvula mariposa	USD	4,488	4,488	4,488	8,977	4,488
Tubería subterránea	USD	8,770	8,770	8,770	13,155	8,770
Monitor contra incendio	USD	0	0	0	16,000	0
Válvulas mariposa	USD	0	0	0	17,758	0
Accesorios	USD	0	0	0	10,127	0
TOTAL	USD	127,394	134,048	134,048	409,066	134,048

Elaboración propia con los valores propuestos por GdP.

Sistema de detección y protección contra incendios (F&G)

Se acoge parcialmente lo requerido por GdP, adecuando los sensores y detectores a las especificaciones señaladas en el comentario (ver detalle en modelo Anexo 3 - CostosPSR.v8), por lo tanto, los valores de costo se indican en el siguiente cuadro:

Item	Elemento	PU	Cantidad	Costo por Sistema F&G
1	Alarmas sonora -	2,040	2	4,080
2	Alarmas visuales	209	2	417
3	Válvulas automáticas – XY, XV	2,572	1	2,572
4	Detectores de fuego – IDLL	4,589	4	18,355
5	Open Path Type Laser Gas Online Monitoring System Laser Mathane Telemeter Detector (Transmisor o Receptor)	10,973	8	87,786
6	Detector de Gas Puntual (Point Gas Detector)	3,547	4	14,186
7	Estación Central de F&G	2,000	2	4,000
8	Válvula Manual	1,286	1	1,286
9	Controlador Hazard Watch – HW	20,000	1	20,000
10	Material eléctrico	4,000	1	4,000
11	Cable de comunicación e instrumentación	11,755	1	11,755
12	Equipos y Materiales diversos (20%)			33,688
13	Material Obra civil	2,500	1	2,500
Total Materiales (USD)				204,627

Elaboración propia, en base a los valores propuestos por GdP.

Conclusión

Por lo expuesto, se acoge parcialmente lo solicitado por la empresa GdP.

5.23.4 Dimensionamiento de Equipos y Procesos – Sobre los Extintores

Comentario y/o Sugerencia N° 40

GdP indica que el sistema contraincendios incluye equipos portátiles o móviles, seleccionados según el tipo de incendio posible en las PSR. A continuación, GdP expone en las Tablas 9-21 y 9-22 de su escrito, diversas clases de incendio que pueden encontrarse dentro de sus PSR, indicando la clasificación de incendio, clase de fuego, tipo de agente, así como los tipos de extintores para las plantas de regasificación menores a 1 500 m³ de capacidad de almacenamiento.

Por tanto, solicita considerar en el modelo de Osinergmin el monto de USD 20 104 como costos de los equipos de extintores. Indica que el sustento se encuentra en el Anexo B39 adjunto a sus comentarios.

Análisis de Osinergmin

Se ha revisado la información proporcionada por GdP acogiendo lo solicitado.

Conclusión

Por lo expuesto, se acoge lo solicitado por la empresa GdP.

5.23.5 Sobre el Sistema de Despresurización de Cisternas GNL

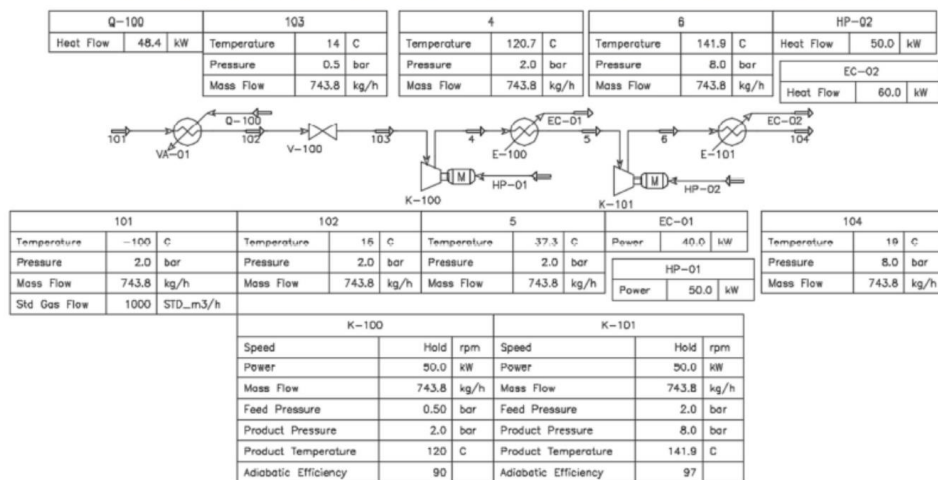
Comentario y/o Sugerencia N° 41

GdP señala la necesidad de implementar un sistema de compresión para recuperar el GNL remanente en los tanques de camiones cisterna vacíos en las estaciones de almacenamiento (PSR). Indican que ello responde a un compromiso contractual que requiere que las cisternas en el cargadero de SHELL estén a una presión inferior a 1 barg. Afirman que esta situación se complica si se elige el método de descarga por presión diferencial, ya que las cisternas quedarían con una presión remanente de alrededor de 5 barg, la cual es la que impulsa el GNL hacia los tanques de almacenamiento de la PSR.

Al respecto, GdP detalla una simulación de compresión del vapor de GNL que está en equilibrio con el GNL contenido en las cisternas. Asimismo, GdP indica los equipos y variables físicas para lograr despresurización de las cisternas, lo cual se compone de calentador Ambiental, un acumulador, válvula reguladora de presión, compresor de dos etapas. En la figura 9-20 de su escrito, GdP presenta el esquema de compresión.

Figura 9-20 Esquema de compresión de Gas Natural

ESQUEMA DE SIMULACION: COMPRESION DE GAS NATURAL REGASIFICADO A PARTIR DE GNL RESIDUAL EN CISTERNA



Por tanto, GdP solicita incluir en el modelo de Osinergmin el sistema de despresurización de Cisternas GNL, conforme al comentario.

Análisis de Osinergmin

Es importante destacar que, si bien dicho sistema se puede encontrar dentro de la PSR, este componente está relacionado específicamente con el sistema de transporte por camiones. Asimismo, GdP no ha presentado los costos asociados a este sistema

Sin perjuicio de lo anterior, siendo que se ha considerado la operación de descarga bajo el método de bombeo y se está reconociendo el skid de bombas criogénicas de descarga de GNL, así como los PBU (ver numeral 5.23.2 del presente informe) la problemática planteada y asociada al método de presión diferencial queda resuelta. Por tanto, el sistema de despresurización de cisternas de GNL no es requerido dado que desarrolla la misma función que el conjunto bomba criogénica y regasificador PBU.

Conclusión

Por lo expuesto, no se acoge lo solicitado por GdP.

5.23.6 Sobre el Sistema de Generación Eléctrica de respaldo

Comentario y/o Sugerencia N° 42

GdP señala que se debe contar con un suministro de energía de emergencia en caso de evento de corte por parte de la empresa proveedora del servicio eléctrico. Propone dos tipos: generadores y sistema UPS (Uninterruptible Power Supply).

Sobre los generadores, señala que estos serán a gas natural de 380 VCA, y operarán ante cortes de energía inesperados, iniciando su operación de forma automática. La potencia requerida para la estación eléctrica se calcula con base en una memoria de cálculos que detalla los equipos y las cargas eléctricas involucradas, ello según "Anexo B40 Cuadro de

Cargas Eléctricas ED Chimbote 2 (Sider)", adjunto a su escrito. Además, GdP señala que se debe contar con un tablero de transferencia automático para la transferencia de energía y con un banco de resistencias ajustable para mantenimiento no menor al 50% de la potencia nominal del generador.

Sobre el sistema UPS, GdP menciona que este suministrará energía a todos los dispositivos que tenga conectados durante cortes de energía eléctrica, ello mediante el uso de baterías y otros elementos de almacenamiento. Este sistema debe mantener la energía para los sistemas de control, medición y seguridad durante un periodo de hasta 2 horas. Además, GdP señala que la capacidad del UPS será determinada durante el diseño y deberá cubrir las cargas principales conforme a las normas NFPA 59A (2023). Señala además que el UPS estará ubicado en la Sala de Tableros del edificio de oficinas de las PSR, tendrá una duración de 02 horas e incluirá una alarma para advertir cuando la capacidad de la batería esté por debajo de un punto bajo-bajo (low-low setpoint).

Por tanto, GdP solicita incluir en el modelo de Osinergmin los sistemas de generación eléctrica de respaldo señalados en el comentario.

Análisis de Osinergmin

Al respecto, cabe señalar que dentro de los recursos reconocidos se incluye un sistema de generación de respaldo. Además, las PSR están conectadas al sistema eléctrico interconectado, por lo que la ocurrencia de cortes de cada una de las PSR no justifica la necesidad de instalar un sistema más robusto. En cuanto a las UPS, por su magnitud respecto del total de la inversión, estas estarían siendo reconocidas dentro de los gastos generales. También se resalta que GdP no ha presentado el costo de dicho elemento.

Conclusión

Por lo expuesto, no se acoge lo solicitado por la empresa GdP.

5.23.7 Sobre las Distancias de Seguridad de las PSR

Comentario y/o Sugerencia N° 43

Respecto al dimensionamiento de los terrenos para la instalación de las PSR, GdP señala que Osinergmin, para las distancias de seguridad no emplea la norma NTP 111.032-2 – 2020, la cual es adecuada para PSR menores a 1 500 m³. Agrega que el diseño elaborado por COSANAC no incorpora los espacios necesarios, tales como accesos, vías internas para circulación de camiones y cisternas, áreas de estacionamiento, infraestructura auxiliar (baños vestuarios, zonas de mantenimiento), tanques contra incendios, edificios de control, comedores, y otros espacios críticos para garantizar una operación eficiente y segura de las PSR. Respecto de la PSR de mayor tamaño, pero menores a 3 997 m³, GdP indica que la norma aplicable es la NFPA 59A.

Asimismo, GdP indica que del análisis del concepto "Set Back" y de las consideraciones establecidas en NFPA 59A, el dimensionamiento de las PSR proyectadas para Chimbote 2,

Malabrigo A y B debe incluir un área mínima adecuada, como se ilustra en las Figuras 9-23 y 9-24 de su escrito, respectivamente.

Figura 9-23: Layout General PSR CHIMBOTE 2 (SIDER)

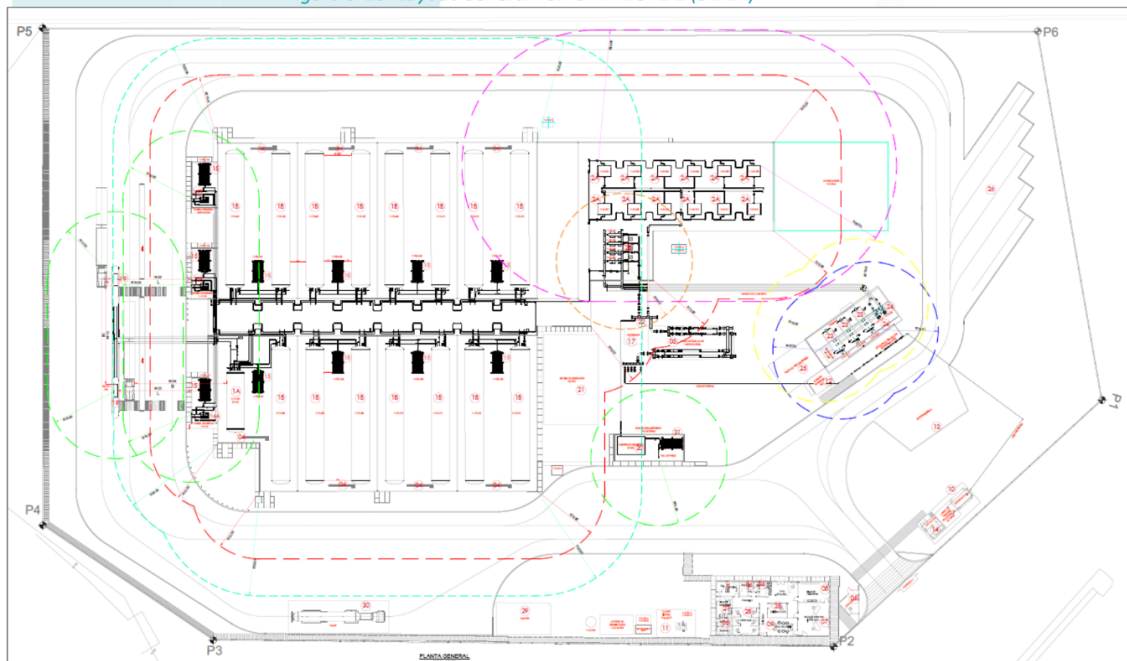
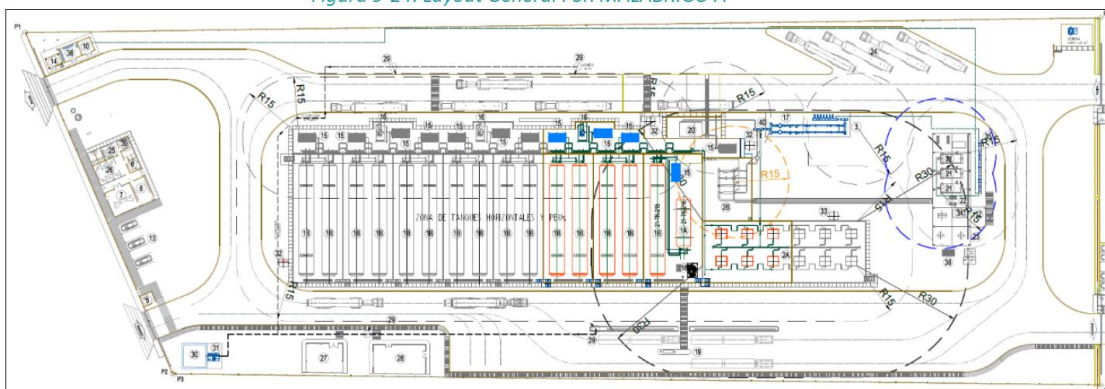


Figura 9-24: Layout General PSR MALABRIGO A



Por tanto, GdP solicita incorporar en el modelo de Osinerghmin los espacios necesarios para las distancias de seguridad en las PSR, conforme el comentario.

Análisis de Osinerghmin

El dimensionamiento del tamaño de los terrenos se ha realizado siguiendo la normativa nacional, cabe señalar que todas las PSR reconocidas y valorizadas se encuentran dentro del rango de capacidad comprendido por la NTP 111.032-2-2020. En relación a los terrenos para las ED existentes, en términos de área total reconocida para toda la concesión, es superior a las áreas reales, mientras que para el caso de las nuevas PSR de Chimbote 2 y Malabrigo, éstas han sido dimensionadas de acuerdo a la necesidad de la demanda a atender (número de tanques, regasificadores, área de maniobras y otros) y una atención permanente de los camiones en el cargadero de Shell producto de la nueva ampliación

ya mencionada. Adicionalmente, se ha realizado una revisión acuciosa de las distancias hacia los límites de propiedad, actualizándose las áreas de las plantas de mayor capacidad de almacenaje por este concepto.

Conclusión

Por lo expuesto, se acoge parcialmente lo solicitado por la empresa GdP.

5.23.8 Sobre los Costos de Válvulas y Accesorios

Comentario y/o Sugerencia N° 44

GdP indica que Osinergrmin ha estimado un costo significativamente más bajo para las válvulas criogénicas y tuberías, además de asignar una cantidad reducida de estos accesorios. GdP justifica la diferencia por el hecho de que sus válvulas adquiridas son válvulas criogénicas con certificado de calidad, y que han pasado por pruebas FAT y SAT, dicho certificado señala que se encuentra en el Anexo B33 de su escrito.

Al respecto, señala un resumen de procura de válvulas criogénicas para la PSR Chimbote 2 (Sider), cuyo costo total asciende a USD 445 381. Señala que la lista de las válvulas se encuentra en el Anexo B31 de su escrito.

Por tanto, solicita que en el modelo Osinergrmin se asigne correctamente la cantidad de válvulas criogénicas y tuberías, considerando los montos expuestos en el comentario y adjuntos.

Análisis de Osinergrmin

Si se toma en cuenta la cantidad de válvulas en las PSR existentes, según los planos proporcionados por GdP (elaborados por Cobra Perú S.A.C.) y los precios que señala GdP en su comentario, el monto total correspondiente a las válvulas criogénicas de todas las PSR, ascendería a USD 1 078 599, tal como se detalla en el siguiente cuadro.

Descripción	Cantidad	CU (USD)	TOTAL (USD)
Válvula criogénica manual de globo DN15 BW	11	497	5,472
Válvula criogénica manual de globo BW DN25	20	656	13,120
Válvula criogénica manual de globo DN40 BW	20	885	17,690
Válvula criogénica manual de globo DN50 BW	38	1,458	55,419
Válvula criogénica manual de globo DN65 BW	12	3,580	42,957
Válvula criogénica manual de globo DN80 BW	20	4,126	82,522
Válvula criogénica manual de globo DN100 BW	8	6,596	52,766
Válvula de globo para actuador neumático DN40,	30	1,983	59,477
Válvula de globo para actuador neumático DN50,	38	2,506	95,223
Válvula de globo para actuador neumático	7	7,775	54,423
Válvula check criogénica BW3/4" PN50 S10	12	488	5,860
Válvula criogénica manual de globo - Función Check - DN50 BW H=270	8	1,528	12,221
Válvula criogénica manual de globo - Función Check - DN65 BW H=270	30	4,004	120,134
Válvula criogénica manual de globo - Función Check - DN80 BW H=320	8	4,734	37,872
Actuador Neumático ON/OFF para válvula de globo air open/spring close/ anticorrosión C5-M - Tipo A	30	1,186	35,574
Actuador Neumático ON/OFF para válvula de globo air open/spring close/ anticorrosión C5-M - Tipo B	38	1,831	69,568
Actuador Neumático ON/OFF para válvula de globo air open/spring close/ anticorrosión C5-M - Tipo E	7	4,744	33,208
Válvula de seguridad Herose - MNPT 3/4" x FNPT-1 Orificio 10.5 mm	241	399	96,231
Position and Limit Switches/Protection class IP65 acc. to EN 60529, EEX d IIC T6/ 3m cable	265	713	188,863
TOTAL	843		1,078,599

El valor señalado en el cuadro anterior (USD 1 078 599) resulta menor que el valor correspondiente a válvulas determinado en el informe de Osinergrmin que sustenta la

publicación del proyecto de resolución, que es de USD 1 742 396, tal como se aprecia en el siguiente cuadro.

Válvulas	Unidad	Trujillo	Chimbote	Cohisco	Cajamarca	Huaraz	Pacasmayo	Chiclayo	Lambayeque	Chimbote (SIDER)	Malabrigo
Válvula corte por mínima temp	unid	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
Válvulas 4"	unid	10	11	11	5	4	4	5	4	27	11
Válvulas 2"	unid	32	37	37	18	7	7	18	7	99	37
Válvulas 1"	unid	8	10	10	4	2	2	4	2	30	10
Válvulas 4"	USD	102,575	112,833	112,833	51,288	41,030	41,030	51,288	41,030	276,953	112,833
Válvulas 2"	USD	65,648	75,906	75,906	36,927	14,361	14,361	36,927	14,361	203,099	75,906
Válvulas 1"	USD	8,071	10,089	10,089	4,036	2,018	2,018	4,036	2,018	30,268	10,089
Costo Total de Válvulas	USD	186,552	209,085	209,085	102,508	67,666	67,666	102,508	67,666	520,577	209,085

Conclusión

Por lo expuesto, no se acoge lo solicitado por la empresa GdP.

5.23.9 Sobre los costos de terrenos

Comentario y/o Sugerencia N° 45

GdP señala que Osinergrmin utilizó como referencia precios en línea de terrenos cercanos a áreas industriales o agrícolas, sin embargo, advierte que estos suelen ser inferiores a los costos reales, ya que los propietarios aumentan el precio cuando descubren que el comprador es una empresa distribuidora de gas natural. Para justificar los valores reales, GdP indica que documenta las compras efectivas de terrenos para las PSR en operación y construcción, incluyendo los costos adicionales como escrituración, notarización entre otros, que no fueron considerados por Osinergrmin.

Luego, GdP señala los siguientes puntos respecto a las PSR, señalando normativas, equipos, demandas, proyecciones, etc.

- Indica que en la norma NTP 111.032-2 – 2020, se establece las distancias de seguridad mínimas para PSR con capacidad de hasta 1 500 m³ de almacenamiento. Para capacidades mayores se debe cumplir con las normativas internacionales adicionales, que complementan la normativa peruana, tales como la NFPA, ASME y UNE. En ese sentido, señala que las estaciones de Chimbote 2 (SIDER) y Malabrigo, están subdimensionadas y no cumplirían con las distancias mínimas de seguridad estipuladas por la normativa NFPA 59A.
- Agrega que respecto de la PSR de Cajamarca, Chiclayo y Malabrigo se está dimensionando un área mínima de la estación bajo la suposición errónea de que las demandas de gas natural en estas tres localidades son iguales, cuando en realidad son distintas y deben ser consideradas de manera individualizada para un dimensionamiento adecuado. Al respecto, por cada PSR señalada y las de Lambayeque y Chimbote 2 (SIDER), GdP detalla la capacidad de regasificación, número de vaporizadores con sus capacidades y modo de operación, número de tanques de almacenamiento de GNL e indica que en los Anexos B1, B2.1, B2.2, B3 y B4 de su escrito se encuentran los planos de distribución (*layout*) de cada PSR.
- Sobre las PSR Malabrigo, señala además que el consumo proyectado es de 32,1 MMPCD presentado la lista de clientes potenciales en la Tabla 9-29 de su

escrito, para lo cual señala es necesario contar con un almacenamiento de GNL equivalente a 8 000 m³ geométricos de GNL. Indica que de acuerdo con la norma internacional NFPA 59 A – 2023, propone que se deben dimensionar dos PSR independientes, Malabrigo A y B, cada una con una capacidad máxima de almacenamiento de 3 997 m³ de GNL y con 4 vaporizadores forzados. De lo contrario, advierte que no sería posible atender la demanda de los clientes propuestos por Osinerghmin. Agrega que la capacidad de suministro con Shell es de sólo 15 MMPCD. Menciona que el diseño propuesto por Osinerghmin para las PSR Malabrigo no será suficiente para satisfacer la demanda total de los clientes industriales de la zona.

- Por otro lado, para la PSR Chimbote 2 (SIDER), proyecta 15 tanques de 260 m³ y un tanque de 97 m³, además de una capacidad nominal de regasificación forzada de 25 800 Nm³/h nominal. No obstante, GdP indica que no se ha considerado el adecuado dimensionamiento de vaporizadores forzados para cumplir con la demanda de los clientes industriales del sector pesquero en la región. Al respecto, presenta la Tabla 9-30 de su escrito con la demanda de clientes potenciales, de la que concluye que esta PSR debe ser capaz de satisfacer una demanda de 30 824 Sm³/h. Recalca que, para cubrir esta demanda, es necesario dimensionar una PSR que incluya una zona de proceso adecuada para la regasificación forzada y de sistemas auxiliares.

Luego, de las descripciones de las PSR señaladas, GdP indica que en conjunto, el CAPEX relacionado con la adquisición de los lotes para la construcción de las PSR se encuentra subestimado en un 36% respecto al CAPEX real utilizado para la compra de estos lotes. Además, en algunas estaciones se ha subdimensionado el área mínima requerida para la planta. Al respecto, señala que, considerando el caso más reciente, la compra del terreno para la nueva PSR de Chimbote 2 (SIDER), se puede observar, según Osinerghmin y COSANAC, que el valor del terreno ha sido subestimado en casi un 62%, tal como se reflejaría en el cuadro comparativo (Tabla 9-32 de su escrito).

Tabla 9-32: Comparativo valorización de terrenos

PSR	GDP			OSINERGHMIN			Diferencia (%)
	Área de Lote Adquirido por GDP (m ²)	P.U (USD) por GDP	Costo de Lote por GDP (USD)	Área de Lote Propuesta por OSINERGHMIN (m ²)	P.U (USD) por OSINERGHMIN	Costo de Lote por OSINERGHMIN (USD)	
ED. Cajamarca	4,999.9	369	1,846,457	5,624	118	665,489	-64%
ED. Lambayeque	2,503.02	138	345,235	4,761	61	290,598	-16%
ED. Chiclayo	7,499	126	946,503	5,624	61	343,273	-64%
ED. Pacasmayo	3,022.38	62	187,004	4,761	108	515,775	176%
ED. Trujillo	15,326.21	269	4,127,735	8,064	97	779,520	-81%
ED. Chimbote	8,736	117	1,017,779	8,064	110	887,040	-13%
ED. Huaraz	2,256	557	1,255,422	4,761	88	420,232	-67%
ED. Colishco	4,618	189	873,722	8,064	93	752,017	-14%
ED. CHIMBOTE 2 (SIDER)	28,675	148	4,250,290	14,616	110	1,607,760	-62%
ED. Malabrigo A	26,236	26	1,325,000	5,624	100	562,400	-58%
ED. Malabrigo B	24,317						
Total	109,840		16,175,147	69,963		6,824,104	-58%

Finalmente, resalta que, para obtener un modelo más representativo y preciso, es necesario realizar los ajustes correspondientes al modelo propuesto por Osinerghmin, y revisar la exactitud de los valores utilizados en dicho modelo. GdP adjunta la orden de compra del lote, realizada a la empresa SIDER PERÚ, por un monto de USD 4 250 290. Señala que este caso demuestra el nivel de imprecisión en el estudio utilizado por Osinerghmin, lo

que justifica la necesidad de revisar los costos de inversión en la adquisición de los terrenos para las PSR. Adjunta documentos legales que detallan el monto efectivamente pagado por la compra de los terrenos en los Anexos B5 al B17 y el Anexo B32 de su escrito.

Por tanto, solicita incorporar en el modelo de Osinergmin los costos de los terrenos sustentados en el comentario y adjuntos.

Análisis de Osinergmin

Tomando como referencia el propio cuadro presentado por GdP y los documentos de sustento que adjuntan respecto a la compra del terreno a SIDERPERU, se identifica que el costo unitario pagado por GdP a SIDERPERU es de 148 USD/m², el cual no diverge mucho del valor considerado por Osinergmin en su análisis que para el caso es de 110 USD/m², diferencia que se explica por las siguientes razones de costo, entre otras:

1. El terreno adquirido a SIDERPERU está nivelado, no hay necesidad de realizar mayores trabajos de adecuación al respecto (costo que se considera en el análisis de Osinergmin).
2. El terreno cuenta ya con parte del cerco perimétrico, y adicionalmente cuenta con seguridad y otros servicios, que también se consideran en el análisis de Osinergmin.
3. El terreno cuenta con vías de acceso habilitadas, y suficiente espacio no ocupado por parte de SIDERPERU (como vecino de la PSR) para no tener que considerar mayores distancias y restricciones de seguridad por parte de GdP.
4. Asimismo, consideraciones comerciales influyen en esta adquisición. Desde la perspectiva de un cliente como SIDERPERU, importa mucho que el proveedor de LNG esté cercano a sus instalaciones, tal como lo está la PSR de su actual proveedor (LIMAGAS), y el costo para llegar con ductos a la ERM del cliente sería menor.

Por otro lado, en cuanto, al área consideradas para las PSR por parte de Osinergmin, tal como se demostró en el análisis del numeral 5.23.7 del presente informe, la posición de GdP no tiene fundamento ya que se ha probado en la práctica (en el caso de las ED existentes) que el modelo utilizado por Osinergmin está brindando resultados adecuados incluso mayores que los de GdP. El área adquirida por GdP a SIDERPERU sencillamente no tiene sustento técnico-económico, salvo que tenga fines diferentes al de la operatividad de la PSR.

No obstante, se reconocerán los siguientes costos unitarios de los terrenos, según el acuerdo de compra adoptado por GdP que consta en el Apéndice K de su informe de comentarios:

- Cajamarca: 300 USD/m²
- Chimbote: 95 USD/m²
- Huaraz: 160 USD/m²

- Lambayeque: 120 USD/m²
- Pacasmayo: 50 USD/m²
- Chiclayo: 120 USD/m²
- Trujillo: 220 USD/m²

Conclusión

Por lo expuesto, se acoge parcialmente lo solicitado por la empresa GdP.

5.23.10 *Sobre el Resumen del CAPEX de las PSR*

Comentario y/o Sugerencia N° 46

GdP señala que hay discrepancias significativas entre el CAPEX por PSR estimado por Osineergmin (USD 42 448 152) y el Capex ejecutado y proyectado en la práctica, debido a los siguientes factores: 1) los costos de almacenamiento, traslado y puesta en obra no reflejan valores reales observados por GdP, los reales son superiores a los valores de COSANAC; 2) los costos de equipos (vaporizadores, tanques, PBUs, etc) basados en valores de importación por el Regulador están por debajo de costos reales de adquisición e instalación; y, 3) la ausencia del costo de la bomba criogénica, esencial para altas demandas de gas, como la pesquera.

GdP menciona que actualizando el modelo de CAPEX de Osineergmin con los factores antes señalados, para reflejar los costos reales, obtiene un valor de USD 141 909 575. Al respecto, presenta las partidas actualizadas en la Tabla 9-34 de su escrito. Agrega que esta actualización se ha realizado en base a costos reales órdenes de compra, carta de presentación o cotización.

Agrega que ha elaborado cuadros comparativos de los oferentes del contrato EPC del proyecto ED. CHIMBOTE 2 (SIDER). Precisa que dicha licitación no considera equipos mayores como tanques de almacenamiento, vaporizador forzado o ambiental, PBU, bombas criogénicas y calderas, los cuales son entregados por el Concesionario, pero sí considera costos de administración, imprevistos y utilidad. Señala que los Anexo B36 y B37 de su escrito contienen las cartas de presentaciones de los Oferente 1 y 2. Agrega que también ha elaborado los cuadros comparativos de los oferentes de los proyectos Malabrigo A y B.

Sobre los cuadros comparativos señalados, se observa que contienen los conceptos detallados de Lote, Equipos y Obras por cada oferente. Respecto a CHIMBOTE 2 (SIDER) los oferentes 1 y 2 registran totales de USD 34 669 799 y USD 34 900 042, respectivamente. Para Malabrigo A, los oferentes 1 y 2 registran totales de USD 31 082 009 y USD 31 312 252, respectivamente. Para Malabrigo B, los oferentes 1 y 2 registran los mismos totales de Malabrigo A, respectivamente. Señala que dichos valores evidencian que el mercado actual presenta costos mayores en relación con la ejecución de las PSR por GdP.

Adicionalmente, señala mediante otros cuadros comparativos que el costo de obras de CHIMBOTE 2 (SIDER) en el modelo de Osineergmin resulta 69% menor a los que registran los

Oferentes. Y que incluso con la actualización de GdP al modelo de Osinergmin con los factores señalados párrafos arriba, el costo resulta 20% menor a los que registran los Oferentes.

Asimismo, agrega que, respecto al CAPEX total, con el modelo de Osinergmin actualizado por GdP, para CHIMBOTE 2 (SIDER) se obtiene USD 31 165 124, valor menor en 10% respecto de los oferentes; y que para Malabrigo A y B se obtiene USD 25 782 027, para cada una, lo cual es un valor menor en 17%, respecto de los oferentes.

Finalmente, recalca que Osinergmin no contempla las estaciones de descompresión de GNC situadas en Trujillo y Chiclayo, las cuales operan de independiente de las PSR, y que en conjunto, contribuyen a la confiabilidad y disponibilidad del sistema.

Por tanto, solicita incorporar en el modelo de Osinergmin 1) el Capex de PSR los costos reales basados en órdenes de compra, carta de presentación o cotización presentados; y, 2) las estaciones de descompresión de GNC.

Análisis de Osinergmin

Este comentario resume el pedido de los numerales previos dentro de la sección 5.23 del presente informe, en tal sentido nos remitimos a los numerales subordinados de la citada sección 5.23 que da atención a cada una de los comentarios de GdP. Asimismo, sobre las nuevas plantas estas han sido analizadas y dimensionadas procurando no tener capacidades ociosas por largas temporadas de tiempo.

Debemos reiterar que en el numeral 2.4 del Contrato de Concesión señala que la Sociedad Concesionaria (GdP) puede libremente llevar GNL o GNC a cualquier Consumidor ubicación dentro del Área de la Concesión, para lo cual el referido Consumidor debe pagar el flete le Transporte Virtual y las respectivas Tarifas de Distribución. Esta es una alternativa que el Concesionario debe evaluar, en especial para los clientes pesqueros, que requieren de una gran infraestructura para ser atendidos solo por temporadas.

Sobre las estaciones de descompresión de GNC esta es atendida en el numeral 5.23.11 del presente informe.

Sobre la solicitud de GdP de valorización de las PSR basado en las órdenes de compra, carta de presentación o cotización presentados por GdP, debemos señalar que estas han sido revisadas como parte del análisis y evaluación en cada uno de los comentarios de la sección 5.23.

Conclusión

Por lo tanto, se acoge parcialmente lo solicitado por la empresa GdP. El presente comentario resume las pretensiones previas, por lo tanto, nos remitimos a cada uno de los análisis de la sección.

5.23.11 Sobre las Estaciones de Descompresión de GNC

Comentario y/o Sugerencia N° 47

GdP resalta que la necesidad de las estaciones de GNC dentro del lote de las PSR, conforme a la NTP III.031 – 2021, cumple el objetivo de inyectar gas a la red en localidades como Trujillo y Chiclayo, conforme lo describe el Contrato de Concesión. Agrega que la factibilidad de usar GNC no puede ser descartada pues permite dar atención a la problemática de falta de suministro de GNL en temporadas de alta demanda. En este sentido, agrega que es necesario que Osinergmin incorpore el análisis de costos unitarios de GNC que forman parte del sistema de distribución. Indica que para las estaciones de GNC se han adquirido equipos específicos y se han efectuado adecuaciones en las PSR existentes.

Por tanto, señala que aunque el CAPEX asociado a estaciones de GNC es inferior al de las PSR, sigue siendo relevante y debe ser incluido en el análisis de los costos de inversión.

Especificación Técnica de las Estaciones de Descompresión

En este apartado del comentario, GdP detalla el proceso de las Estaciones de Compresión, específicamente en Trujillo, lo cual se resumen en recibir el GNC con una presión de 250 bar y reducir esta presión a 6 bar aproximadamente de acuerdo con las necesidades de caudal que existan en todo momento y determinadas por el proceso de utilización y a las necesidades de los clientes. Indica que la estación GNC se conecta al sistema de distribución y que el GNC se transporta por tráileres (ISO contenedores).

Por tanto, menciona que las operaciones de la estación incluyen la infraestructura para 1) Recepción de descarga automática del GNC; 2) Acondicionamiento del gas mediante una Unidad de Control de Reducción (RCU), y, 3) Medición del caudal de gas natural. Adjunta fotografías y esquemas de estaciones de GNC.

Costo de obras y puesta en operación

Respecto a la obra civil, GdP luego de una explicación breve de las implicancias, presenta los costos de obra civil detallados de las Planta de Descompresión en la Tabla 9-41 de su escrito para las ciudades de Chiclayo (4000 Sm³/h) y Trujillo (6000 Sm³/h), totalizando en USD 130 468 y USD 140 587, respectivamente.

Respecto de las obras mecánicas, eléctricas y de instrumentación, GdP indica que estas corresponden a la interconexión de piping entre los postes de descarga, Skid de Descompresión, Skid de Calentamiento, Skid de Medición, Skid de Odorización. Asimismo, describe las implicancias de estas obras y actividades para el montaje de equipos, pintura, cerco de seguridad, instalación de agua fría, instalación eléctrica, iluminación, red de sistema de tierra. Presenta los costos obras mecánicas, eléctricas y de instrumentación para las estaciones de Trujillo y Chiclayo, a detalle, los cuales totalizan en USD 208 262 y USD 274 702, respectivamente.

Por último, GdP adjunta el Modelo PRP donde propone un modelo Baremo para dicho tipo de estaciones de descompresión de GNC. En la Tabla 9-43 de su escrito, señala un resumen de ello.

Tabla 9-43: Baremo Planta descompresión GNC

Baremo de GNC

PARTIDAS			COSTO DE INVERSION	UNIDAD
N°	CODIGO	Descripción	COSTO DE INVERSION USD/UND	
01	020901010201	PRP GNC Chiclayo - 250/5 4000 Sm3/h 5 Modulos Terreno Normal	\$ 1,454,099.66	USD/Regas
02	020901020101	PRP GNC Trujillo- 250/5 6000 Sm3/h 3 Modulos Terreno Normal	\$ 1,442,028.68	USD/Regas
		Total	\$ 2,896,128.33	USD/Regas

Por tanto, solicita incorporar en el modelo de Osinergmin el Capex de las Estaciones de Descompresión de GNC conforme al comentario y adjuntos.

Análisis de Osinergmin

Sobre que GdP solicita que se reconozcan las instalaciones de GNC de manera adicional a las PSR, al respecto, dicha empresa no ha presentado una evaluación técnica que demuestre fehacientemente que el suministro de GNL no resulta suficiente en temporada de alta demanda en las PSR de Trujillo y Chiclayo. La Figura 9-25 presentada por GdP solo muestra los volúmenes suministrados vía GNC para ambas plantas en el mes de noviembre de 2024, pero no refleja la necesidad de capacidad adicional mediante GNC, por lo que no resulta posible atender lo solicitado por GdP. En consecuencia, corresponde no acoger el presente comentario.

Conclusión

Por lo expuesto, no se acoge lo solicitado por la empresa GdP.

5.23.12 Sobre las ERP

Comentario y/o Sugerencia N° 48

GdP inicia su comentario detallando el proceso, etapas, los componentes y equipos que compondrán las ERM. Entre los que componentes menciona a líneas de regulación, filtros, válvulas reguladoras de presión principal, válvulas de monitor, válvulas de tipo bola y globo, medidores de flujo tipo ultrasónico, entre otros. Agrega que los instrumentos que conformarán las ERM son transmisores de temperatura, transmisores de presión, transmisores de flujo e indicadores de presión. Añade figuras de distribución general y Esquema PID de las ERP. Señala que las capacidades de estas estaciones fluctúan entre 1 000 m³/h y 50 000 m³/h; y que se mantendrá la presión en el Sistema de Distribución de Gas Natural, en 6 o 4 bar.

Respecto al costo de construcción de un skid para la Estación de Filtración, Regulación y Medición del Proyecto ED CHIMBOTE 2 (SIDER) correspondiente a un caudal de diseño de 50 000 m³/h y presión de diseño de 13 barg, señala que este asciende a USD 920 000, tal

como lo presenta en la Tabla 9 de su escrito. Sin embargo, precisa que dicho costo no considera la ingeniería básica y extendida, permisos, certificación, sistema de odorización, obras mecánicas, eléctricas, civiles y de instrumentación para la instalación del skid de ERP. Agrega que su sustento se encuentra en el ANEXO B42- OFERENTE – SKID DE ERP – CHIMBOTE 2 (SIDER).

Respecto al sistema de odorización señala sus elementos, e indica que el odorizante empleado es el SPOKLEAK 1420. Agrega que esta actividad cumple lo estipulado en el Decreto Supremo N.º 040-2008-EM. Respecto al CAPEX de la odorización, presenta dos propuestas una de USD 128 720 (Blue Soluciones) y otra de USD 199 920 (Puffer Peru), mencionando que los sustentos se encuentran en los Anexos B43 y B44 de su escrito, respectivamente.

Finalmente, GdP señala que ha actualizado el Modelo ERP – Anexo 5, incluyendo partidas como obras civiles, mecánicas, eléctricas, instrumentación, sistemas de *Fire & Gas* y la procura del sistema de odorización, presentando así en la Tabla 9-44 de su escrito el resumen del CAPEX asociado a cada una de las ERP instaladas en sus PSR, el cual asciende a USD 9 236 068, mientras que el valor de Osinerghmin es USD 3 403 413.

Tabla 9-44: Baremo ERP

BAREMO ERP

PARTIDAS			Propuesta Osinerghmin	Propuesta Gdp + Nueva Demanda	Variacion	UNIDAD
2		ESTACION DE REGULACION				
2.1	020101040301	ERP - 10/5 - 10000 Sm3/h - Trujillo- Superficial - Normal	253,627	591,722	-57%	USD/Estacion
2.2	020101080301	ERP - 10/5 - 30000 Sm3/h - Chimbote- Superficial - Normal	686,534	1,285,604	-47%	USD/Estacion
2.3	020101050301	ERP - 10/5 - 30000 Sm3/h - Coishco- Superficial - Normal	365,688	1,285,604	-72%	USD/Estacion
2.4	020101040301	ERP - 10/5 - 5000 Sm3/h - Cajamarca- Superficial - Normal	253,627	433,647	-42%	USD/Estacion
2.5	020101020301	ERP - 10/5 - 1000 Sm3/h - Huaraz - Superficial - Normal	168,767	288,500	-42%	USD/Estacion
2.6	020101020301	ERP - 10/5 - 5000 Sm3/h - Pacasmayo- Superficial - Normal	168,767	433,647	-61%	USD/Estacion
2.7	020101050301	ERP - 10/5 - 10000 Sm3/h - Chiclayo- Superficial - Normal	365,688	591,722	-38%	USD/Estacion
2.8	020101030301	ERP - 10/5 - 1000 Sm3/h - Lambayeque- Superficial - Normal	200,552	288,500	-30%	USD/Estacion
2.9	020101080301	ERP - 10/5 - 50000 Sm3/h - Sider Chimbote - Superficial - Normal	686,534	1,465,914	-53%	USD/Estacion
2.10	020101040301	ERP - 10/5 - 30000 Sm3/h - Malabrigo A - Superficial - Normal	253,627	1,285,604	-80%	USD/Estacion
2.11	020101040301	ERP - 10/5 - 30000 Sm3/h - Malabrigo B - Superficial - Normal		1,285,604	-100%	USD/Estacion
Total			3,403,413	9,236,068	-63%	USD/Estacion

Por tanto, solicita incorporar en el modelo de Osinerghmin el Capex de las ERP conforme a la imagen mostrada.

Análisis de Osinerghmin

Al respecto, los costos considerados por Osinerghmin provienen de precios publicados por empresas especializadas en el Internet, los cuales se ajustaron en una curva de costos según su capacidad. Para corroborar los valores utilizados se efectuaron diversas cotizaciones, obteniendo la siguiente cotización de una estación City Gate que incluye equipo de odorización y corrobora con holgura los valores considerados por Osinerghmin.

Cotización de Estación City Gate

Pls check attached city gate station equipment configuration list, ASMES standard.

Best regards!

✉: cng@repowergas.com

				Sub	P&ID		数量		1
				Model	NG-4000		图样标记	重量	比例
设计				000XXXX-JG-XXXX		共 1 张		第 1 张	1:2
校对									
审核									
日期				2024.10		TIANJIN SINOCAS REPOWER ENERGY CO., LTD			

Página 107

HX/NG-4000 PRMS Configuration list

No	Item	Description	QTY	Unit	Manufacturer
1	Flange ball valve	Q41F-300-2"	1	Pcs	China
2	SS pressure gauge	Y100/0-2.5MPa EU standard	1	Pcs	China
3	Pressure transmitter	0-2.5MPa HART internal surge protector	1	Pcs	China
4	SS instrument valve	1/2 NPT CLASS300	2	Pcs	China
5	Bimetallic thermometer	wss411-40-80/304 EU standard	1	Pcs	China
6	Temperature transmitter	-40-80 BT4 HART internal surge protector	1	Pcs	China
7	Flange ball valve	Q41F-300-2"	2	Pcs	China
8	Cylinder type gas filter	2" CLASS300 ASME	2	Pcs	China
9	Pressure differential gauge	200KPa	2	Pcs	China
10	SS ball valve	1/2 NPT CLASS300	4	Pcs	China
11	Sleeve type blow down valve	TP41Y-300-1"/WCB	2	Pcs	China
12	Flange ball valve	Q41F-300-1" WCB	2	Pcs	China
13	Over pressure slam shut valve	JEQ-2"/LB300	2	Pcs	FISHER
14	Pressure regulator	EZR-2"/LB300	2	Pcs	FISHER
15	SS ball valve	1/2 NPT CLASS150	4	Pcs	China
16	SS pressure gauge	Y100/0-1.0MPa EU standard	2	Pcs	China
17	SS instrument valve	1/2 NPT CLASS150	2	Pcs	China
18	Flange ball valve	Q41F-150-3"	2	Pcs	China
19	Safety valve	A42F-150-1 1/4"	1	Pcs	China
20	Throttling cut off venting valve	FJ41F-150-1 1/4"/WCB	1	Pcs	China

21	Flange ball valve	Q41F-150-1 1/4"/WCB	2	Pcs	China
22	Flange ball valve	Q41F-150-3"/WCB	3	Pcs	China
23	Turbine flow meter	DN80-PN16	1	Pcs	Elster
24	SS pressure gauge	Y100/0-1.0MPa EU standard	1	Pcs	China
25	Pressure transmitter	0-1.0MPa HART internal surge protector	1	Pcs	China
26	SS instrument valve	1/2 NPT CLASS150	2	Pcs	China
27	Bimetallic thermometer	wss411-40-80/304 EU standard	1	Pcs	China
28	Temperature transmitter	-40-80 BT4 HART internal surge protector	1	Pcs	China
29	Flange ball valve	Q41F-150-3"/WCB	1	Pcs	China
30	Tubing, fittings		1	Batch	GB standard
31	Skid foundation and support pipe		1	Batch	GB standard
32	Painting, anti corrosion treatment		1	Batch	China
33	Ex-proof joint, fittings, cables		1	Batch	China
34	Gas leakage alarm, sensor		1	Pcs	Honeywell
35	Ex-proof PLC controller		1	Pcs	China
36	NDT		1	Batch	China
37	Welding, assembly	Welding apply with ASME standard	1	Batch	China

Conclusión

Por lo expuesto, no se acoge lo solicitado por la empresa GdP.

5.24 Sobre el Flete de Transporte Virtual

5.24.1 Sobre el costo de los camiones, capacidad de los tanques y vida útil

Comentario y/o Sugerencia N° 49

GdP indica que la inversión para el tracto (USD 137 500) y el remolque (USD 243 000), considerando una capacidad útil de 48,6 m³; y 10 años como tiempo de vida de los camiones y 30 años para los remolques, planteadas por Osinermin, no se ajustan a las condiciones de mercado. Al respecto, en los siguientes puntos señala lo que debería ser considerado:

- La inversión del tracto y de las cisternas deberían ser USD 165 25419 (sin IGV) y USD 319 080, respectivamente, agregando que presenta cotización en el Apéndice L.
- La capacidad útil real de la cisterna debe ser 47,04 m³, puesto que: 1) en la normativa DOT 49CFR 173.318, conforme al contrato suscrito con Shell, se indica que

el llenado es al 80% de la capacidad del tanque; en el Apéndice M adjunta la normativa y 83 boletas de carga; y, 2) la capacidad de descarga en las estaciones de regasificación es un 98% del volumen cargado; ya que el 2% remanente en la cisterna permite mantener las condiciones operativas.

- La vida útil de los tractocamiones debe ser 5 años, en los cuales cada uno recorrerá 1 millón de km, obligando a realizar un *overhaul*, lo que reduce su disponibilidad (factor no considerado por Osinerghmin). Posterior a ello, el ratio de fallo se incrementa afectando la disponibilidad e incrementando costos. Como sustento, adjunta en el Apéndice N el informe de la empresa que le brinda el servicio. Agrega que el recorrido costero está cargado de salinidad, lo que provoca oxidación y corrosión en los camiones, y que los altos niveles de radiación provocan grietas y decoloración.
- La vida útil de los remolques debe ser 10 años, ello según la Directiva N° 005-2016-EF/51.01. Recalca que el ciclo de vida de una cisterna criogénica de GNL está influenciado por factores térmicos, mecánicos y ambientales. Agrega que cargas pesadas como el GNL hace que los remolques duren menos en comparación con cargas livianas, lo cual provoca fallos en los neumáticos, frenos y la conducción.

Señala que otro factor crítico a considerar es la accidentabilidad de las cisternas debido a las colisiones por los largos recorridos que deben realizar diariamente, en infraestructura vial en condiciones no óptimas (Apéndice O). Agrega que ha tenido una reducción del 10% de su flota por accidentes, adjunta las Figura 10-1, Figura 10-2 y Figura 10-3 en su escrito, presentando fotografías de dos de los siniestros. Agrega un link de soporte del kilometraje máximo recomendado por las buenas prácticas para los camiones.

Por tanto, GdP solicita al Regulador que considere: 1) USD 165 254 como costo de tracto; 2) USD 319 080 como costo de cisterna; 3) capacidad útil de la cisterna en 47,04 m³; 4) vida útil del tracto igual a 5 años; y, 5) vida útil de la cisterna igual a 10 años.; ello conforme a lo comentado y a los adjuntos.

Análisis de Osinerghmin

a) Costo de equipos

Respecto al costo del tracto camión a base de GNL, se ha realizado una indagación de los registros de importaciones de Aduanas realizadas entre el 2023 y 2024, según el extracto siguiente:

DUA	FECHA	PAIS_DESC	FOB DOLAR	FLE DOLAR	SEG DOLAR	CIF DOLAR	UNID PQTY	UNID RIDES	DESC COM
037813	20240131	CHINA	61880.000	5931.580	61.720	67873.300	1.000 U		N3, MARCA FAW, MODELO CA4254P29K15TINEB480, Año Mod: 2024, VERSION: JH6 460 GNL 6X4 AMT, CACAR
062642	20240219	CHINA	65200.000	4500.000	100.000	69800.000	1.000 U		N3, MARCA SHACMAN, MODELO SX42594X384TL, VE: X5000, ABO MOD: 2024 CHLZGL484FR002362, V: L2G14
062663	20240219	CHINA	65200.000	4500.000	100.000	69800.000	1.000 U		N3, MARCA SHACMAN, MODELO SX42594X384TL, VE: X5000, ABO MOD: 2024 CHLZGL484FR002363, V: L2G14
062664	20240219	CHINA	65200.000	4500.000	100.000	69800.000	1.000 U		N3, MARCA SHACMAN, MODELO SX42594X384TL, VE: X5000, ABO MOD: 2024 CHLZGL484FR002364, V: L2G14
062665	20240219	CHINA	65200.000	4500.000	100.000	69800.000	1.000 U		N3, MARCA SHACMAN, MODELO SX42594X384TL, VE: X5000, ABO MOD: 2024 CHLZGL484FR002365, V: L2G14
062666	20240219	CHINA	65200.000	4500.000	100.000	69800.000	1.000 U		N3, MARCA SHACMAN, MODELO SX42594X384TL, VE: X5000, ABO MOD: 2024 CHLZGL484FR002366, V: L2G14
062667	20240219	CHINA	65200.000	4500.000	100.000	69800.000	1.000 U		N3, MARCA SHACMAN, MODELO SX42594X384TL, VE: X5000, ABO MOD: 2024 CHLZGL484FR002367, V: L2G14
062669	20240219	CHINA	65200.000	4500.000	100.000	69800.000	1.000 U		N3, MARCA SHACMAN, MODELO SX42594X384TL, VE: X5000, ABO MOD: 2024 CHLZGL484FR002369, V: L2G14
062670	20240219	CHINA	65200.000	4500.000	100.000	69800.000	1.000 U		N3, MARCA SHACMAN, MODELO SX42594X384TL, VE: X5000, ABO MOD: 2024 CHLZGL484FR002368, V: L2G14
062671	20240219	CHINA	65200.000	4500.000	100.000	69800.000	1.000 U		N3, MARCA SHACMAN, MODELO SX42594X384TL, VE: X5000, ABO MOD: 2024 CHLZGL484FR002370, V: L2G14
062672	20240219	CHINA	65200.000	4500.000	100.000	69800.000	1.000 U		N3, MARCA SHACMAN, MODELO SX42594X384TL, VE: X5000, ABO MOD: 2024 CHLZGL484FR002371, V: L2G14
062673	20240219	CHINA	65200.000	4500.000	100.000	69800.000	1.000 U		N3, MARCA SHACMAN, MODELO SX42594X384TL, VE: X5000, ABO MOD: 2024 CHLZGL484FR002372, V: L2G14
062674	20240219	CHINA	65200.000	4500.000	100.000	69800.000	1.000 U		N3, MARCA SHACMAN, MODELO SX42594X384TL, VE: X5000, ABO MOD: 2024 CHLZGL484FR002373, V: L2G14
062675	20240219	CHINA	65200.000	4500.000	100.000	69800.000	1.000 U		N3, MARCA SHACMAN, MODELO SX42594X384TL, VE: X5000, ABO MOD: 2024 CHLZGL484FR002374, V: L2G14
062676	20240219	CHINA	65200.000	4500.000	100.000	69800.000	1.000 U		N3, MARCA SHACMAN, MODELO SX42594X384TL, VE: X5000, ABO MOD: 2024 CHLZGL484FR002375, V: L2G14
062677	20240219	CHINA	65200.000	4500.000	100.000	69800.000	1.000 U		N3, MARCA SHACMAN, MODELO SX42594X384TL, VE: X5000, ABO MOD: 2024 CHLZGL484FR002376, V: L2G14

La indagación de precios da como resultado el uso de diversas marcas, por lo que el valor de CIF del tracto camión asciende a USD 82 234, el cual se obtiene a partir de un promedio ponderado conforme a la tabla a continuación.

Mes y Año	Costo Unitario (USD)					TOTAL CANTIDAD IMPORTADO	CIF Unitario Promedio (USD)
	DONGFENG	FAW	IVECO	SHACMAN	SITRAK		
2023	83 228			65 006		17	81 084
01				64 323		1	64 323
09	86 211					1	86 211
10				65 688		1	65 688
11	83 456					1	83 456
12	82 981					13	82 981
2024	82 108	67 873	130 817	69 573	41 559	90	82 451
01		67 873	148 401			5	132 296
02				69 800		20	69 800
03			126 127		41 559	16	120 842
05				68 177		1	68 177
07				71 000		26	71 000
11	82 108			67 561		22	68 884
Total general	83 096	67 873	130 817	69 441	41 559	107	82 234

Al valor CIF mencionado, se le adicionan los costos de internamiento y se obtiene el valor de referencia del tracto camión en USD 90 457, correspondiendo así aceptar parcialmente el comentario en lo referido a revisar el valor de mercado del tracto camión.

De manera similar que en el caso de los tracto camiones, para efectos de hallar el valor de mercado de las cisternas GNL, se ha realizado una indagación de los registros de importaciones de Aduanas realizadas entre el 2023, según el extracto siguiente:

DUA	FECHA	PAIS_DESC	FOB_DOLAR	FLE_DOLAR	SEG_DOLAR	CIF_DOLAR	PESO_NETO	UNID_RQTY	UNID_FIDES	DESC_COM
062734	20230216	CHINA	189000	31590	440	221030	18213	1	U	O4,MARCA:CHART,MODELO:62.56KL-7BAR3-AXLE LNG SEMI-T,ADO MOD:2
062734	20230216	CHINA	189000	31590	440	221030	18213	1	U	O4,MARCA:CHART,MODELO:62.56KL-7BAR3-AXLE LNG SEMI-T,ADO MOD:2
062734	20230216	CHINA	189000	31590	440	221030	18213	1	U	O4,MARCA:CHART,MODELO:62.56KL-7BAR3-AXLE LNG SEMI-T,ADO MOD:2
062734	20230216	CHINA	189000	31590	440	221030	18213	1	U	O4,MARCA:CHART,MODELO:62.56KL-7BAR3-AXLE LNG SEMI-T,ADO MOD:2
062734	20230216	CHINA	189000	31590	440	221030	18213	1	U	O4,MARCA:CHART,MODELO:62.56KL-7BAR3-AXLE LNG SEMI-T,ADO MOD:2
062734	20230216	CHINA	189000	31590	440	221030	18213	1	U	O4,MARCA:CHART,MODELO:62.56KL-7BAR3-AXLE LNG SEMI-T,ADO MOD:2
062734	20230216	CHINA	189000	31590	440	221030	18213	1	U	O4,MARCA:CHART,MODELO:62.56KL-7BAR3-AXLE LNG SEMI-T,ADO MOD:2
062734	20230216	CHINA	189000	31590	440	221030	18213	1	U	O4,MARCA:CHART,MODELO:62.56KL-7BAR3-AXLE LNG SEMI-T,ADO MOD:2

El valor CIF promedio para las cisternas GNL que se obtiene de las importaciones efectuadas por GdP en el año 2023, asciende a USD 221 030; a este valor se le adicionan los costos de internamiento y se obtiene un valor de mercado de USD 232 050, correspondiendo así aceptar parcialmente el comentario en lo referido a revisar el valor de mercado de la cisterna GNL.

b) Capacidad útil de GNL

En cuanto a la capacidad útil de las cisternas GNL, se efectuó un análisis de las cargas de GNL por camión en el periodo enero 2021 a marzo 2024, de las empresas GdP, Petroperú y LimaGas.

El análisis muestra que (ver siguiente cuadro) que en algunos rangos de carga en los que se dividió las cargas efectuadas por GdP se superan los 48,6 m³/cisterna considerados por Osineergmin. Comparando este valor con lo evaluado de otras empresas (Petroperú y LimaGas) se aprecia incluso un valor conservador. En consecuencia, no se acepta el comentario en este punto y se mantiene la capacidad útil de GNL de 48,6 m³/cisterna.

Rangos de carga	Quavii	Petroperú	LimaGas
	m3/Cisterna	m3/Cisterna	m3/Cisterna
1	49.24	55.86	56.90
2	48.17	54.14	54.15
3	47.10	52.41	51.40
4	46.03	50.69	48.64
5	44.96	48.96	45.89

c) Vida útil de los activos

Respecto a la vida útil de los tractos, debemos indicar que esta depende del kilometraje recorrido y del mantenimiento realizado, factores que se toman en cuenta en la metodología utilizada. Sin embargo, se está limitando a 5 años según la propuesta de GdP, por lo que se acepta el comentario en este punto.

En cuanto a la vida útil de las cisternas, esta se ha considerado en 20 años, atendiendo a lo señalado en la siguiente referencia: <https://www.auyangloble.com/es/CRYOGENIC-STORAGE-TANK/gas-storage-tank.html>. Por lo expuesto, no se acepta el comentario sobre este particular.

Conclusión

Por lo expuesto, se acoge parcialmente lo solicitado por la empresa GdP.

5.24.2 Sobre la distancia, tiempo de viaje y cantidad de camiones

Comentario y/o Sugerencia N° 50

Tiempo de Viaje

GdP señala que la velocidad considerada por Osinergmin es la de un automóvil en horario sin tránsito, lo cual no es factible para un vehículo de carga de combustible por razones de seguridad, buenas prácticas, de restricciones y tráfico en las vías. Al respecto, presenta la Figura 10-4 en su escrito, indicando que según sus estadísticas de su flota (Apéndice Q), la velocidad promedio en las horas efectivas de conducción es 49,48 km/h.

Agrega que Osinergmin asume, de manera irreal, que un solo conductor puede completar el recorrido sin descansos, contradiciendo las buenas prácticas y la seguridad vial. Al respecto, señala que según normativa internacional (*European Agreement concerning the International Carriage of Dangerous Goods by Road*), los conductores deben realizar descansos regulares para manejo de la fatiga y de la seguridad de la operación.

Menciona que mediante el *software Tracklog* monitorea todas las variables de transporte, lo cual le permite optimizar al máximo la logística y el uso de la flota. De dicho monitoreo señala que un conductor puede necesitar hasta tres pausas obligatorias. Además, indica que, con la información del monitoreo señalado, ha elaborado una caracterización de las rutas, horarios y actividades realizadas. Asimismo, presenta imágenes de monitoreo de flota, obtenido que el tipo de viaje redondo sería de 94:01 horas. Adjunta imágenes de

seguimiento (TrackLog) de camiones de GdP que sustentarán el viaje redondo del cargadero de Perú LNG hacia las estaciones de Trujillo, Chimbote y Chiclayo.

Recalca que la autopista Panamericana en la zona de Lima-Callao, experimenta demoras por congestión vehicular, accidentes, protestas, etc., adjuntando un listado en MS Excel de las Declaratorias de Emergencia del Minem, como sustento de la alta probabilidad de demoras. Agrega que el promedio de velocidad de registrada desde Villa el Salvador a Ancón es de 38,32 km/h.

De otro lado, indica que se deben considerar las siguientes restricciones horarias: 1) De 11 pm a 5 am, las unidades de GdP no transitan debido al alto índice de accidentalidad; y, 2) De 11 am a 4 pm, corresponde al concesionario del sur asignado por el cargadero Perú LNG.

Agrega que según sus estadísticas la carga de GNL lleva 2 horas, mientras que la descarga 3,5 horas y que a esto debe sumarse los tiempos de las actividades como inspección de la unidad criogénica, previa descarga; así como el tiempo de espera en los turnos de entrada y salida de las estaciones. Adicionalmente, indica que se consideren los tiempos de mantenimiento en cada viaje asociados a exigencias por cuestiones de seguridad en el cargadero de Perú LNG, el cual es 4,5 horas.

Por último, solicita considerar 87 horas como el tiempo de viaje redondo, ello basado en sus estadísticas sobre los tiempos de viajes para períodos con y sin pesca (enero y julio de 2024) desde el cargadero de Perú LNG hacia cada una de las estaciones de regasificación, presentadas en las Tablas 10-2 a la 10-13 de su escrito.

Tabla 10-14: Resumen de segmentación de tiempo de viaje por Estación y promedio para GDP

Estaciones	T. Carga	T. Viaje Ida	T. Descarga	T. Espera	% de participación demanda	Tiempo medio de viaje
TRUJILLO	1:30:07	47:14:29	4:03:20	03:00	34.88%	103:02:25
CHIMBOTE / COISHCO	1:36:01	31:12:35	3:28:53	03:00	53.12%	70:30:04
CHICLAYO / LAMBAYEQUE	2:16:55	52:41:52	4:28:30	03:00	1.90%	115:09:08
CAJAMARCA	2:05:22	60:46:57	3:58:38	00:00	6.18%	127:37:55
HUARAZ	1:29:28	37:15:32	1:29:42	00:00	1.86%	77:30:13
PACASMAYO	1:47:31	43:46:35	1:08:45	00:00	2.06%	90:29:25
Hora de viaje promedio	1:36:28	39:24:31	3:38:46	2:41:49	100.00%	86:46:17

Número de unidades

GdP señala que Osinergmin asume consumos estables durante todo el año lo cual no refleja la realidad en cuanto a cantidad de camiones cisterna requeridos, y no considera la estacionalidad de la pesca ni los consumos picos. Al respecto señala que, durante la temporada de pesca, el volumen diario se triplica, por lo cual es necesario un mayor dimensionamiento en infraestructura. Agrega que los volúmenes picos y la dinámica de consumo diario en temporadas de pesca se pueden evidenciar a través de los reportes volumétricos operativos que GdP diariamente sube a su página web.

Recalca que es físicamente imposible considerar, como lo hace Osinergmin, que 14 cisternas son suficientes para atender a la demanda actual y la proyectada, haciendo inviable la operación de transporte de GNL. Señala que sólo la demanda actual requeriría hasta 70 cisternas.

GdP realiza un análisis en la Tabla 10-17 de su escrito para determinar las unidades requeridas con la demanda real del año 2024, tomando como base: i) El porcentaje de participación de las estaciones en el consumo 2024 acumulado hasta el 15/11/2024 (Apéndice S) presentado en la Tabla 10-15; ii) La capacidad actual de almacenamiento en las estaciones (60,59 MMPCD), presentada en la Tabla 10-16; iii) La autonomía de la capacidad de almacenamiento, la cual durante temporada de pesca es de 2 días (20 cisternas a nominar por día) y durante temporada regular 6 días (8 cisternas a nominar por día); y, iv) los tiempos empleados en el cálculo del tiempo de viaje.

Tabla 10-17: Análisis de unidades requeridas con la demanda real año 2024

AÑO	MES	k m3 GN	m3 GNL	# CARGAS DIA	TIEMPO DE VIAJE	FLOTA REQUERIDA	PERIODO
2024	1	286.44	477.40	10.00	3.62	37.00	PESCA
2024	2	177.01	295.02	6.00	3.62	23.00	REGULAR
2024	3	184.94	308.24	6.00	3.62	24.00	REGULAR
2024	4	574.44	957.40	20.00	3.62	74.00	PESCA
2024	5	559.32	932.20	19.00	3.62	72.00	PESCA
2024	6	469.49	782.49	16.00	3.62	60.00	PESCA
2024	7	208.15	346.91	7.00	3.62	27.00	REGULAR
2024	8	226.71	377.86	8.00	3.62	29.00	REGULAR
2024	9	208.85	348.08	7.00	3.62	27.00	REGULAR
2024	10	238.79	397.99	8.00	3.62	31.00	REGULAR
2024	11	618.73	1,031.22	21.00	3.62	79.00	REGULAR

Luego, GdP realiza el análisis para abastecer la proyección de Osinergmin, determinando que la flota requerida supera a los 100 camiones. Recalca que el contrato de abastecimiento de GNL a través del transporte virtual admite una capacidad de abastecimiento de 29 MMBTU/día, que se corresponde con 29 cisternas durante el día operativo, lo que evidencia la imposibilidad técnica de abastecer a la demanda proyectada por Osinergmin.

Por tanto, GdP solicita considerar: 1) tiempo de viaje redondo de 87 horas; 2) velocidad promedio en las horas efectivas de conducción de 49,48 km/h; 3) tiempos de carga, descarga y espera en 8 horas; 4) tiempos de mantenimiento en cada viaje de 4,5 horas; 5) tiempos de descanso; 6) horario no tránsito: 11 pm a 5 am; y, 7) horarios restringidos en el cargadero Perú LNG: 11 am a 4 pm.

Análisis de Osinergmin

Para el caso de los costos del transporte por camiones cisterna, los resultados están en función de las distancias y volúmenes a transportar de GNL considerando un esquema

logístico Hub & Spoke que aplica GdP para la Concesión Norte (ver imagen a continuación)⁸.

De acuerdo a la publicación de CHART el gasoducto virtual de GdP, así como otros casos similares en el mundo⁹, utilizan el esquema Hub and Spoke para optimizar y abaratar el transporte de GNL. Dicho sistema consiste en transportar el GNL hasta un punto de concentración denominado hub y de allí distribuirlo radialmente (spokes) al resto de localidades atendidas.

Para el caso, el punto de concentración o hub utilizado en el presente cálculo ha sido la ciudad de Chimbote, distante 600 Km de la planta Melchorita, y desde allí se ha efectuado la distribución al resto de localidades atendidas.

Esquema Hub & Spoke utilizado para la Concesión Norte



**Case Study
LNG #25**

Hub & Spoke
Virtual Pipeline

www.ChartLNG.com ©2019 Chart Inc. LNG@chartindustries.com P/N 21463279

Highlights: Seven cities operate in a hub and spoke system. Single LNG liquefaction facility provides liquefied natural gas. LNG transport trailers deliver 18 loads for a total of 1,000cm (20 million SCFH) per day. Converting to natural gas is expected to significantly reduce overall GHG emissions of CO₂ per year.

Location — Northern Peru

Scope of Project:

- Site walks and recommendation feasibility of each remote location.
- Design, engineering and project management, overall and per site.
- Equipment supply for 7 regasification systems sourced from Chart's multiple global facilities.
- LNG transport trailers.
- Classroom and hands-on training for on-site personnel.



Application:
Providing natural gas to remote areas in Peru to supply 200,000+ homes and businesses. Peru is the site for South America's first LNG liquefaction plant. The production facility, exporting the cryogenic liquid for many years, now turned attention to using the virtual pipeline solution to provide access to natural gas where it wasn't previously available.

Project Background:
The Peruvian customer approached Chart as the LNG OEM single source supplier to provide equipment packages, commissioning and integrated customized solutions for 7 cities nominated for LNG regasification sites. Previous challenges to bring natural gas to these cities included inability to lay pipeline through mountains, jungles, deserts and distances. Each city required different flow and storage requirements. The parties agreed Chart would provide a base option per the specification document, as well as provide an alternative solution based on Chart's engineering know-how and long history of LNG.

System Configuration:
Each of the regasification equipment packages were individually designed for the 7 specifically chosen cities: Chimbote, Chiclayo, Trujillo, Huaraz, Cajamarca, Lambayeque and Pacasmayo.

- The storage ranged from 30m³ on site to 400m³ on site.
- Continuous average flow rate requirements ranged from 70 Nm³ to 6,306 Nm³.
- Each system designed and manufactured to support a 4-hour continuous maximum flowrate requirement, ranging from 257 Nm³ to 13,500 Nm³.
- Each location included LNG offload modules, pump skid modules, ambient vaporizers and final line pressure control assemblies.
- Sites meet NFPA59A code requirements.

Significant Accomplishments:

- Project completion for 7 remote sites was Q1 2018 through Q1 2019
- The access to natural gas providing significant economic and environmental benefits for Northern Peru cities and towns.
- The virtual pipeline network is a significant policy achievement for the broader issue of energy security and infrastructure diversity in Peru.




⁸ Esta publicación consta en la siguiente dirección: <https://files.chartindustries.com/Case%20Study%20-%20LNG%20to%20Power%20-%20Hub%20and%20Spoke%20Virtual%20Pipeline.pdf>

⁹ Es el caso de LNG Express conformante de Cryogas Industry Group en la India.

Respecto a la velocidad promedio en las horas efectivas de conducción, la velocidad considerada por Osinergmin tomó en cuenta las condiciones de la vía y la carga transportada. Dadas las referencias internacionales mostradas en la siguiente tabla, para vías conformadas por 90% autopista (Motorway) y 10% rural (similar a las condiciones del transporte entre Melchorita y las ciudades atendidas por GdP), un ciclo de conducción WHVC permite alcanzar una velocidad promedio superior a 70 km/h. No obstante, dadas las consideraciones de tráfico señaladas por GdP en su comentario, para efectos del modelo de cálculo, se considera de manera conservadora una velocidad promedio de 60 km/h para las rutas en costa y una velocidad promedio de 40 km/h para las rutas en sierra, por lo que se acoge parcialmente el comentario en este particular.

Table 3: Representative duty cycles and payloads

		Duty cycle	Average speed (km/h)	Maximum Payload (tonnes)	Representative Payload (tonnes)
Tractor-trailers	Brazil	WHVC. 10% Rural, 90% Motorway	76.3	19.5	19.5
	China	WHVC-China. 10% Rural, 90% Motorway	72.7	25.0	25.0
	Europe	VECTO Long Haul	77.3	25.5	19.3
	India	WHVC-India	32.9	27.2	27.2
	US	US Phase 2 cycles. 5% ARB Transient, 9% 55-mph, 86% 65-mph	99.1	21.3	17.2

Fuente: Estimating The Fuel Efficiency Technology Potential Of Heavy-Duty Trucks In Major Markets Around The World, Working Paper 14

Respecto a los tiempos de carga, descarga y espera, estos se han adecuado de acuerdo al nuevo tiempo de descarga obtenido a partir del uso de las bombas de descarga en lugar de los PBU. Según ello, corresponde acoger el comentario sobre este particular al considerar el tiempo total de carga, descarga, espera y protocolo en 4 horas, según el siguiente detalle:

Proceso	horas
Tiempo de carga en Melchorita	1
Tiempo de descarga en PSR	1.5
Tiempo de espera y protocolo	1.5
TOTAL	4

En cuanto a los tiempos de viaje redondo, estos incluyen tiempos no efectivos de tránsito por cada localidad y son aplicados al recorrido mensual. De manera general, se considera un tiempo de stand-by mínimo de 10% y máximo de 69% (de acuerdo a simulación logística de cada tramo para no romper el stock), tiempos para efectos de mantenimiento, descanso y horarios no tránsito, requeridos en los ítems iii, iv, y v del comentario. Por lo que corresponde acoger parcialmente el comentario sobre este particular.

Finalmente, respecto al periodo de restricción de 5 horas de la Planta Melchorita, este ya fue considerado en el tiempo de carga en la Planta Melchorita (tiempo de carga = $[24-5 \text{ horas}] / 19 \text{ unidades} = 1 \text{ hora por unidad}$), por lo que no se acoge el comentario en este particular.

Conclusión

Por lo expuesto, se acoge parcialmente lo solicitado por la empresa GdP.

5.24.3 Sobre los costos de O&M de la flota

Comentario y/o Sugerencia N° 51

GdP menciona que Osinergmin considera el GNL como combustible para el 100% de la flota de transporte a cua

quier ruta, obteniendo un valor de USD 15,8184 por 100 km en base al precio de USD 0,338 por m³ de GNL.

Al respecto, señala que, mediante pruebas y obtención de recomendaciones de fabricantes, se estableció en el contrato con el transportista la migración con tractos a GNL para las rutas de costa (Trujillo, Lambayeque, Chiclayo, Chimbote); mientras que para rutas de sierra (Huaraz y Cajamarca) se contempla el uso de diésel debido a que ofrece más potencia y torques a bajas revoluciones que los tractos a GNL, lo cual es crucial en zonas montañosas donde se requiere más fuerza para subir pendientes empinadas o enfrentarse a terrenos difíciles. Respecto a los precios de combustibles mencionados presenta la Tabla 10-24, señalando que estos son publicados por Osinergmin.

Tabla 10-24: Precios de venta de combustible al público de combustible en las zonas del recorrido de la flota de GDP

Concepto	Chimbote	Chiclayo	Trujillo	Cajamarca	Lima
PVP GNL [soles/kg]		2.9	2.9		3.48
PVP GNL [USD/MMBTU]		15.1	15.1		18.1
PVP GNL [USD/M3]		0.57	0.57		0.69
PVP GNL [USD/M3] EXC IGV		0.49	0.49		0.58
PVP DIESEL [soles/gal]	13.7	13.9	14.0	14.3	13.5
PVP DIESEL [USD/MMBTU]	25.8	26.1	26.3	26.9	25.4
PVP DIESEL [USD/M3]	0.98	0.99	1.00	1.02	0.96
PVP DIESEL [USD/M3] EXC IGV	0.83	0.84	0.85	0.87	0.82

Por tanto, solicita: 1) emplear el diésel como combustibles para los tractos en la zona sierra con un precio real de USD 0,87 por m³; y 2) utilizar para la zona costa el precio real del GNL de USD 0,58 por m³

Análisis de Osinergmin

En efecto, el modelo elaborado considera que el combustible utilizado para el 100% de la flota de cisternas es el propio GNL. Si bien GdP refiere que en el caso de las rutas de la sierra se estableció el uso de diésel, este no ha demostrado fehacientemente las recomendaciones de los fabricantes de tractos con motores a GNL a los que hace referencia; ni las condiciones establecidas en el contrato con el transportista.

Adicionalmente, el modelo elaborado considera que el grado de autonomía por utilizar GNV a base de GNL es de 1000 km, permitiendo a los camiones de la flota abastecerse en las estaciones de GNL existentes en Lima, Trujillo y Chiclayo.

Finalmente, en relación al precio del combustible gas natural, se considera el precio de la tarifa para el GNV determinado en el presente proceso regulatorio, por lo que no corresponde acoger el comentario de GdP en lo referido a considerar el Diesel como combustible para las rutas en sierra.

Conclusión

Por lo expuesto, no se acoge lo solicitado por la empresa GdP.

6 Análisis de los Comentarios y/o Sugerencias de Limagas

6.1 Sobre el Derecho de Exclusividad

Comentario y/o Sugerencia N° 52

Limagas indica que la supuesta "vulneración del derecho a la exclusividad" por parte de los comercializadores de Gas Natural Comprimido (GNC), es incorrecta. Indica que el derecho de exclusividad establecido en el contrato de concesión de GdP se aplica únicamente a la actividad de distribución de gas natural a través de redes de ductos, mas no a la comercialización de GNC o GNL. Además, Limagas destaca que GdP modificó posteriormente su postura, contradiciendo su declaración inicial.

Además, Limagas indica que GdP estaba al tanto de esta situación desde los términos de la licitación de 2013, que dio lugar a su contrato de concesión. Según la cláusula 2.3 del contrato, el servicio de distribución de gas natural es exclusivo dentro del área de concesión, pero dicha exclusividad no se extiende a la comercialización de gas natural ni al transporte virtual hacia las localidades de la concesión, a menos que las leyes aplicables dispongan lo contrario.

Limagas añade que tanto los postores en la licitación, como las empresas concesionarias (incluida GdP), eran plenamente conscientes de las normativas y obligaciones contractuales aplicables, que incluían la comercialización de GNC y GNL. En este contexto, Limagas argumenta que GdP no puede alegar que las actividades de los comercializadores les afectan económicamente o les impiden competir, mantener su base de clientes o cumplir con sus compromisos, ya que estos factores fueron considerados durante su participación en el proceso de licitación y la adjudicación de la concesión.

También, Limagas destaca que Osinergmin solicitó a PROINVERSIÓN, previo al proceso de licitación, modificar los proyectos de contrato para especificar claramente que la exclusividad otorgada a los concesionarios se limitaba al servicio de distribución de gas natural, excluyendo actividades como la comercialización de gas natural y el transporte virtual. Por lo que, a través del Oficio 304-2013-OS-PRES, el presidente del Consejo Directivo de Osinergmin envió a PROINVERSIÓN una opinión favorable, acompañada del Informe

Legal N° 314-2013-GART, que detallaba las observaciones previas realizadas por el regulador.

Asimismo, Limagas señala que la empresa consultora Macroinvest, asesor económico-financiero del Estado peruano, en la licitación señaló explícitamente en su informe de riesgos que la competencia de los comercializadores era un riesgo que los concesionarios debían asumir. Por lo que, Limagas indica que es claro que no se recomendó ni se aprobó la exclusividad en la comercialización de gas natural, debido a que los concesionarios ya cuentan con una ventaja para ofrecer su capacidad a un costo competitivo y con menores costos de flete. Refiere que el diseño de las concesiones asume que los concesionarios competirán con los comercializadores de GNC y GNL.

Sobre lo señalado anteriormente, Limagas continúa indicando que, con la opinión favorable del Osinergmin y el Informe de Riesgos de Macroinvest, primero el Comité de PROINVERSIÓN aprobó la versión final de los contratos de concesión, a través del Acuerdo 106-1-2013 para que posteriormente el Consejo Directivo de PROINVERSIÓN aprobase también dicha versión final mediante Acuerdo N° 531-1-2013-CPC del 9 de julio de 2013.

Por otro lado, Limagas señala que, la DGH en calidad de autoridad concedente, a través del Oficio 120-2019-MEM/DGH, dejó en claro a GdP que al momento de presentar su oferta en la licitación, la empresa ya tenía conocimiento de que la normativa permitía a los comercializadores de GNC y GNL operar dentro del área de concesión.

Finalmente, Limagas concluye su comentario señalando que, cualquier dificultad que enfrenten los concesionarios para retener clientes industriales o residenciales se atribuye a deficiencias en su servicio o a factores externos, y no al marco legal, que ya era conocido y que respeta la actividad de comercialización de GNC y GNL.

Por lo tanto, Limagas solicita a Osinergmin que, al tomar su decisión sobre las tarifas, el regulador no tenga en cuenta de ninguna manera las supuestas afectaciones a GdP derivadas de la comercialización de GNC y GNL.

Análisis de Osinergmin

En relación al análisis de este comentario, nos remitimos al numeral 3.3.1 del Informe Legal N° 869-2024-GRT donde se concluye que el proceso regulatorio en curso no tiene como objetivo determinar ni redefinir el alcance del derecho de exclusividad de la Concesión Norte. Además, tampoco tiene por objeto pronunciarse sobre las controversias que puedan suscitarse entre los agentes sobre los alcances del derecho de exclusividad.

Dado que el comentario de Limagas no se encuentra relacionado con los aspectos técnicos, económicos y normativos que justifican la emisión de la Resolución 185, corresponde no aceptarlo.

Conclusión

Por tanto, no se acoge lo comentado por Limagas.

7 Análisis de los Comentarios y/o Sugerencias de Micaela Milagros Cabrera Correa

7.1 Sobre las Categorías de Consumidores

Comentario y/o Sugerencia N° 53

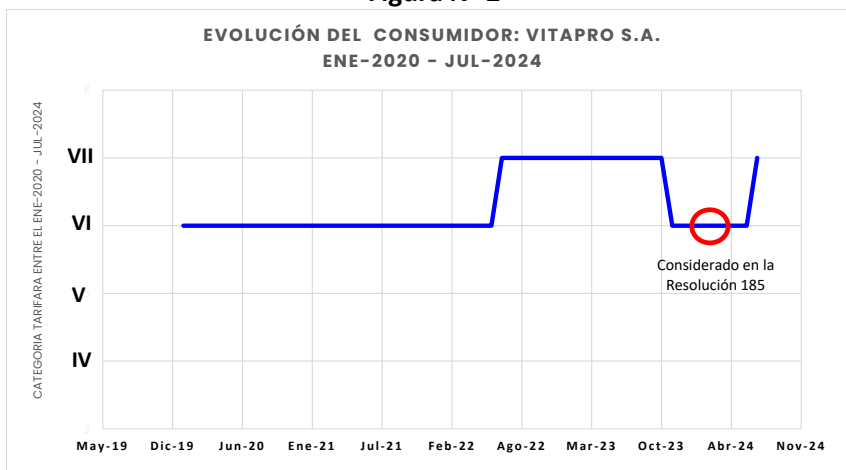
La Srta. Micaela Milagros Cabrera Correa señala que el Informe Técnico N° 787-2024-GRT no contempla una categoría para los Consumidores Independientes (aquellos con consumos superiores a 900 mil m³/mes). En la categoría F, se incluye a un único cliente con un consumo promedio de 186 mil m³/mes, mientras que en la categoría G se asignan dos clientes: uno con un consumo promedio de 246 mil m³/mes y otro de 1 689 mil m³/mes, siendo este último el que debería ser clasificado como Consumidor Independiente.

Por lo tanto, propone ajustar los rangos de consumo para agrupar a los clientes con consumos similares, de modo que compartan los beneficios de tarifas competitivas. Específicamente, sugiere ampliar el límite superior de la Categoría F a 900 mil m³/mes para incluir a los clientes industriales con consumos de 186 mil m³/mes y 246 mil m³/mes, y modificar el límite inferior de la Categoría G a 900 mil m³/mes para incluir a los Consumidores Independientes.

Análisis de Osinergmin

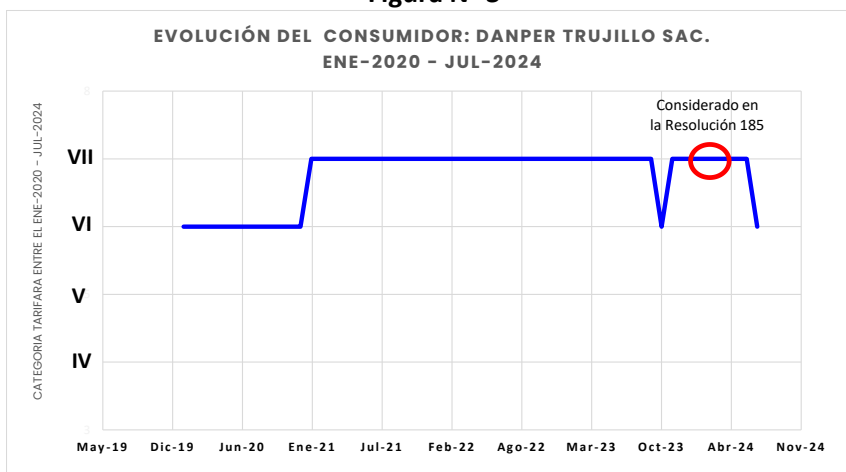
Sobre lo mencionado por la Srta. Micaela Milagros Cabrera Correa sobre unificar categorías tarifarias, se ha evaluado a los consumidores pertenecientes a las categorías tarifarias F y G y se ha observado que en el último año los únicos consumidores de dichas categorías han fluctuando entre ambas categorías de forma permanente. Por ejemplo, la Resolución 185 consideró que para el mes de marzo de 2024 la empresa VITAPRO pertenecía a la categoría VI (ahora "F") y la empresa DAMPER TRUJILLO a la categoría VII (ahora "G"), sin embargo, a julio de 2024, ambas empresas han permutado de categorías tarifarias. Esto trae consigo que la estimación de la demanda de dichas categorías sea incierta. Lo antes señalado se observa en los siguientes gráficos:

Figura N° 2



Fuente: Información comercial (formato D3)

Figura N° 3



Fuente: Información comercial (formato D3)

En ese sentido, se acepta el comentario de unificar dichas categorías en una sola, llamada categoría F. Respecto a la sugerencia de crea una categoría tarifaria para consumidores independientes, se debe señalar que al no presentar potenciales consumidores independientes en la concesión no amerita la creación de dicha categoría tarifaria.

Conclusión

Por lo expuesto, se acoge parcialmente lo solicitado por la Srta. Cabrera en el extremo de unificar las Categorías Tarifarias F y G.

7.2 Sobre los Costos de Terrenos

Comentario y/o Sugerencia N° 54

La Sra. Micaela Milagros Cabrera Correa indica que, según la propuesta de Osinergmin, el costo de los terrenos está integrado en el costo unitario de las Estaciones de Distribución (ED). Sin embargo, indica que, en las regulaciones previas aplicadas en Lima e Ica, dicho

costo no se incluía en los costos unitarios, sino que formaba parte del rubro de Inversiones Complementarias. A lo cual, sugiere que el costo de los terrenos no debe ser parte del costo unitario de las ED, a fin de garantizar la predictibilidad de la regulación.

Además, advierte que incluir el costo de los terrenos en el costo unitario distorsionaría las valorizaciones futuras en otras áreas fuera de la Concesión Norte, debido a la considerable variabilidad en el valor de los terrenos según su ubicación.

Por lo tanto, solicita que el Osinergmin considere el costo de los terrenos como parte de las Inversiones Complementarias.

Análisis de Osinergmin

Con relación a lo señalado sobre el principio de predictibilidad, nos remitimos al numeral 3.4.1 del Informe Legal N° 869-2024-GRT donde se concluyó que no existen antecedentes administrativos sobre el caso particular que hayan sido inobservados por el Regulador.

En los casos señalados en el comentario, el costo del terreno de los City Gates se incorporó dentro de las inversiones complementarias porque ambos son rubros del Sistema de Distribución por red de ductos. En el caso de las ED, donde los terrenos preponderantemente son parte de las PSR (Estaciones de Regasificación) y no forman parte del Sistema de Distribución, los costos de terrenos no podrían incluirse en las Inversiones Complementarias al no ser parte del Sistema de Distribución.

Conclusión

Por lo expuesto, no se acoge lo solicitado por la Srta. Cabrera.

7.3 Sobre la Revisión Quinquenal de la Acometida

Comentario y/o Sugerencia N° 55

La Sra. Micaela Milagros Cabrera Correa señala que la propuesta de Osinergmin proyecta incluir un costo anual calculado para este concepto, dividiendo el número total de consumidores residenciales entre cinco (5).

En este contexto, y considerando que los costos operativos de la empresa deben ser proyectados con la mayor precisión posible, y que el mantenimiento y revisión quinquenal de las acometidas debe realizarse cada cinco (5) años para las instalaciones residenciales, solicita que el costo anual de mantenimiento y revisión quinquenal se calcule en función del número real de instalaciones que se espera realizar cada año, basándose en las conexiones residenciales actuales del Primer Plan de Conexiones.

Análisis de Osinergmin

Sobre el comentario, se ha procedido a realizar la proyección de los costos anuales de la Revisión Quinquenal de la Acometida, conforme al perfil de instalaciones residenciales histórico, por lo que corresponde acoger el presente comentario

Conclusión

Por lo expuesto, se acoge lo solicitado por la Srta. Cabrera.

7.4 Sobre los Puntos de Muestreo

Comentario y/o Sugerencia N° 56

La Sra. Micaela Milagros Cabrera Correa indica que el artículo 44 del Reglamento de Distribución establece las condiciones bajo las cuales el Concesionario debe entregar el gas natural a los consumidores. En particular, en lo que respecta a los puntos de muestreo, señala que estos "serán definidos por Osinergmin", y que su definición debe cumplir con las directrices para la toma de muestras estipuladas en las Normas Técnicas correspondientes.

En este contexto, comenta que, dado que la cadena de suministro de la Concesión Norte implica varios eslabones y el uso de dos estados físicos del gas natural (licuado y gasificado), la Sra. Cabrera considera relevante, para el cumplimiento del artículo 44, que los puntos de muestreo para la medición del poder calorífico se ubiquen en las estaciones de distribución (ED) "antes" de que se inyecte el gas natural regasificado a las redes de distribución.

Análisis de Osinergmin

En general, los procesos de licuefacción y regasificación del gas natural en el largo plazo, no alteran el poder calorífico, ni las características químicas originales de este.

La composición y el poder calorífico podrían ser diferentes, pero solo transitoriamente, debido a los porcentajes pequeños y trazas de otros productos más pesados (etano, propano, y más pesados) que conforman el gas natural, y que regasifican a temperaturas diferentes a la del metano (-162 grados C) pero que en el largo plazo y después de repetidos ciclos de carga y descarga de los tanques de almacenamiento, no tienen mayor impacto en la calidad del gas natural que se distribuye. Por otro lado, en el supuesto negado que la calidad del gas tuviera diferencias significativas respecto al poder calorífico, este es un tema que se debe tratar en los contratos de compra del gas natural, y no en la regulación de la distribución por red de ductos, donde incorporar la medición señalada en el comentario haría simplemente más onerosa la prestación del servicio, sin beneficios tangibles para el usuario.

Conclusión

Por lo expuesto, no se acoge lo solicitado por la Srta. Cabrera.

7.5 Sobre el Call Center

Comentario y/o Sugerencia N° 57

La Sra. Micaela Milagros Cabrera Correa sugiere revisar el VAD aprobado para la empresa Hidrandina, que opera en el mismo ámbito geográfico que GdP, con el fin de comparar si el valor reconocido en el VAD de Hidrandina es más eficiente que el contemplado en la propuesta de tarifas publicada en la Resolución 185-2024-OS/CD.

Asimismo, comenta que la propuesta de Osinerghmin establece los costos del Call Center basándose en parámetros como la cantidad de personal, sus costos, el número de llamadas, las llamadas atendidas por día y el tiempo promedio de atención. Sin embargo, destaca que actualmente las empresas de servicios públicos de electricidad y gas natural contratan los servicios de Call Center a empresas externas, lo que ha permitido una mayor eficiencia en el uso de recursos para esta actividad a lo largo del tiempo.

Análisis de Osinerghmin

Respecto a lo señalado sobre el Call Center, se procede a optimizar la determinación de los costos por este servicio con base en valores de mercado.

Para ello, se tienen en cuenta los resultados de la licitación realizada por la empresa Hidrandina por los servicios de atención y gestión del contact center (*call center*) para el grupo Distriluz en el año 2023. Es importante señalar que Hidrandina realiza las actividades de distribución de electricidad en las mismas regiones que conforman la Concesión Norte, por lo que los resultados resultan representativos para la evaluación que se realiza en el marco del presente proceso de regulación de tarifas.

Como resultado de la referida licitación, se adjudicaron los servicios del *call center* por un valor de 23,7 millones de Soles, para la gestión de aproximadamente 3 millones de usuarios en un plazo de 3 años. Con estos resultados, el ratio para la gestión del *call center* asciende a 0,59 USD/cliente.

Otorgar la buena pro del procedimiento de Selección Concurso Público N° 016-2024-HDNA; SERVICIO DE ATENCIÓN Y GESTIÓN DEL CONTACT CENTER PARA EL GRUPO DISTRILUZ EMPRESAS: ENOSA, ENSA, HIDRANDINA Y ELECTROCENTRO, conforme al siguiente detalle:

Item	DETALLE	GANADOR	MONTO ADJUDICADO
1	SERVICIO DE ATENCIÓN Y GESTIÓN DEL CONTACT CENTER PARA EL GRUPO DISTRILUZ EMPRESAS: ENOSA, ENSA, HIDRANDINA Y ELECTROCENTRO	KOBRANZAS S.A.C.	S/ 23,731,103.26

En consecuencia, se optimiza la metodología de determinación de los costos de *call center* con base en valores de mercado y se proyectan los costos anuales con base en un ratio de 0,59 USD/cliente.

Conclusión

Por lo expuesto, se acoge lo solicitado por la Srta. Cabrera.

7.6 Sobre el Derecho de Conexión

Comentario y/o Sugerencia N° 58

La Sra. Micaela Milagros Cabrera Correa destaca que, en las regulaciones previas emitidas por Osinergmin, el valor aprobado del Factor K para la Categoría A2 era igual al de la Categoría A1. Sin embargo, Osinergmin ha establecido un valor de Factor K igual a 3 para la Categoría A2, distinto al utilizado para la Categoría A1.

Dado que ambas categorías incluyen clientes con consumos menores a 300 m³/mes y, según el reglamento, estos clientes están sujetos a las mismas consideraciones, la Sra. Micaela Cabrera solicita a Osinergmin que el Factor K sea igual para ambas categorías.

Análisis de Osinergmin

Respecto del factor K se debe señalar que este es el factor límite que se considera para que una ampliación sea incorporada automáticamente en la Base Tarifaria. Este concepto de “factor límite” debe permitir establecer el principio de igualdad entre usuarios de similares características que exige el Reglamento de Distribución.

Al respecto dado que los consumidores de las categorías A1 y A2 a que se refieren en el comentario tienen la clasificación de consumidor menor (consumos medio mensual menor o igual a 300 m³ mes) según el artículo 63 del Reglamento de Distribución, corresponde que el Factor K para las categorías A1 y A2 tenga el mismo valor.

Conclusión

Por lo expuesto, se acoge lo solicitado por la Srta. Cabrera.

8 Análisis de los Comentarios y/o Sugerencias de la Sociedad Peruana de Hidrocarburos

8.1 Sobre las Tarifas de Distribución

Comentario y/o Sugerencia N° 59

La SPH recomienda a Osinergmin que, al determinar las tarifas de distribución, se tenga en cuenta las particularidades del área de concesión, considerando los siguientes aspectos:

- La naturaleza y los costos reales asociados a la logística del transporte de gas natural licuado (GNL).
- Las características del mercado local, incluyendo los combustibles sustitutos disponibles y las condiciones de la infraestructura existente.
- Los costos derivados de los puestos de trabajo necesarios para cumplir con los requerimientos regulatorios, así como los equipos y vehículos indispensables para garantizar una operación segura y eficiente.

Asimismo, comentan que estos costos deberían reflejar las características reales de la operación y las exigencias normativas aplicables, siendo esenciales para asegurar la sostenibilidad del servicio en la zona de concesión.

La SPH insta a Osinergmin, que las tarifas se establezcan sobre la base de análisis técnicos detallados, que tomen en cuenta las particularidades del contexto y aseguren la transparencia y objetividad en todo el proceso regulatorio.

Análisis de Osinergmin

En relación al análisis de este comentario, nos remitimos numeral 3.5 del Informe Legal N° 869-2024-GRT donde se concluye que, Osinergmin ha elaborado el Proyecto de Resolución en cumplimiento del Reglamento de Distribución y bajo el principio de eficiencia, empleando la metodología de la Empresa Modelo Eficiente. Por tanto, con relación a que las tarifas deberían reflejar los costos reales del Concesionario, cabe indicar que el marco normativo impide reconocer costos ineficientes debido a la naturaleza

monopólica del servicio, protegiendo a los usuarios de trasladar posibles ineficiencias empresariales.

Por otro lado, el Regulador ha garantizado la transparencia y objetividad del proceso regulatorio cumpliendo con cada una de las etapas y mecanismos de transparencia y participación contemplados en la Ley N° 27838 y el Procedimiento de Fijación de Tarifas. Así, se realizaron audiencias públicas, análisis técnicos-económicos motivados, se otorgaron plazos para absolución de observaciones y presentación de comentarios.

Adicionalmente, se han realizado visitas *in situ* a las localidades de Cajamarca, Huaraz, Chimbote, Trujillo y Chiclayo, así como visitas técnicas a las instalaciones operadas por GdP. Estas visitas han permitido recopilar información relevante sobre aspectos operativos y regulatorios específicos del área de concesión, lo cual ha sido utilizado como insumo clave en el diseño de la Empresa Modelo Eficiente.

Por lo tanto, los cuestionamientos sobre falta de transparencia o consideración de las particularidades carecen de sustento técnico y legal, ya que Osinergmin ha cumplido con todas las disposiciones normativas y adoptado medidas concretas para abordar estos aspectos.

Conclusión

Por lo expuesto, no se acoge lo solicitado por la SPH.

9 Análisis de los Comentarios y/o Sugerencias de Gas Peruano

9.1 Sobre las Inversiones en Casma

Comentario y/o Sugerencia N° 60

La empresa Gas Peruano señala que, en el marco del proceso regulatorio de tarifas de distribución de gas natural para la Concesión Norte 2025-2028, a través del registro N° 3861121 ha notificado a la Dirección General de Hidrocarburos (DGH) del MINEM su propuesta para implementar un proyecto de suministro de GNC y/o GNL en el distrito y provincia de Casma. Indica que el área prevista para dicho proyecto se encuentra dentro de la zona de la Concesión Norte. Esta solicitud se presenta en conformidad con lo dispuesto en el artículo 10 del Decreto Supremo N° 063-2005-EM, que faculta a la DGH a autorizar el abastecimiento de GNC y/o GNL en áreas sin concesión vigente, mediante redes que abastezcan diversos puntos de consumo.

Por lo anterior, la empresa Gas Peruano solicita a Osinergmin confirmar si GdP ha presentado su intención de realizar inversiones en el distrito y provincia de Casma, con el propósito de llevar a cabo la distribución de gas natural dentro del proceso regulatorio de tarifas correspondiente a la Concesión Norte 2025-2028.

Análisis de Osinergmin

Al respecto, se debe señalar que los alcances del proyecto de Gas Peruano no corresponden a las acciones que se desarrollan en la presente etapa del proceso tarifario.

Sin perjuicio de lo antes señalado, se debe señalar que la Concesión Norte abarca los departamentos de Áncash, La Libertad, Lambayeque y Cajamarca. Ahora bien, siendo que la provincia de Casma pertenece al departamento de Ancash, GdP por tanto tiene la exclusividad de brindar el servicio de distribución por red de ductos en dicha provincia.

En relación a la aplicación del artículo 10 del Decreto Supremo N° 063-2005-EM, referido a desarrollar redes hacia varios puntos de consumo con autorización de la DGH, existen dos situaciones: i) es aplicable en zonas en las que no se haya otorgado una concesión, lo cual no es el caso en la provincia de Casma, o ii) no exista infraestructura para brindar el

suministro de gas natural en la zona y contar con el consentimiento del Concesionario, lo cual para el caso en análisis no se ha remitido evidencia.

Por otro lado, respecto a la confirmación si GdP plantea realizar inversiones en el distrito y provincia de Casma, se debe señalar que, de acuerdo con el Plan Quinquenal Inversiones propuesto y que cuenta con la conformidad del Minem, no se prevé ejecutar inversiones en dicha localidad.

Conclusión

Por lo expuesto, no se acoge lo solicitado por Gas Peruano.

9.2 Sobre las Inversiones en Casma

Comentario y/o Sugerencia N° 61

La empresa Gas Peruano consulta a Osinergmin si se están evaluando las inversiones de GdP para la construcción y operación de redes de distribución de gas natural en el distrito y provincia de Casma, en el contexto del proceso regulatorio de tarifas de distribución de gas natural para la Concesión Norte 2025-2028.

Análisis de Osinergmin

Respecto a que si el Plan Quinquenal de Inversiones que se propone en la Resolución 185 considera redes de distribución en el distrito y la provincia de Casma, se debe señalar que, Osinergmin aprueba dicho plan sobre la base de la propuesta del concesionario que tenga la conformidad del Minem. En ese sentido, dado que el Concesionario no ha propuesto redes distribución en Casma, el Plan Quinquenal Inversiones que apruebe Osinergmin no presentará redes en Casma.

Conclusión

Por lo expuesto, no se acoge lo solicitado por Gas Peruano.