

Preparado para:



Contugas
Grupo Energía Bogotá

PROPUESTA TARIFARIA 2022-2026

Respuesta a las Observaciones a la Propuesta Tarifaria
presentada por Contugas S.A.C. para el periodo 2022-2026

Contenido

1. Introducción	6
2. Respuesta las observaciones.....	6
2.1. Informe N° 0700-2021-GRT.....	6
2.2. BAESNo052-2021	70
2.3. 02 211028-Observaciones al Estudio de Contugas – CAASA	73
2.4. 03 Observaciones al Estudio de Contugas - Exalmar 20211028.....	74

Índice de Tablas

Tabla 1: Valores de tipo de cambio empleados. Fuente: Banco Central del Perú.	7
Tabla 2: Detalle de los nuevos clientes por nivel socioeconómico (incorpora ajuste solicitado por Osinergmin).....	15
Tabla 3: Plan trimestral de ejecución de redes.....	29
Tabla 4: Metrado reportado en el VNR.....	31
Tabla 5: Metrado reportado en propuesta tarifaria – Hoja 54.....	31
Tabla 6: Detalle longitud tubería de conexión.....	34
Tabla 7: Longitud Horizontal de Tuberías de Conexión.....	34
Tabla 8: Longitud Total de Tuberías de Conexión.....	34
Tabla 9: Estructura de costo de personal propuesta por Contugas.....	40
Tabla 10: Estructura de costo de personal propuesta por Osinergmin para el proceso 2018-2022 para Calidda.....	40
Tabla 11: Comparación relevancia de los costos de personal de Adm y Com.....	40
Tabla 12: Inversiones identificadas como crecimiento vegetativo. Fuente: Modelo Tarifario RTI 22-26 – Propuesta Tarifaria.....	47
Tabla 13: Valorización Base Inicial (año 2021). Fuente: TUD 2022-2026 CONTUGAS.....	47
Tabla 14: Valorización de la Base Inicial empleada como insumo del cálculo tarifario. Fuente: Modelo Tarifario RTI 22-26 – Propuesta Tarifaria.....	47
Tabla 15: Inversiones anuales de expansión previstas en el PQI. Fuente: TUD 2022-2026 CONTUGAS.....	48
Tabla 16: Inversiones presentadas en la memoria de cálculo de la propuesta tarifaria. Fuente: Modelo Tarifario RTI 22-26 – Propuesta Tarifaria.....	48
Tabla 17: Inversiones complementarias desagregadas por tipo de activo. Fuente: VNR.....	50
Tabla 18: Fuente precios de combustibles alternativos.....	54
Tabla 19: Comparación de los costos de contraste del medidor con el valor de su reemplazo.....	71

Índice de Figuras

Figura 1 : Cantidad de usuarios a incorporar en el PQI. Fuente: PQI.....	16
Figura 2: Detalle de clientes potenciales sobre red gasificada. Fuente: PQI.....	17
Figura 3: Comentario realizado al PQI presentado por Contugas.....	18
Figura 4 Detalle de la penetración del servicio de distribución de gas natural medido sobre los clientes potenciales sobre red proyectada.....	18
Figura 5: Sustento de costos requeridos.....	30
Figura 6: Rendimientos de la excavación.....	33
Figura 7: Plancheta característica de la conexión residencial.....	35

Figura 8: Detalle de los montos asociados a las cuentas "equipo de comunicación". Fuente: Archivo VNR.....	36
Figura 9: Muestra de empresas citadas por Osinergmin por la observación.	38
Figura 10: Tarifas media por categoría.	44
Figura 11: Evolución de las tarifas media para las distintas categorías.	45
Figura 12: Porcentajes de ahorros generados por la tarifas medias por categoría.	45
Figura 13: Inversión anual incluida en el PQI. Fuente: PQI 2022-2026 CONTUGAS v2.....	46
Figura 14: Detalle de inversiones complementarias. Fuente: TUD 2022-2026 CONTUGAS.....	47
Figura 15: Detalle de inversiones complementarias o de comercialización. Fuente: TUD 2022-2026 CONTUGAS.....	48
Figura 16: Definición de inversiones complementarias. Fuente: TUD 2022-2026 CONTUGAS.....	50
Figura 17: Proyección OPEX detallada en el modelo tarifario. Fuente: Modelo Tarifario RTI 22-26 - Propuesta Tarifaria.....	51
Figura 18: Proyección de OPEX empresa de referencia. Fuente: Empresa Referencia – OPEX.....	51
Figura 19: Porcentajes de ahorro propuestos para el diseño tarifario. Fuente: TUD 2022-2026 CONTUGAS.....	52
Figura 20: Porcentajes de ahorro propuestos para el diseño tarifario. Fuente: Modelo Tarifario RTI 22-26 – Propuesta Tarifaria.....	52
Figura 21: Pliego tarifario de Contugas de Noviembre del 2021.	57
Figura 22: Precios de los equipos empleados en la determinación de los cargos de ISH.....	65

Glosario

CAASA: Aceros Arequipa S.A.

CC: Capacidad reservada.

CI: Consumidores independientes.

CMT: Costo Medio de Transporte;

COB: Cobertura del servicio de agua canalizado.

COVID: Enfermedad producida por el virus SARS-CoV-2,

EGASA: Empresa de Generación Eléctrica de Arequipa S.A.C.;

EGESUR: Empresa de Generación Eléctrica del Sur S.A.C.;

DGH: Dirección General de Hidrocarburos;

FC: Factor de carga.

FISE: Fondos de Inclusión Social Energético.

GE: Generación Eléctrica;

GNV: Gas Natural Vehicular;

IH: Índice de Hacinamiento.

INEI: Instituto Nacional de Estadísticas y Censos.

IP: Instituciones Públicas;

IPE: Instituto Peruano de Economía.

Km: Kilómetros;

MEM: Ministerio de Energía y Minas;

ML: Metro lineal;

OSINERGMIN: Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minería;

PBI: Producto Bruto Interno

PE: Polietileno;

PMG: Precio Medio del Gas;

PQI: Plan Quinquenal de Inversión;

USD: dólares estadounidenses;

VNR: Valor Nuevo Reemplazo;

1. Introducción

El presente documento contiene la respuesta a las observaciones formuladas por Osinergmin y otros agentes a la propuesta tarifaria presentada por Contugas en el marco del proceso de fijación de las tarifas de distribución de gas natural por red de ductos en Ica para el período 2022-2026.

El documento contiene las respuestas a las observaciones realizadas por Osinergmin, la Consultora BAES y los usuarios CAASA y Exalmar contenidas en los siguientes documentos:

- INF-0700-2021-GRT_Obs_Propuesta_Tarifaria_v16
- 01 BAESNo052-2021 Comentarios BAES Proceso Tarifario Contugas 2022 2026
- 02 211028-Observaciones al Estudio de Contugas – CAASA
- 03 observaciones al Estudio de Contugas - Exalmar 20211028.

La respuesta a las observaciones se presenta discriminadas por documento y temática.

2. Respuesta las observaciones

2.1. Informe N° 0700-2021-GRT

Observación 1

Se ha verificado que la Propuesta Tarifaria no se encuentra acompañada del PQI ni del pronunciamiento del MINEM, a través de la DGH del referido plan, tal como lo exige el numeral 10.1 de la Norma de Estudios Tarifarios. Cabe señalar que, a la fecha del envío de su Propuesta Tarifaria, el MINEM aún no había dado su conformidad al PQI y por otro el Osinergmin tampoco había emitido su informe respecto del pronunciamiento sobre aspectos regulatorios y supervisión del PQI, es necesario que en la revisión de su Propuesta Tarifaria el Concesionario recoja el pronunciamiento efectuado por ambas instituciones mediante el Informe Técnico Legal N° 264-2021-MINEM/DGH-DGGN-DNH (Anexo N° 1), Informe Técnico Legal N° 607-2021-GRT y el Informe Técnico Legal N° 695-2021-GRT.

Respuesta:

Se incorpora como documentación anexa el pronunciamiento de la DGH (en representación del MEM) sobre el PQI 2022-2026 presentado por Contugas.

Al respecto, informamos que con Oficio N° 1811-2021-MINEM/DGH del 7 de octubre de 2021 la Dirección General de Hidrocarburos remitió el Informe Técnico Legal N° 264-2021-MINEM/DGH-DGGN-DNH en el cual se concluye que la propuesta del Plan Quinquenal 2022-2026 presentada por Contugas se encuentra alineada con la Política Energética Nacional. Adjuntamos el documento a la presente.

Cabe agregar que es también conclusión del MINEM que, con su nueva propuesta Contugas ha incrementado en 201% la proyección de usuarios residenciales y en 181% la proyección de kilómetros redes PE a ejecutar respecto a la propuesta inicial del Plan. Asimismo, que la nueva propuesta de nuestra compañía estima un promedio anual de 4,139 nuevos usuarios residenciales, valor que supera el promedio de usuarios contenidos en el Anexo 2 del Contrato de Concesión (PMC) 3,675.

Observación 2

Se solicita que la Propuesta Tarifaria incluya los contratos de volúmenes de gas y de capacidad de transporte contratados con sus proveedores.

Respuesta:

Se incorporan los contratos de volúmenes de gas y de capacidad de transporte que posee Contugas.

Observación 3

La información de los cálculos contenidos en tablas, cuadros y gráficos presentados en la Propuesta Tarifaria, deben ser incluidos como reportes de información relevante dentro del Modelo Tarifario (MS Excel), concordante con la numeración y rótulo utilizados en la Propuesta Tarifaria, a efectos de facilitar su identificación y trazabilidad.

Respuesta:

Contugas ha buscado ser lo más transparente posible en cuanto a la metodología de estimación de cada una de las variables que impactan en las tarifas propuestas enviando a Osinergmin además del informe de respaldo, las memorias de cálculo separadas por ítem.

Contugas entiende que las tablas son trazables y poseen el detalle suficiente para asegurar su rastreabilidad, sin embargo, se incorpora al informe el documento o herramienta de origen de cada tabla.

Observación 4

La Propuesta Tarifaria no señala el tipo de cambio utilizado en la conversión a moneda extranjera de los materiales nacionales, mano de obra nacional, entre otros aspectos que requieren dicha conversión. En ese sentido, se solicita se precise el tipo de cambio utilizado y la metodología para su determinación, especificando la fecha de su cálculo y la fuente información respectiva.

Respuesta:

Se utilizó el promedio de los valores de tipo de cambio diarios tipo interbancario de compra y venta del año 2020 del Banco Central de Perú:

Tabla 1: Valores de tipo de cambio empleados. Fuente: Banco Central del Perú.

TC Interbancario (S/ por US\$) - Compra	TC Interbancario (S/ por US\$) - Venta	Promedio
3.494	3.498	3.50

Observación 5

Se solicita al Concesionario que su Propuesta Tarifaria presente los valores numéricos finales de los resultados, considerando un redondeo a cuatro decimales para el caso del Pliego Tarifario y a dos decimales para el caso de los Cargos Complementarios.

Respuesta:

Se ajustarán los formatos numéricos conforme a lo requerido por Osinergmin.

Observación 6

Se solicita al Concesionario que realice una revisión de la consistencia (unidades, parámetros, cifras, títulos, etc.) utilizados en el Modelo Tarifario y/o el documento de su Propuesta Tarifaria. A continuación, como ejemplo se señala algunos que consideramos relevantes:

En la Figura 14 se presenta las unidades de “MWh” del eje “y” en lugar del número de clientes.

En las Tablas 33 y 34 se presentan las mismas cifras, siendo que la Tabla 33 debe mostrar el número de clientes y la Tabla 34 los volúmenes de gas natural.

En la Tabla 36 referida al año 2021, se señala contar con 6 clientes GE, mientras que en el archivo Excel “Proyección demanda” se señala solo 5 clientes.

En la Tabla 49 existe un error en la denominación “Total de inversiones” para cada año del PQI propuesto, debiendo rotularse como inversiones acumuladas.

La Tabla 52 presenta el rotulo de “Comercialización”; no obstante, se ha verificado que el contenido de las cifras corresponde a las anualidades de las Inversiones Complementarias.

En la página 61 de la Propuesta Tarifaria se señala “...costo total de prestación para el periodo 2018-2022”, sin embargo, la Propuesta Tarifaria debe referirse al periodo 2022-2026.

En el archivo Excel “Proyección de Demanda” se ha identificado una incoherencia en las cifras de la proyección de clientes, ya que se señala que para el año 2026 se tiene 159 clientes comerciales, mientras que en la página 29 de la Propuesta Tarifaria se señala 160 clientes comerciales.

En la fórmula de hacinamiento presentada en la página 18, se define las variables “TAUIH” y “TAUN”, sin embargo, se ha verificado que dicha variable a pesar de estar definida no se ha utilizado en el cálculo del parámetro de hacinamiento.

Respuesta:

El concesionario realizó la revisión requerida por Osinergmin.

Observación 7

La Propuesta Tarifaria no presenta niveles de demanda de gas natural acordes con la infraestructura existente, especialmente para el ducto de gas natural de acero de 20" y de aproximadamente 200 km de longitud; y el City Gate de Humay que alcanzó un nivel de capacidad entre 3% y 10%.

Al respecto, debemos señalar que el artículo 110 del Reglamento de Distribución dispone que:

“a) Las inversiones requeridas para la prestación del servicio, sujetos a las restricciones existentes al momento de la instalación.

(...)

Las inversiones señaladas en el inciso a) incluyen el Valor Nuevo de Reemplazo, y la proyección razonable, contenida en el Plan Quinquenal, para abastecer la demanda considerada en el período señalado en el artículo 113 del presente Reglamento.

Para la fijación del Valor Nuevo de Reemplazo (VNR), el Concesionario presentará la información sustentatoria, dividida según el tipo de red, pudiendo el OSINERGMIN rechazar fundamentamente la

incorporación de bienes y costos innecesarios. Para dicha presentación, OSINERGMIN establecerá los plazos, formatos, procedimientos y medios.”

Asimismo, el numeral 21.2 y 27.3 de la Norma de Estudios Tarifarios señalan lo siguiente:

“(…)

21.2. 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.”

“(…)

27.3. El primer paso para definir la estructura tarifaria es determinar las anualidades del VNR que serán incorporadas en el periodo de regulación. Para ello se tomarán las anualidades del VNR del Sistema de Distribución adaptadas a la demanda y que serán recuperadas en un periodo máximo de 30 años. Es facultad de OSINERGMIN rechazar motivadamente la incorporación de bienes y costos innecesarios.”

Por lo antes expuesto, debemos señalar que la normativa vigente establece que Osinergmin debe evaluar la eficiencia de una infraestructura de acuerdo con las necesidades de la demanda que se requiera en la Concesión. En tal sentido, el Concesionario debe sustentar la demanda de gas natural que conlleve a niveles de uso razonables de la infraestructura actual que ameriten su reconocimiento, para lo cual Contugas debe cumplir con los criterios de eficiencia en conformidad a lo señalado en el Reglamento de Distribución y la Norma de Estudios Tarifarios.

Respuesta:

El concepto de eficiencia no se limita al menor costo de una infraestructura requerida para abastecer una demanda instantánea; a diferencia de otros proyectos concesionados, Contugas presenta una particularidad y es que está formado por redes de acero a alta presión que si bien contractualmente forman parte del Sistema de Distribución en la práctica reúnen las características de un Sistema de Transporte y por lo tanto su diseño debe estar alineado con el suministro a largo plazo; traemos a colación el caso del gasoducto de transporte de TGP cuyo diseño proyectó infraestructura a largo plazo; acotamos que este proyecto no hubiera sido viable sin la aplicación de mecanismos como Ingresos Mínimos Garantizados con la Garantía de Red Principal, mismo beneficio que también recibió el concesionario de distribución de gas natural por red de ductos de Lima y Callao (Calidda).

La justificación de nuestro diseño a largo plazo se remonta a los escenarios de demanda establecidos en el Contrato de Concesión y sustentados en el informe Nro. 080-2009-GART donde se consideró el escenario más optimista, que incluía desde Generadoras hasta una planta Petroquímica; como lo hemos mencionado nuestro diseño es de largo plazo y consideró adicionalmente los factores de impacto en la zona de construcción, cuyo objetivo fue minimizar la intervención en dichas zonas donde el impacto ambiental y los costos de tendido son elevados; este tipo de construcciones no son comparables con un sistema de redes donde las construcciones incrementales si se pueden realizar en

diferentes oportunidades; lo que no sucede en nuestro caso dado que para un sistema con características de transporte el uso diámetros reducidos o instalaciones de loops son claros ejemplos de ineficiencia.

De acuerdo con el numeral 21.1 del artículo 21 de la Resolución de Consejo Directivo Nro. 659-2009-OS/CD que establece que:

Artículo 21º.- Diseño de la Red

21.1. El diseño de la red de distribución debe abarcar el Plan Quinquenal de expansión del concesionario. Además, la red debe ser capaz de suministrar gas natural a los clientes potenciales de la zona y cubrir su proyección de demanda por el periodo de 20 años.

Uno de los estándares más comunes para la evaluación de la eficiencia de la inversión utilizados por el regulador es la “Revisión prudente”¹, en este estándar el regulador audita las inversiones según el criterio de **si fueron realizadas con suficiente prudencia en el momento de la inversión con la información que estaba disponible en ese momento**; solo las inversiones en las que se haya incurrido de manera imprudente al principio se excluyen de la base de tarifas.

El estado peruano es promotor de la masificación del gas natural, objetivo fijado en la Política Energética Nacional del Perú 2010 – 2040 y para lo cual el gobierno nacional remitió recientemente al Congreso de la República un proyecto de Ley con medidas destinadas a dicho fin.

En este sentido, es importante que Osinergmin en su rol de organismo regulador y fiscalizador del sector actúe en consonancia con dicho objetivo enviando a los concesionarios, señales adecuadas que promuevan la inversión requerida para la expansión del sector.

Osinergmin debe cumplir con lo establecido en el artículo 109 del Reglamento de Distribución, que determina que la anualidad del VNR debe “garantizar” la recuperación y remuneración (rentabilidad) de las inversiones realizadas por el concesionario para prestar el servicio de distribución.

Artículo 109.- La anualidad del Valor Nuevo de Reemplazo de las inversiones representa la retribución anual que garantice la recuperación y la rentabilidad de las inversiones destinadas a prestar el servicio de distribución. Dicha anualidad será calculada tomando en consideración la tasa de actualización y un Período de recuperación de hasta treinta (30) años, según lo defina la CTE

La distribución de gas natural, a diferencia de otros servicios públicos, requiere una visión de largo plazo. La complejidad y, en el caso particular de Contugas, la extensión de las obras de expansión obliga a un dimensionamiento concebido para el largo plazo, en línea a lo establecido en el artículo 113 del reglamento de distribución que fija un horizonte de 20 años.

¹ Regulatory Risk and The Cost of Capital by Burkhard Pedell

Artículo 113.- La demanda de los Consumidores será calculada a partir de la proyección de los consumos de las distintas categorías de Consumidores, elaborada por el Concesionario para un período de veinte (20) años y aprobada por OSINERGMIN.

La aplicación por parte de Osinergmin de los numerales 21.2 y 27.3 de la Norma de Estudios Tarifarios conforme a lo indicado por el propio organismo en la observación 7 Informe N° 0700-2021-GRT resultaría contraria al objetivo de masificación del gas natural promovido por el estado nacional ya que enviaría a Contugas y a los restantes concesionarios de distribución de gas natural por red de ductos una señal contraria a la inversión de expansión que requiere una visión de largo plazo. El reconocimiento de una inversión adaptada a la demanda de corto plazo, solo impulsaría obras de alcance reducido y cuya demanda este “garantizada”, lo cual habitualmente no ocurre ya que en el sector de gas natural no hay una ley que establezca una obligación de conectarse al servicio.

Adicionalmente la aplicación del criterio expuesto por Osinergmin en la observación 7 sería contraria a lo establecido en el artículo 109 del Reglamento ya que el concesionario no tendría una remuneración adecuada de sus inversiones.

Esto agravado en el caso particular de Contugas en donde como se indicó, la inversión se realizó para abastecer uno de los escenarios de demanda establecidos en el Contrato de Concesión y sustentados por el propio Osinergmin en el informe Nro. 080-2009-GART.

Observación 8

La Propuesta Tarifaria debe ser desarrollada de tal forma que permita evaluar e identificar claramente las proyecciones de clientes y demanda en las zonas de redes existentes, así como las proyecciones de clientes y demanda en las zonas de expansión de redes. En ambos casos (demanda y clientes), el mercado debe ser segmentado y asignado a cada categoría tarifaria propuesta, en cumplimiento del artículo 17 y 18 de la Norma de Estudios Tarifarios.

Respuesta:

Contugas presenta dicha información en las tablas 41, 42 y 43. Si bien Contugas proyecta la demanda por mercado empleando criterios econométricos, posteriormente indica los criterios de segmentación por categoría y presenta los valores finales de la demanda por categoría tarifaria.

Observación 9

La Propuesta Tarifaria debe presentar la demanda proyectada a 20 años utilizada para sustentar la capacidad del diseño del sistema de distribución de baja presión, tal como lo establece el numeral 21.1 del artículo 21 de la Norma de Estudios Tarifarios, así como el artículo 113 del Reglamento de Distribución.

Respuesta:

Considerando que las tarifas que se pretenden definir tienen una vigencia de 4 años desde el año 2022 al año 2026 y que el PQI comprende 5 años hasta el final del año 2026, no se entiende porque Osinergmin solicita que se presente la proyección de la demanda a 20 años, la cual no tiene ningún

impacto en el presente proceso y no permite verificar el requerimiento normativo que menciona Osinergmin en la observación.

Resulta importante indicar que el requerimiento realizado entra en contradicción con la observación 7 del propio Osinergmin, en donde menciona que la propuesta tarifaria no presenta niveles de demanda de gas natural acordes con la infraestructura existente, por lo que no se entiende cual criterio debe primar en el diseño de redes en el sentido de considerar la demanda potencial o a largo plazo o solamente la demanda de corto plazo.

Como indica, Osinergmin el artículo 21.1 del “Procedimiento para la Elaboración de los Estudios Tarifarios sobre Aspectos Regulados de la Distribución de Gas Natural” establece que la red debe ser capaz de cubrir la proyección de demanda por el período de 20 años.

“El diseño de la red de distribución debe abarcar el Plan Quinquenal de expansión del concesionario. Además, la red debe ser capaz de suministrar gas natural a los clientes potenciales de la zona y cubrir su proyección de demanda por el periodo de 20 años.”

Por lo tanto, Osinergmin debe considerar este criterio normativo en la actuación derivada de la observación 7 donde indica que la infraestructura no se ajusta a la demanda actual cuando el procedimiento exige que cubra un horizonte temporal de 20 años.

En ese sentido indicamos que las redes son diseñadas para cumplir con el requerimiento normativo de atender la demanda proyectada para un período de 20 años.

Adicionalmente, Contugas solicita a Osinergmin que aplique este criterio normativo en la valoración de las inversiones.

Observación 10

La Propuesta Tarifaria no presenta claramente el análisis muestral del mercado de consumidores para determinar las áreas de mayor o menor potencial de consumo de gas natural segmentada por actividad económica, tal como está establecido en el numeral 18.2 del artículo 18 de la Norma de Estudios Tarifarios.

Respuesta:

Contugas presentó en su informe de respaldo PQI un relevamiento de proyectos posibles y el criterio de selección de los proyectos finalmente incluidos en el PQI.

Observación 11

En la Propuesta Tarifaria se señala que la demanda de gas natural, ha sido disminuida considerablemente por efecto del Covid-19 y que esta tendrá una recuperación a niveles prepandemia para el año 2024, la cual se basa en información histórica de consumo y datos macroeconómicos. Al respecto, se debe señalar que la proyección del Concesionario plantea un escenario pesimista, el cual difiere de lo informado por el Ministerio de Economía y Finanzas (MEF), cuya proyección² de recuperación a niveles prepandemia se alcanzarían a finales del 2022. En tal sentido, el Concesionario debe revisar las proyecciones del MEF, y de ser el caso realizar los ajustes de la proyección de demanda.

Respuesta:

Osinermin malinterpreta el comentario de Contugas. En el documento de respaldo de la propuesta tarifaria, el concesionario indica que el país se ha visto gravemente afectado por la crisis sanitaria generada por el COVID-19 que ocasionó entre otras cosas una caída del PBI nacional:

“el país se ha visto gravemente afectado por la crisis sanitaria. La misma, implicó una cuarentena estricta y prolongada que ocasionó un descenso del PBI de 11,1% en el 2020”

Posteriormente, en el mismo informe se menciona que la demanda va a tener un crecimiento paulatino:

“..la presente proyección del consumo estimada por Contugas prevé un crecimiento paulatino pero sostenido de la demanda que permitiría en el año 2024 recuperar los valores anteriores a la pandemia.”

De esta manera, se puede verificar que Contugas no sustenta su proyección de demanda en una lenta recuperación del PBI. De hecho, en el mismo documento Contugas detalla que la proyección del PBI de Perú es obtenida de una publicación del Banco Mundial, organismo de referencia mundial. También se debe mencionar que, en el documento de la propuesta tarifaria, Contugas detalla el criterio de proyección de la demanda usada en cada sector siendo el PBI una de las fuentes de información y no la única.

Observación 12

Respecto a los consumos unitarios utilizados para determinar el volumen de gas natural, la evaluación del consumo unitario residencial estaría considerando la demanda total entre el número de clientes. Se solicita al Concesionario identificar los clientes que consumen cero (0,0 m³/mes) en los últimos 6 meses de la información utilizada y retirarlos de la evaluación. Se debe señalar que, su inclusión distorsiona el valor promedio del consumo unitario de gas natural por cliente residencial, ya que se espera que los nuevos clientes a conectar consuman gas natural de forma permanente.

Respuesta:

Contugas para dicha estimación empleó una base de facturación que solo contiene usuarios activos a la fecha de corte (diciembre del año 2019), por lo que no resulta adecuado excluir usuarios con consumos nulo, porque se estaría afectando la representatividad de la muestra.

Por otro lado, se debe indicar que el consumo unitario empleado en la proyección está basado en el promedio del valor registrado en los últimos 3 años y no un valor mensual único.

También se debe indicar que Contugas excluyó de la muestra los datos del año 2020 por el efecto que ha tenido la pandemia en los consumos y morosidad de los usuarios residenciales.

En el caso de que Contugas excluya los usuarios que hayan consumido 0 en los últimos 6 meses para el cálculo del consumo unitario, los debería excluir de la proyección de la cantidad de usuarios residenciales lo que terminará compensando el ajuste por el lado del consumo unitario.

La consulta resulta tendenciosa porque solo se pretende que se excluyan dichos usuarios del consumo unitario, pero no de la cantidad.

Observación 13

Respecto al número de clientes residenciales proyectados de la Propuesta Tarifaria (Tabla 2), se observa que no es concordante con la cantidad de clientes propuestos en el PQI (Tabla 19 a Tabla 22). En ese sentido, el Concesionario debe mantener la congruencia entre ambos documentos en lo referido a los clientes a conectar.

Respuesta:

La cantidad de clientes residenciales indicados en la tabla 2 corresponde únicamente a la proyección basada en la evolución histórica y que se corresponde con la conexión de usuarios sobre red existente. La demanda total de la categoría tarifaria A se conforma con la cantidad de clientes de la tabla 2, la tabla 3 y los indicados en la sección Plan quinquenal de inversiones del informe TUD 2022-2026 CONTUGAS (Tabla 33 y Tabla 35).

Por lo tanto, no se debe comparar la tabla 2 con la expansión propuesta en el PQI ya que esta solo representa una porción de la expansión total prevista por Contugas para dicho segmento.

Observación 14

Respecto a utilizar las viviendas con servicio de agua potable para la proyección de los clientes potenciales, se debe señalar que en este servicio típicamente se otorga un suministro de agua al lote, el mismo que podría estar conformado por más de un predio. Se solicita al Concesionario considerar como una fuente adicional para su proyección el número de clientes eléctricos, el desarrollo del mercado inmobiliario, así como la cantidad de clientes que consumen GLP, u otro parámetro que permitiría identificar un mercado de consumidores potenciales de gas natural.

Respuesta:

Se considera que la cantidad de viviendas con servicio de agua potable es un indicador adecuado de la potencialidad del servicio de gas natural. Dado que el servicio de agua potable requiere una infraestructura similar a la del gas natural, se considera un mejor valor de referencia que el servicio de energía eléctrica.

La metodología adoptada es adecuada dado que el servicio más afín al de distribución de gas natural por red es el servicio de agua potable por ser también un negocio de redes subterráneas.

Observación 15

Respecto a la identificación de los niveles socioeconómicos de los nuevos clientes residenciales, se observa que la Propuesta Tarifaria no presenta un desagregado por distrito ni por nivel socioeconómico; por ello se solicita al Concesionario presentar una tabla con el número de clientes

proyectados en cada año, segmentados por distrito y por nivel socioeconómico definido por el INEI (Alto, Medio Alto, Medio, Medio Bajo y Bajo).

Respuesta:

Se detalla la cantidad de usuarios residenciales (tipo A1) a incorporar por distrito y estrato socioeconómico. La presente tabla incorpora los ajustes al PQI realizado por Contugas a partir del requerimiento de Osinergmin de modificar la ventana temporal del PQI de mayo del 2022 a Diciembre del “026.

Tabla 2: Detalle de los nuevos clientes por nivel socioeconómico (incorpora ajuste solicitado por Osinergmin).

Proyecto	DISTRITO	Provincia	NIVEL SE	2022	2023	2024	2025	2026
Centro de Ica	Ica	Ica	Medio	400	80	-	-	-
José Olaya	Ica	Ica	Medio	180	-	-	-	-
Villa Sol	Chincha Alta	Chincha	Medio-bajo	250	-	-	-	-
Acomayo	Ica	Ica	Medio	790	485	-	-	-
Sunampe	Sunampe	Chincha	Medio bajo - Bajo	-	1,300	1,100	2,300	-
Santiago	Santiago	Ica	Medio - bajo	-	1,055	1,100	1,800	1,574
Tupac Amaru	Tupac Amaru	Pisco	Medio bajo - Bajo	-	-	-	194	526
TOTAL				1,620	2,920	2,200	4,294	2,100

Observación 16

Respecto a la metodología de proyección descrita en su Propuesta Tarifaria, se observa que esta discrepa de la utilizada en el modelo tarifario, ya que de la revisión del archivo Excel “Proyección de Demanda”, en la hoja de cálculo “curvas tipo”, la metodología utilizada para la proyección de clientes corresponde a una metodología basada en una proyección de valores “vegetativos”. Se solicita al Concesionario revisar y sustentar detalladamente la metodología efectivamente aplicada para la proyección del número de clientes residenciales en redes existentes y señalar en la Propuesta Tarifaria la metodología realmente aplicada. Asimismo, se observa que, al utilizar una metodología de proyección basada en valores vegetativos, se ha descartado un gran mercado de clientes potenciales en las localidades que cuentan actualmente con redes existentes, esto se evidencia en el archivo Excel “Proyección de Demanda” donde se muestra que Ica contaría con 44 968 clientes potenciales, Chincha Alta contaría con 21 801 clientes potenciales, Pueblo Nuevo contaría con 16 890 clientes potenciales, entre otras localidades.

Respuesta:

En la proyección de la demanda propuesta por el concesionario el término “vegetativo” hace referencia a los usuarios que se conectan sobre la red existente a la fecha, es decir aquellos que no requieren el desarrollo de una red externa o de distribución para conectarse.

Tal como se indicó en el PQI, Contugas prevé conectar para el período 06/2021 al 06/2026, 7,537 nuevos usuarios residenciales y comerciales², lo que representa un 12.1% de la cantidad de usuarios residenciales y comerciales existentes en el año 2020.

Figura 1 : Cantidad de usuarios a incorporar en el PQI. Fuente: PQI

Tabla 6: Resumen de las principales variables del PQI 2022-2026 en redes existentes.

Concepto	2°Sem 2021	2022	2023	2024	2025	1°Sem 2026
Incremento clientes A y B [#]	1,091	2,791	1,142	1,000	1,004	509
Total clientes incorporados A y B [#]	1,091	3,882	5,024	6,024	7,028	7,537
Incremento Volumen [m3/año]	47,041	796,409	161,360	181,323	168,374	167,830
Total volumen [Miles m3/año]	47,041	843,450	1,004,810	1,186,133	1,354,507	1,522,337
Incremento Km de red [Km]	7.6	19.5	8.0	7.0	7.0	3.6
Total red acumulada [Km]	7.6	27.2	35.2	42.2	49.2	52.8
Inversión anual [USD DIC 2020]	344,500	881,301	360,604	315,765	317,028	160,724
Total inversión [USD DIC 2020]	344,500	1,225,800	1,586,404	1,902,169	2,219,198	2,379,922

En lo que respecta al número de usuarios potenciales, el mismo representa la totalidad de viviendas que podrían acceder al servicio de gas natural (obtenido como un proxy de las viviendas que cuentan con el servicio de agua por red) en el distrito de la concesión.

Se debe aclarar que dicha cantidad no representa la totalidad de usuarios que cuentan con red de distribución de gas natural próxima, esa cantidad (clientes potenciales sobre red gasificada) fue informada en el PQI y es el monto sobre el cual se estimó la cantidad de usuarios a conectar.

² A partir de la observación realizada por Osinergmin de considerar el plazo del PQI desde Mayo del 2022 a Diciembre del 2026, la cantidad de usuarios residenciales y comerciales que se incorporarían sobre red existente es de 6,446.

Figura 2: Detalle de clientes potenciales sobre red gasificada. Fuente: PQI.

Tabla 1: Clientes potenciales sobre red existente por estrato socioeconómico.

	SIN ESTRATO	ESTRATIFICACIÓN FISE				ALTO	Total general
		BAJO	MEDIO BAJO	MEDIO	MEDIO ALTO		
CHINCHA	215	60	1372	2310	2360	72	6389
ICA	199	96	1537	5197	6034	2692	15755
MARCONA	1132						1132
NASCA	13	8	330	754			1105
PISCO	183	8	751	1845	2765	466	6018
Total general	1742	172	3990	10106	11159	3230	30399

Resulta importante que Osinergmin no confunda el universo de usuarios en el área de concesión con el potencial de usuarios que pueden conectarse al servicio que son aquellos que cuentan con red de distribución próxima.

Los objetivos de penetración del 80% fijado por norma hace mención a los usuarios próximos a la red, no a la totalidad de viviendas en el área de concesión.

Considerar que a partir de la Observación 114 realizada por Osinergmin en el Informe N° 0700-2021-GRT, los valores presentados se modificaron para adaptarse a dicho requerimiento.

Observación 17

Respecto del número de clientes que harán uso de los recursos de fondo FISE, se observa que en el archivo Excel “Proyección Demanda”, hoja de cálculo “Res con fondos FISE”, se utiliza un factor de incremento de 270% aplicado a la incorporación de clientes de su proyección inicial en redes existentes para determinar el número de clientes que tendrá este beneficio. Se solicita al Concesionario que tome en consideración el uso de recursos FISE (Bonogas) para las nuevas zonas de expansión. Así como, debe sustentar el factor de incremento.

Respuesta:

Se indica a Osinergmin que la proyección de clientes sobre nuevas redes o proyectos de expansión de red informadas por Contugas en el PQI consideran la disponibilidad de recursos del fondo FISE para el financiamiento de la red interna.

En el caso particular de la proyección de clientes sobre red existente se hace la salvedad de discriminar el impacto del incentivo, dado que esta cantidad adicional se incluyó en la revisión del PQI por el comentario realizado por la DGH/MEM a la primera versión del PQI (Informe Técnico Legal n° 0193-2021-MINEM/DGH-DGGN-DNH), que indicaba a Contugas considerar el impacto del beneficio del financiamiento de la instalación interna en los usuarios residenciales con recursos del FISE.

Figura 3: Comentario realizado al PQI presentado por Contugas.

3.4.19. Por tanto, teniendo en consideración que a través de los programas financiados con recursos del FISE, así como la aplicación del Mecanismo de Promoción, se cuenta con herramientas para impulsar el acceso al servicio público de gas natural por red de ductos, el Plan Quinquenal 2022-2026 debe contemplar una expectativa de crecimiento mayor a las exigidas en el Plan Mínimo de Cobertura y acorde con la cifra de conexiones que a la fecha viene ejecutando Contugas.

Para el caso de los nuevos proyectos, dado que la mayoría se incorporaron para la nueva versión del PQI, Contugas no consideró necesario realizar la discriminación como si se hizo para la expansión sobre red existente.

Es importante indicar que, en los proyectos de expansión detallados en el PQI, Contugas establece un factor de penetración del servicio del 80% considerando los usuarios potenciales sobre red. Esta penetración solo es posible que se logre con la contribución del FISE para el financiamiento de la red interna de los usuarios.

Observación 18

Respecto al Factor de Penetración mínimo de 30% a alcanzar en las redes de expansión (zonas o áreas geográficas) al finalizar el segundo año, de acuerdo con lo dispuesto en el numeral 20.4 del artículo 20 de la Norma de Estudios Tarifarios, la Propuesta Tarifaria no señala su cumplimiento. Se solicita al Concesionario sustentar si está considerando el aspecto señalado u otro valor.

Respuesta:

Como se indicó en el PQI y se detalla en la figura a continuación, Contugas cumple con el factor de penetración mínimo exigido por Norma de Estudios Tarifarios.

Figura 4 Detalle de la penetración del servicio de distribución de gas natural medido sobre los clientes potenciales sobre red proyectada.

Tabla 38: Clientes proyectados nuevos proyectos – Ica.

Distrito	Localidad: Ica	2022	2023	2024	2025	2026
Centro Ica	Clientes potenciales de la malla/distrito	600	600	600	600	600
	Clientes a conectar acumulados	480	480	480	480	480
	Factor de penetración	80%	80%	80%	80%	80%
Santiago	Clientes potenciales de la malla/distrito	6911	6911	6911	6911	6911
	Clientes a conectar acumulados	0	855	1155	3555	5529
	Factor de penetración	0%	12%	17%	51%	80%
Acomayo	Clientes potenciales de la malla/distrito	1594	1594	1594	1594	1594
	Clientes a conectar acumulados	790	1275	1275	1275	1275
	Factor de penetración	50%	80%	80%	80%	80%
José Olaya - Parcona	Clientes potenciales de la malla/distrito	225	225	225	225	225
	Clientes a conectar acumulados	180	180	180	180	180
	Factor de penetración	80%	80%	80%	80%	80%

Tabla 39: Clientes proyectados nuevos proyectos – Pisco.

Distrito	Localidad: Pisco	2022	2023	2024	2025	2026
Tupac Amaru	Clientes potenciales de la malla/distrito	900	900	900	900	900
	Clientes a conectar acumulados	0	0	0	194	720
	Factor de penetración	0%	0%	0%	22%	80%

Tabla 40: Clientes proyectados nuevos proyectos - Chincha

Distrito	Localidad: Chincha	2022	2023	2024	2025	2026
Sunampe	Clientes potenciales de la malla/distrito	7200	7200	7200	7200	7200
	Clientes a conectar acumulados	1300	2400	4700	4700	4700
	Factor de penetración	18%	48%	80%	80%	80%
Villa Sol	Clientes potenciales de la malla/distrito	313	313	313	313	313
	Clientes a conectar acumulados	250	250	250	250	250
	Factor de penetración	80%	80%	80%	80%	80%

Considerar que a partir de la Observación 114 realizada por Osinergmin en el Informe N° 0700-2021-GRT, los valores presentados se modificaron para adaptarse a dicho requerimiento aunque los factores de penetración también cumplen con la normativa indicada.

Observación 19

Respecto a los consumos unitarios utilizados para determinar el volumen de gas natural, la evaluación del consumo unitario comercial estaría considerando la demanda total entre el número de clientes. Se solicita al Concesionario identificar los clientes que consumen cero (0,0 m³/mes) en los últimos 6 meses de la información utilizada y retirarlos de la evaluación. Se debe señalar que, su inclusión distorsiona el valor promedio del consumo unitario de gas natural por cliente comercial, ya que se espera que los nuevos clientes a conectar consuman gas natural de forma permanente.

Respuesta:

Tal como se indicó en la observación 12, la información utilizada para el cálculo excluye los usuarios no activos, por lo que el consumo unitario del segmento comercial resulta válido.

El consumo unitario empleado en la proyección es obtenido como el promedio de los consumos unitarios registrados en los últimos años, por lo que el impacto de clientes activos con consumo 0 es mínimo.

Adicionalmente si esos usuarios se excluyen del consumo unitario también se deberían excluir de la proyección de la cantidad de usuarios.

Observación 20

Respecto al número de clientes comerciales, en el PQI los nuevos clientes comerciales pertenecen a las categorías A2 + B, siendo en conjunto 52 clientes (Tabla 44 del PQI), mientras que, en la Propuesta Tarifaria, los nuevos clientes comerciales solo son 7 (Tabla 36 de la Propuesta Tarifaria). Se solicita al Concesionario corregir las categorías a la que pertenecen los clientes comerciales, asimismo el

Concesionario debe señalar a qué categoría tarifaria pertenecen los clientes comerciales referidos en la Propuesta Tarifaria.

Respuesta:

Tal como se evidencia en el archivo “Proyección Demanda” entregado por Contugas en el marco del proceso de determinación de la tarifa de distribución, los usuarios comerciales catalogados como A2 poseen consumos mensuales menores a 300 m³ al mes y por lo tanto se incorporan en la categoría regulatoria A y no en la categoría B.

Observación 21

Respecto a la información histórica de la demanda de la categoría B presentado en archivo Excel “Proyección demanda”, esta no concuerda con la información registrada en el SICOM. Se solicita al Concesionario revisar la demanda comercial utilizada, a efectos que sea concordante con los datos registrados por el Concesionario en el SICOM. En la siguiente tabla se muestra la diferencia señalada anteriormente donde el Concesionario estaría considerando una demanda menor a la reportada en el SICOM.

Respuesta:

Dado que la información reportada en el SICOM por Contugas corresponde a los valores empleados para facturar el servicio, Contugas optó por emplear para la proyección de la demanda información interna empleada para la elaboración de los reportes financieros auditados.

Esta información contiene los consumos efectivamente realizados por los usuarios y no los valores asociados a su capacidad reservada o Valor mínimo diario que son los que se emplean en la facturación. Adicionalmente esta información se encuentra revisada e incorpora ajustes por reclamos, errores en lectura, etc.

Por este motivo, el concesionario optó por emplear esta información.

Observación 22

En la Propuesta Tarifaria el Concesionario señala que la proyección de clientes comerciales se hizo “(...) considerando su relación con los clientes residenciales totales y mediante una regresión econométrica (...)”. Al respecto, se observa que, si bien la metodología matemática es congruente, la actividad del segmento comercial puede responder a otros parámetros diferentes a la evolución residencial, los cuales no han sido analizados, como pueden ser la evolución de crecimiento económico de la región, cambios de patrones sociales y de políticas públicas, así como el beneficio otorgado por el FISE a los clientes no residenciales, entre otros. Se solicita al Concesionario reevalúe la proyección de clientes comerciales considerando los diferentes factores señalados que coadyuvan a un mayor desarrollo del sector comercial. Asimismo, el Concesionario debe identificar las áreas que concentran actividades comerciales como restaurantes, hoteles u otros; a fin de que sean consideradas en las proyecciones.

Respuesta:

Tal como indica Osinergmin en su observación, la metodología posee sustento metodológico y el resultado que genera es coherente, por lo que Contugas no considera innecesario su modificación.

Contugas entiende que la proyección basada en la relación histórica entre la demanda residencial y comercial es válida.

Observación 23

Respecto a la metodología de proyección del número de clientes comerciales, la Propuesta Tarifaria señala que se ha utilizado el software E-VIEWS, cuyo resultado proyecta la incorporación de solo 6 nuevos clientes comerciales entre el año 2022 al 2026. Se debe señalar que de la información histórica de evolución de los clientes comerciales presentados en el archivo Excel “Proyección de Demanda”, hoja de cálculo “ClientesAñoComerc”, se observa que en el año 2018 ingresaron 35 nuevos comercios y en el año 2019 ingresaron 19 nuevos comercios, es decir, un promedio de 27 clientes por año, contra una media de 3 clientes por cada 2 años. Se solicita al Concesionario reevaluar la proyección de clientes, en razón que los resultados del E-VIEWS no guardan coherencia con el ingreso anual histórico de clientes comerciales.

Respuesta:

Los resultados se obtienen a partir de la aplicación de un modelo econométrico que presenta un sustento adecuado.

Se debe indicar que también se incorporan comercios con consumos menores a 300 m³ por mes, los cuales se agregan en la categoría regulatoria A como corresponde en base a su consumo.

Observación 24

Respecto a los clientes industriales y cogeneración que actualmente consumen gas natural, se solicita al Concesionario que presente todas las Solicitudes de Factibilidad de Suministro (SFS) recibidas a la fecha, así como sus respectivos contratos, adendas u otros acuerdos con dichos clientes.

Respuesta:

Se detallan las Solicitudes de Factibilidad de Suministro (SFS) y los respectivos contratos.

Observación 25

Respecto a la evaluación del segmento industrial según actividad económica, se observa que esta plantea evaluaciones diferenciadas según el sector industrial al que pertenece. Sin embargo, se observa que dicha proyección de demanda no ha sido reasignada a las Categorías Tarifarias definidas en la Propuesta Tarifaria. En tal sentido, el resultado de la metodología utilizada para la proyección de demanda industrial deberá ser segmentada según la categoría tarifaria que ha sido propuesta.

Respuesta:

Tal como se indica en el informe que acompañó la propuesta tarifaria la demanda de los clientes industriales se proyectó por actividad, aunque posteriormente fueron asignadas a la categoría tarifaria que le corresponde en función de su consumo.

Dicha demanda se detalla en las tablas 41, 42 y 43 del mencionado informe.

Observación 26

Respecto a la información histórica de la demanda de clientes del sector industrial (segmentado en industrias alimentaria, agrícola y ganadera, textiles, de la construcción, pesquera, acero y minería, hotelería y turismo y otros), presentado en archivo Excel “Proyección demanda”, esta no concuerda con la información registrada en el SICOM. Se solicita al Concesionario revisar la demanda utilizada, a efectos de que sea concordante con los datos registrados por el Concesionario en el SICOM.

Respuesta:

Respuesta en observación 21.

Observación 27

Respecto de la metodología de proyección debemos señalar que utilizar solo 3 datos, como información base para elaborar la línea de tendencia no permite que dicha metodología sea considerada estadísticamente robusta. Al utilizar este método en algunos sectores industriales la proyección de consumo de gas se proyecta a la baja, el cual puede ser contraria a las expectativas de crecimiento económico del país y de la región. Se solicita al Concesionario revisar la metodología y evaluar un horizonte mayor de fuente de información base, así como incluir información de encuestas recopiladas del mercado.

Respuesta:

Efectivamente como indica Osinergmin, 3 años no posibilita desarrollar modelos econométricos complejos, sin embargo, esa misma cantidad si permite identificar tendencias, lo que motivó el uso de cálculos tendenciales para proyectar la demanda industrial.

Como se indicó en el informe “TUD 2022-2026 CONTUGAS” el año 2020 se excluyó porque el impacto de la pandemia afectaría las proyecciones y del año 2021 solo se tenía información parcial.

Observación 28

La Propuesta Tarifaria no presenta un estudio de mercado (encuestas, comunicaciones con clientes y otros) que permita conocer las expectativas de los clientes industriales y los planes de crecimiento a futuro que pudieran reflejarse en un crecimiento del consumo de gas natural. En tal sentido, se solicita que el Concesionario presente un estudio de mercado respecto de este segmento.

Respuesta:

Para la proyección se consideró información provista por el área comercial de la empresa que tiene trato continuo con los principales clientes de Contugas.

Sin embargo, a solicitud de Osinergmin se realizaron encuestas a los principales clientes obteniéndose expectativas de incremento de consumo leve en línea con la proyección realizada por Contugas.

De los 4 clientes que han respondido tres de ellos: ICATOM, La Calera y Limagas entienden que su consumo puede aumentar en el futuro entre un 10% al 20%.

Solo Aceros Arequipa presenta una perspectiva de aumento del consumo del 30%, pero para esto debería ajustar la capacidad reservada establecida en el contrato de suministro recientemente acordado entre las partes.

Observación 29

Respecto a las industrias Proteicos Concentrados y Agrícola Santiago Queirolo, se observa que estas dejaron de consumir gas natural. Se solicita al Concesionario indique en qué condición se encuentran estos clientes.

Respuesta:

En lo referente al usuario Proteicos Concentrados, efectivamente y como se explicita en el archivo "Proyección demanda.xlsx", dicho usuario cesó su consumo en Octubre del 2017. Dicha inactividad se mantuvo por el transcurso de 45 meses y recientemente en Mayo del año 2021 la empresa Transmarina solicitó la transferencia de titularidad de dicho contrato para comenzar a consumir.

Con respecto al usuario Agrícola Santiago Queirolo, el mismo se encuentra incorporado en la demanda proyectada y presentada por Contugas, tal como se puede visualizar en el archivo "Proyección demanda.xlsx" específicamente en la solapa "EnergíaMesNuevas".

Observación 30

Respecto al consumo unitario por vehículo considerado para la proyección, este debe basarse en una longitud promedio de recorrido de un vehículo considerando un nivel de consumo que presenta un vehículo típico, en razón que se espera que los nuevos vehículos que ingresen al mercado consuman gas natural de forma permanente, en ese sentido se debe reevaluar la metodología aplicada.

Respuesta:

Contugas no dispone de información que le permita estimar la cantidad de kilómetros promedio que desarrollan los vehículos con GNV en un mes. Cualquier estimación de este tipo estaría basada en supuestos discutibles.

Por el contrario, Contugas cuenta con el detalle de la demanda de los usuarios de la categoría GNV y la cantidad de vehículos compatibles con gas natural es información pública.

Contugas considera que la metodología empleada para estimar el consumo unitario es válida.

Observación 31

Respecto a la demanda del sector GNV presentado en archivo Excel "Proyección demanda", se observa que esta no concuerda con los registros en el SICOM. Se solicita al Concesionario revisar la demanda utilizada, a efectos que sea concordantes con los datos registrados por el Concesionario en el SICOM. En la siguiente tabla se muestra las diferencias señaladas anteriormente.

Respuesta:

Respuesta en observación 21.

Observación 32

Respecto a la proyección del consumo de GNV, este se sustenta en modelos econométricos que tienen muy pocos datos históricos y por ende no permitirían obtener resultados confiables; sin embargo, se presenta un crecimiento según la Figura 29 de la Propuesta Tarifaria. En tal sentido, se solicita al

Concesionario analizar otros elementos, a fin de evaluar una mejor tasa de conversión de vehículos, como pueden ser:

- Las condiciones de precio de los combustibles sustitutos como la gasolina y el diésel en el corto y mediano plazo.
- El Programa Anual de Promociones que tiene como uno de sus objetivos financiar las conversiones vehiculares.
- Analizar el transporte interprovincial de pasajeros y de carga pesada, a fin de ver la posibilidad de que estos vehículos puedan utilizar GNC.

Respuesta:

Los consumos registrados en los primeros años de operación del concesionario no son representativos, ya que solo 7 puestos poseían consumos en el año 2015 y varios de ellos iniciaron su consumo en los últimos meses o modificaron notoriamente su volumen en años posteriores.

En lo que respecta a los puntos señalados, Contugas indica que no hay proyectos en curso para el uso de gas natural en vehículos de transporte interprovincial de pasajeros y de carga pesada. Tampoco Contugas prevé el desarrollo de un programa especial de promoción de la conversión de vehículos a gas natural.

Los restantes factores se consideran que están incorporados en la información histórica empleada en la proyección.

A continuación, se presenta el listado de año de inicio de las estaciones de GNV en el área de concesión de Contugas:

- Corporación uno: Inicio en el año 2015, pero su consumo se duplicó en años posteriores.
- Comercializadora de combustibles Trivedo: Inicio en el año 2017.
- Biodiesel Perú International S.A.: Inicio a finales del año 2016.
- El Oasis de Ica: Inicio en el año 2017.
- El Oasis San Idelfonso: Inicio en el 2018.
- Terpel Perú: Inició a final del año 2015 (diciembre).
- Estación de servicio Huaraz-Gas Petrol: Inició a final del año 2015 (noviembre).
- Estación de servicio Huaraz- Ica: Inició en el año 2015.
- Grifos Espinoza: Inició en el año 2015.
- Estación el Ovalo: Inició en el año 2015.
- Energigas: Inició en el año 2015.

Observación 33

Se solicita al Concesionario que presente todas las SFS de las Estaciones de GNV solicitadas en los últimos 4 años, así como la identificación georreferenciada (coordenadas UTM) de las mismas.

Respuesta:

Se detallan las Solicitudes de Factibilidad de Suministro (SFS).

Observación 34

En la Propuesta Tarifaria el Concesionario no presenta el sustento del número de potenciales consumidores ni del consumo unitario para IP; sin embargo, sí presenta una cantidad de clientes y consumos unitarios en el PQI. Se solicita al Concesionario desarrolle en la Propuesta Tarifaria la metodología de cálculo para la determinación del número de clientes y consumos unitarios propuestos. Asimismo, se observa que la relación de clientes IP no considera hospitales siendo estos: Hospital Regional de Ica, Hospital Cuarto Augusto Hernández Mendoza, entre otros, debiendo ser evaluada su incorporación en las proyecciones de demanda.

Respuesta:

Se basó en previsiones del área comercial basado en información histórica de consumos de las instituciones públicas que actualmente cuentan con el servicio de distribución de gas natural por red. En lo referente a los hospitales, pese a que algunos de ellos cuentan con red cercana no se han conectado. Las diferentes gestiones mantenidas con los mismos para proveerle el servicio han resultado nulas.

Por este motivo es que no se ha incluido ningún hospital en la proyección de demanda, ya que no habiéndose conectado ninguno en el período inicial de 8 años, Contugas no cree que esto ocurra en los próximos 4 años.

Observación 35

Respecto al número de clientes proyectados como categoría IP, se observa que estos han sido identificados únicamente en la zona de expansión. Se solicita al Concesionario identificar y adicionar los clientes IP que estarían en las áreas con redes existentes a fin de que sean incluidos en la proyección de demanda de dicha categoría.

Respuesta:

Se adjunta la proyección de la demanda de categoría IP considerando los clientes actuales, adicionales a los previstos incorporarse en nuevos proyectos

Observación 36

Respecto a los clientes GE y de Cogeneración que actualmente consumen gas natural, se solicita que el Concesionario presente las SFS y los contratos, adendas u otros acuerdos con dichos clientes.

Respuesta:

Se detallan las Solicitudes de Factibilidad de Suministro (SFS) y los respectivos contratos.

Observación 37

Respecto a la información histórica de la demanda del segmento cogeneración presentada en el archivo Excel "Proyección demanda", esta no concuerda con la información registrada en el SICOM. Se solicita al Concesionario revisar la demanda utilizada, a efectos que sea concordantes con los datos registrados por el Concesionario en el SICOM.

Respuesta:

Respuesta en observación 21.

Observación 38

En la Propuesta Tarifaria no se presenta un estudio de demanda de gas natural para el sector GE basado en la simulación del despacho hidrotérmico, limitándose a presentar la demanda solo en base a los contratos a firme con los generadores eléctricos. Se solicita al Concesionario que presente la evaluación de la proyección de la demanda simulando el despacho hidrotérmico que tendrían los clientes GE de la concesión durante el Periodo Regulatorio.

Respuesta:

El Procedimiento para la Elaboración de los Estudios Tarifarios sobre Aspectos Regulados de la Distribución de Gas Natural, no indica que el concesionario deba presentar un estudio de demanda de gas natural para el sector de Generación eléctrica basado en la simulación del despacho hidrotérmico. Sin embargo, en respuesta a la observación se adjunta el documento presentado por el concesionario Calidda en el marco del proceso de determinación de las TUD para el periodo 2022-2026. Dicho documento evidencia que no se adicionaran nuevas centrales térmicas en el área de concesión de Contugas en el período mencionado.

El mismo documento indica que no se evidencian acciones de incremento de capacidad de generación a partir de gas natural con excepción de la central Las Flores de Kallpa ubicada en el área de concesión de Calidda.

Adicionalmente otros documentos públicos como el Plan de Transmisión del COES y el Estudio de referenciamiento de los precios de Barra, que abarcan periodos hasta el 2026 y 2024 respectivamente no refieren ningún ingreso de generación térmica en la zona de Concesión de Contugas.

Observación 39

Se solicita al Concesionario, plantear un esquema de incentivo para que la nueva oferta de generación migre hacia la Concesión de Ica, haciendo que esta aumente su competitividad respecto a otras regiones.

Respuesta:

Contugas es consciente de la importancia de conectar grandes usuarios que posibiliten la masificación del gas natural al reducir el costo medio del servicio. De hecho, Contugas ha aplicado durante varios años políticas comerciales que involucran descuentos con la finalidad de atraer potenciales consumidores.

Sin embargo, la reducción de la tarifa de distribución de la categoría GE produciría un aumento en las tarifas de las otras categorías que verían afectada su competitividad.

Por ese motivo, Contugas no está en condiciones de ofrecer un estímulo por vía tarifaria a los Generadores ya que esto tornaría inviable el servicio para otras categorías.

Asimismo, debe tenerse presente que desde el año 2015 Contugas ha recibido del Osinergmin ordenes, mandatos y resoluciones orientadas al no cobro del take or pay a los clientes independientes, en contravención de lo pactado por las partes en los respectivos contratos de distribución. Si bien luego

de extensos procesos judiciales y administrativos se han podido anular las decisiones del regular, esta situación incertidumbre jurídica no coadyuva al incentivo de nuevas inversiones. En tal sentido es necesario la concesión de Ica inicie una de etapa de seguridad legal y contractual que permita el desarrollo de nuevos proyectos.

Incluso, actualmente, se mantiene vigente un Mandato Particular que prohíbe el cobro por reserva de capacidad de distribución, lo que pone en riesgo no sólo la continuidad de la concesión (por el grave impacto financiero que implica su cumplimiento), sino además el desincentivo de nuevas inversiones que en cumplimiento del Mandato, no pueden contratar por reserva de capacidad de distribución como lo requiere la naturaleza de su actividad económica (pero si pueden hacerlo, por ejemplo, en la concesión de Lima).

Un esquema de incentivo para la concesión en Ica debe de estar liderado por el establecimiento de una Tarifa Única de Distribución que permita una igualdad de condiciones con las demás concesionarias y de esta manera descentralizar la demanda a la zona de Ica. Asimismo, es de especial importancia que el regulador revise los criterios con los que se defina la existencia de discriminación entre clientes de una misma categoría, esto, atendiendo razones de niveles de consumo, actividad o reserva de capacidad solicitada.

Observación 40

Se observa que el Concesionario ha propuesto la inclusión de una categoría GNL, sin embargo, esta nueva categoría no está acompañada de una demanda que sustente su ingreso ni clientes que estén asociados a dicha categoría. Se solicita al Concesionario sustente la inclusión de dicha categoría sobre la base de una demanda que podría ser alcanzada durante el Periodo Regulatorio, pudiendo considerar para ello lo siguiente:

- El análisis de mercado de transporte interprovincial y de carga pesada.
- El análisis del mercado Minero para el reemplazo del Diesel que se utiliza actualmente en los equipos y maquinaria pesada de la minería en el departamento de Ica.

En caso de existir una relación de clientes que pertenecerían a la categoría GNL, se solicita que el Concesionario presente las SFS y/o contratos, adendas u otros acuerdos con dichos clientes.

Respuesta:

Contugas retira la categoría GNL de la propuesta tarifaria al no contar con usuarios de este tipo en el PQI.

Observación 41

La Propuesta Tarifaria no contiene el desarrollo del diseño hidráulico de la red de distribución. Este debe abarcar las instalaciones existentes y las instalaciones a ser desarrolladas por el PQI.

En tal sentido, se solicita a la Concesionaria incorporar el referido diseño de la Red incluyendo el siguiente sustento:

- Diagrama de flujo del sistema de distribución en donde se detallen todos los diámetros, tramos, nodos y condiciones de frontera.
- Perfiles de demanda pico (horaria, diaria y mensual) en cada uno de los nodos de principales de entrega de la red.
- Restricciones de frontera de la red de distribución: MAPO, presiones mínimas requeridas, etc.
- Detalle del modelamiento hidráulico que resulte de los reportes del software de diseño. De preferencia, el modelo hidráulico se realizará en GasWorks 9.0 o un software compatible.
- El diseño de la red de la empresa eficiente que se tomará como red de referencia para establecer el CAPEX debe utilizar el criterio de eficiencia, mediante el cual la capacidad de diseño de la red debe colegirse con la demanda proyectada.

Respuesta:

Ni el Reglamento de Distribución ni la Norma de Estudios Tarifarios establecen que el concesionario deba entregar esa información.

Observación 42

Se solicita al Concesionario presente los porcentajes de Factor de Uso (máximo, mínimo y medio) del Sistema de Distribución segmentado por tipo de infraestructura, redes de acero y polietileno (segmentados por diámetros, si son troncales o ramales, etc.), ERM, centros de distrito, centros operacionales y City Gate.

Respuesta:

Ídem respuesta observación número 41.

Observación 43

Se solicita al Concesionario desagregar la información de metrados e inversiones de la infraestructura existente y proyectada (contenida en la sección "Costo de prestación del servicio" referida a la infraestructura del Sistema de Distribución), de acuerdo con la siguiente estructura:

- Gasoductos
 - Acero
 - Polietileno
- Tuberías de conexión
 - Acero
 - Polietileno
- Válvulas
 - Acero
 - Polietileno
- Estaciones de Regulación
 - City Gate
 - ERP / ERM

- Centros operacionales

Respuesta:

En el archivo VNR.xlsx pueden ser visualizados estos datos, hojas “QFísicas” y “Resultados VNR”.

Observación 44

La Propuesta Tarifaria no desagrega las instalaciones proyectadas en plazos de ejecución semestrales, en concordancia con el numeral 10.2 de la Norma de Estudios Tarifarios, por lo que se solicita al Concesionario incluir dicho detalle.

Respuesta:

Se presenta el siguiente plan de ejecución de redes trimestral, el cual cumple con el detalle requerido por Osinergmin:

Tabla 3: Plan trimestral de ejecución de redes

Proyecto	Redes Externas - Metrado (Km)	PLAN EJECUCIÓN TRIMESTRAL REDES EXTERNAS																			
		2022				2023				2024				2025				2026			
		1T	2T	3T	4T	1T	2T	3T	4T	1T	2T	3T	4T	1T	2T	3T	4T	1T	2T	3T	4T
Santiago	41.03	-	-	-	-	-	-	12.31	12.31	3.88	-	-	-	6.26	-	-	-	6.28	-	-	-
Ica Centro	20.62	-	2.06	8.25	10.25	0.06	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Acomayo	20.10	-	4.02	8.04	8.04	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Tupac Amaru	11.10	-	-	-	-	-	-	5.55	5.55	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Sunampe	35.53	-	-	-	-	-	-	-	6.65	7.11	7.11	7.11	7.56	-	-	-	-	-	-	-	
Villa sol	3.17	-	-	3.17	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
José Olaya	2.81	-	-	2.81	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Total	134.36	-	6.08	22.27	18.29	0.06	-	17.86	24.51	10.98	7.11	7.11	7.56	6.26	-	-	-	6.28	-	-	-

Observación 45

La Propuesta Tarifaria no incluye la metodología con que fueron determinados los costos unitarios de inversión. Se solicita al Concesionario presentar dicha metodología con el detalle de: estructura del análisis de precios unitarios, recursos utilizados (mano de obra, materiales, equipos, transporte, etc.), porcentajes utilizados, otros supuestos, etc., de conformidad con el artículo 23 de la Norma de Estudios Tarifarios y el Procedimiento VNR.

Respuesta:

Se adjunta como anexo en carpeta “CAPEX” los sustentos de los costos unitarios de inversión.

Observación 46

Respecto a los modelos de cálculo que contiene el análisis de los costos unitarios de cada uno de los componentes que conforman el Sistema de Distribución, se ha revisado e identificado que el Concesionario no ha sustentado los recursos con que fueron determinados los costos unitarios:

- No presenta los sustentos de los recursos para la construcción de la infraestructura. Si bien señala algunas fuentes de información tales como: la Revista Costos, la Revista de Capeco, cotizaciones referenciales de los contratistas de Contugas, cotizaciones realizadas por el consultor de Contugas y costos de tiendas comerciales de materiales de construcción como

- Sodimac; no se presenta evidencia alguna que permita contrastar los valores reportados, ni se detalla las fechas de las ediciones empleadas de las revistas, ni de los sustentos antes referidos.
2. No presenta los sustentos de los costos unitarios de las redes de acero y polietileno, estaciones de regulación y medición, estaciones de regulación (skid), centros operacionales, obras especiales, válvulas, City Gate, entre otros; los mismos que pueden ser sustentados mediante órdenes de compra, contratos, datos de importaciones y facturas.
 3. En cuanto a la desagregación de los costos unitarios, esta debe ser presentada indicando la procedencia de los mismos como importado o nacional, según lo establecido en el literal d) del numeral 23.3 de la Norma de Estudios Tarifarios.
 4. Para el caso específico de las ERP3, por ejemplo, en la Estación de Distrito de Villacuri (ERM - 50/5 10,000 Sm³/h Superficial Terreno Normal), se observa que los costos de los skid no cuentan con sustento:
 - a. Skid de Trampa de Ingreso - caudal 10 000 sm³/HR 50/5 230671 glb 1,129,619.00. Costo referencial estimado a partir de cotización referencial de Contugas.
 - b. Skid de Regulación - caudal 10000 sm³/HR 50/5 230674 glb 1,245,478.00 Costo referencial estimado a partir de cotización referencial de Contugas.
 5. En el caso de la tubería troncal de 20 pulgadas, existen diferencias en la longitud reportada. En la Propuesta Tarifaria se reportan 229 km y en el archivo Excel se reportan 221,59 km. Al respecto, se solicita al Concesionario revisar e informar el correcto metrado de dicha infraestructura.

Respuesta:

Numeral 1: Se adjunta como anexo en carpeta “CAPEX” los sustentos de los costos unitarios de inversión y fuentes utilizadas. Los valores sin referencia en los modelos de cálculos de costos unitarios, corresponden a información de contratistas.

Numeral 2: Se adjuntan los sustentos para redes de acero (Órdenes de compra y Duas), redes de PE (Órdenes de compra y Duas), válvulas (Órdenes de compra y Duas) y estaciones de regulación (Base Contable y valores de los equipos de los mismos relevados en los valores activados en estados contables).

Numeral 3: Los costos de insumos de la construcción y otros consumibles, equipos para la construcción de redes y mano de obra corresponden a la componente nacional, mientras que el valor de los ductos de PE y acero y sus accesorios, valor de válvulas y sus accesorios y equipos que componen las estaciones de regulación, corresponden al componente importado.

Numeral 4:

Figura 5: Sustento de costos requeridos

Código AF	Descripción del activo fijo	Cuenta	Descripción de cuenta	Alta	Saldo Final	Fecha Ajustad
332000000013	Trampa de ingreso - ED Ica 301	0034111241	Estaciones de regulacion	21/4/2016	1,009,573.50	1/4/2016
332000000014	Reguladores de presion - ED Ica 301	0034111241	Estaciones de regulacion	21/4/2016	698,935.50	1/4/2016
332000000015	Valvulas de control - ED Ica 301	0034111241	Estaciones de regulacion	21/4/2016	465,957.00	1/4/2016
332000000016	Skid de Reoulacion - ED Ica 301	0034111241	Estaciones de reoulacion	21/4/2016	414,184.00	1/4/2016

Numeral 5: La suma del archivo VNR hoja “QFísicas” da un total de 200.11 Km, el cual coincide exactamente con lo reportado en la propuesta tarifaria:

Tabla 4: Metrado reportado en el VNR.

Cantidades físicas incorp	Unidad	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015
Tubería de acero	KM	4	-	-	-	96	220	20
Tubería de Acero 3"	KM	-	-	-	-	0	-	-
Tubería de Acero 4"	KM	-	-	-	-	-	-	-
Tubería de Acero 6"	KM	0	-	-	-	6	47	5
Tubería de Acero 6"	KM	-	-	-	-	-	-	-
Tubería de Acero 8"	KM	4	-	-	-	2	3	3
Tubería de Acero 10"	KM	-	-	-	-	2	1	12
Tubería de Acero 12"	KM	-	-	-	-	3	3	-
Tubería de Acero 14"	KM	-	-	-	-	36	10	-
Tubería de Acero 16"	KM	-	-	-	-	0	-	-
Tubería de Acero 20"	KM	-	-	-	-	44.77	155.33	-

Tabla 5: Metrado reportado en propuesta tarifaria – Hoja 54

Tabla 44: Metrados infraestructura existente de tuberías de acero y PE. Fuente: VNR Contugas

Concepto	Unidad	Metrado	Concepto	Unidad	Metrado
Tubería de acero		340	Tubería de PE		1,281
Tubería de Acero 3"	Km	0	Tubería de Polietileno 20mm	Km	229
Tubería de Acero 4"	Km	-	Tubería de Polietileno 25mm	Km	869
Tubería de Acero 6"	Km	58	Tubería de Polietileno 32mm	Km	17
Tubería de Acero 6"	Km	-	Tubería de Polietileno 63mm	Km	18
Tubería de Acero 8"	Km	13	Tubería de Polietileno 90mm	Km	22
Tubería de Acero 10"	Km	16	Tubería de Polietileno 110mm	Km	44
Tubería de Acero 12"	Km	6	Tubería de Polietileno 160mm	Km	42
Tubería de Acero 14"	Km	46	Tubería de Polietileno 200mm	Km	40
Tubería de Acero 16"	Km	0			
Tubería de Acero 20"	Km	200			

Observación 47

Se solicita al Concesionario presente los planos constructivos de las redes de acero, redes de polietileno, válvulas, estaciones de regulación y medición (ERM), centros operacionales, obras especiales, válvulas y City Gate.

Respuesta:

Se adjuntan como anexo en la carpeta “Sustento recursos”.

Observación 48

Se solicita al Concesionario que sustente la selección de los diferentes tipos de terreno considerados para la determinación de los costos de inversión. El sustento debe estar soportado por estudios de suelos que contengan un análisis detallado de las capas de terreno encontradas en las excavaciones, incluyendo los resultados de las calicatas.

Respuesta:

Se adjuntan como documentación anexa los estudios de suelo.

Observación 49

En la Propuesta Tarifaria no se sustentan los rendimientos constructivos utilizados en la determinación de costos unitarios de inversión de la instalación de las redes de acero y polietileno, estaciones de regulación y medición, centros operacionales, obras especiales, válvulas y City Gate. Se solicita al Concesionario que sustente dichos rendimientos sobre la base de estudios especializados.

Respuesta:

Para el caso de las instalaciones analizadas, los rendimientos considerados han seguido los factores de complejidad preestablecidos por OSINERMINING en la RTI de la concesión de Lima y Callao del periodo 2018-2022, estos son:

- Factor de complejidad en excavación para zanja respecto al tipo de terreno, estos son:

- Terreno Normal (TN) = 1.0
- Terreno Arenoso (TA) = 1.5
- Terreno Semirocoso (TSR) = 2.0
- Terreno Rocoso (TR) = 4.0

- Factor de Complejidad en Corte y Rotura respecto al tipo de pavimento, esto son:

- Afirmado (AF) = 1.0
- Pavimento Flexible (PF) = 1.2
- Pavimento Rígido (PR) = 1.5
- Pavimento Mixto (PM) = 1.8

En base a esos factores se han determinado los pesos para las diferentes combinaciones de tipo de terreno y pavimento:

- Terreno Arenoso sobre Afirmado = 0.83
- Terreno Arenoso sobre Pavimento Flexible = 0.76
- Terreno Arenoso sobre Pavimento Rígido = 0.67
- Terreno Arenoso sobre Pavimento Mixto = 0.60
- Terreno Normal sobre Afirmado = 1.00
- Terreno Normal sobre Pavimento Flexible = 0.89
- Terreno Normal sobre Pavimento Rígido = 0.77
- Terreno Normal sobre Pavimento Mixto = 0.68
- Terreno Semirocoso sobre Afirmado = 0.53

- Terreno Semirocoso sobre Pavimento Flexible = 0.51
- Terreno Semirocoso sobre Pavimento Rígido = 0.48
- Terreno Semirocoso sobre Pavimento Mixto = 0.45
- Terreno Rocoso sobre Afirmado = 0.385
- Terreno Rocoso sobre Pavimento Flexible = 0.379
- Terreno Rocoso sobre Pavimento Rígido = 0.370
- Terreno Rocoso sobre Pavimento Mixto = 0.362

Los rendimientos determinados para el caso de excavaciones son las siguientes:

Figura 6: Rendimientos de la excavación.

PARTIDAS	RENDIMIENTO		
	UNIDAD	MANO DE OBRA	EQUIPO
TRAZO Y REPLANTEO	m/DA	110.00	110.00
EXCAVACION TUBERIA A CERO 3' EN TA SOBRE AF	m/DA	84.00	84.00
EXCAVACION TUBERIA A CERO 4' EN TA SOBRE AF	m/DA	84.00	84.00
EXCAVACION TUBERIA A CERO 4' EN TA SOBRE PF	m/DA	75.00	75.00
EXCAVACION TUBERIA A CERO 4' EN TN SOBRE AF	m/DA	100.00	100.00
EXCAVACION TUBERIA A CERO 4' EN TN SOBRE PF	m/DA	90.00	90.00
EXCAVACION TUBERIA A CERO 6' EN TA SOBRE AF	m/DA	70.00	70.00
EXCAVACION TUBERIA A CERO 6' EN TN SOBRE AF	m/DA	84.00	84.00
EXCAVACION TUBERIA A CERO 6' EN TN SOBRE PF	m/DA	75.00	75.00
EXCAVACION TUBERIA A CERO 6' EN TSR SOBRE AF	m/DA	44.00	44.00
EXCAVACION TUBERIA A CERO 6' EN TR SOBRE AF	m/DA	33.00	33.00
EXCAVACION TUBERIA A CERO 8' EN TA SOBRE AF	m/DA	70.00	70.00
EXCAVACION TUBERIA A CERO 8' EN TN SOBRE AF	m/DA	84.00	84.00
EXCAVACION TUBERIA A CERO 8' EN TN SOBRE PF	m/DA	75.00	75.00
EXCAVACION TUBERIA A CERO 10' EN TN SOBRE AF	m/DA	84.00	84.00
EXCAVACION TUBERIA A CERO 10' EN TSR SOBRE AF	m/DA	44.00	44.00
EXCAVACION TUBERIA A CERO 10' EN TN SOBRE PF	m/DA	75.00	75.00
EXCAVACION TUBERIA A CERO 12' EN TA SOBRE PF	m/DA	48.00	48.00
EXCAVACION TUBERIA A CERO 12' EN TN SOBRE AF	m/DA	63.00	63.00
EXCAVACION TUBERIA A CERO 12' EN TN SOBRE PF	m/DA	56.00	56.00
EXCAVACION TUBERIA A CERO 14' EN TA SOBRE AF	m/DA	53.00	53.00
EXCAVACION TUBERIA A CERO 14' EN TSR SOBRE AF	m/DA	33.00	33.00
EXCAVACION TUBERIA A CERO 14' EN TN SOBRE AF	m/DA	63.00	63.00
EXCAVACION TUBERIA A CERO 14' EN TN SOBRE PF	m/DA	56.00	56.00
EXCAVACION TUBERIA A CERO 16' EN TN SOBRE AF	m/DA	56.00	56.00
EXCAVACION TUBERIA A CERO 20' EN TN SOBRE AF	m/DA	30.00	30.00
EXCAVACION TUBERIA A CERO 20' EN TA SOBRE AF	m/DA	42.00	42.00
EXCAVACION TUBERIA A CERO 20' EN TSR SOBRE AF	m/DA	27.00	27.00
EXCAVACION TUBERIA A CERO 20' EN TR SOBRE AF	m/DA	20.00	20.00

Observación 50

En la Propuesta Tarifaria se señala que la Tubería de Conexión tiene una longitud promedio de 7 metros por cliente conectado; sin embargo, no se sustenta el cálculo. Es preciso indicar que para el caso de la concesión de Lima y Callao resulta una longitud promedio de 2,88 metros por cliente. Se solicita al Concesionario sustentar adecuadamente el valor propuesto de la longitud de la Tubería de Conexión

Respuesta:

A partir de un relevamiento de información histórica, Contugas ajustó la longitud promedio de la tubería de conexión para los usuarios de las distintas categorías tarifarias incluyendo residencial.

En el caso residencial, a partir del análisis del relevamiento de las tuberías de conexión y predios conectados se identificaron que Contugas para la categoría residencial posee 210,450.45 metros de longitud de tubería de conexión empleados para conectar 57,060 predios.

En base a esto se estimó una longitud promedio de 3.69 metros a los que se adicionaron 1.45 metros de elevación para conectar la red desde el piso hasta el gabinete.

A partir de esto se estima una tubería de conexión promedio de 5.14 metros por predio para el segmento residencial.

Tabla 6: Detalle longitud tubería de conexión.

Segmento	Horizontal			Vertical					TOTAL
	Longitud total Tubería de conexión (m)	N° total Predios con Tubería de conexión (unid)	Promedio Longitud TC/Predio (m/predio)	Longitud Altura de válvula de servicio (en la caja)	Longitud Altura de la caja (promedio desde vereda)	Longitud Espesor de vereda promedio	Longitud Profundidad de tapada (hasta lomo de tubería)	Promedio Vertical	Promedio de longitud de tubería de conexión (Hz y Vert) (m)
Residencial	210,450.45	57,060	3.69	0.25	0.25	0.15	0.80	1.45	5.14

Se considera como longitud de la tubería de conexión a la longitud promedio que resulta de la división de los metros tendidos desde la red común hasta el límite predial y el número de predios abastecidos; cabe precisar que se añade una longitud correspondiente a la subida de la tubería que conecta con la acometida; este tramo no está registrado por el Sistema Georeferencia GIS dado que solo se permite el registro de parámetros X, Y y no Z.

Tabla 7: Longitud Horizontal de Tuberías de Conexión.

Categoría	Longitud de TC	Cantidad de predios	Promedio Horizontal
	m	UND	m/UND
Residencial	210,450.45	57,060.00	3.7
Comercios	3,093.00	645.00	4.8

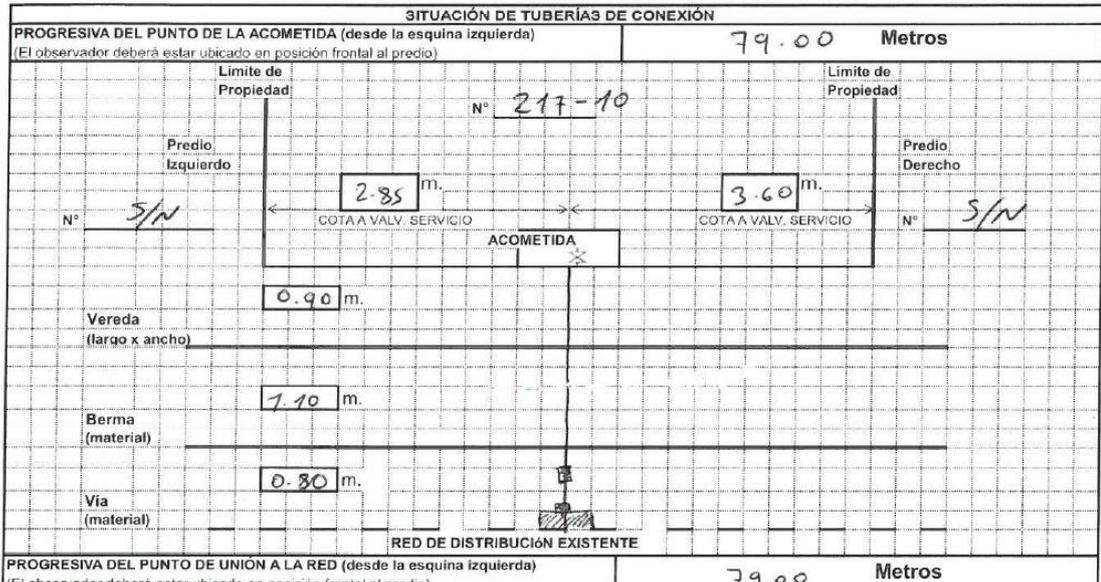
A la longitud horizontal se le debe incrementar la longitud correspondiente a la altura para su conexión con la acometida; es importante que Osinergmin para su evaluación incluya dicha longitud adicional que no está en el VNR del Osinergmin.

Tabla 8: Longitud Total de Tuberías de Conexión .

Categoría	TC Promedio Horizontal	Altura de cama arena al piso	Altura del piso al Gabinete	TC Promedio
	m/UND	m	m	m/UND
Residencial	3.69	0.80	0.65	5.14
Comercios	4.80	0.80	0.65	6.25

A continuación, presentamos una plancheta característica de la conexión residencial donde se puede apreciar la longitud y accesorios que la componen:

Figura 7: Plancheta característica de la conexión residencial.

		CTG-GPY-F-MI-034 ACTA DE INSTALACIÓN DE TUBERÍA DE CONEXIÓN Y ACOMETIDA DE GAS NATURAL PARA USUARIOS CON CONSUMOS MENOR O IGUAL A 300 Sm ³ /mes		Nº 024700
				FECHA: 06/02/20 HORA: 13:40
1.- DATOS DE LA TUBERÍA DE CONEXIÓN				
Avenida / Calle / Jirón / Pasaje: AV. Jose OLAYA			Número / Int. / Dpto: 277-10	
DISTRITO CHINCHA ALTA		PROVINCIA CHINCHA		DEPARTAMENTO ICA
N° de contrato: 244354		N° formulario: 6707354		Sector (malla- extensión): C16-PL-C-DT-15-6P-CH
Gabinete en interior del predio <input type="checkbox"/> sí <input checked="" type="checkbox"/> no			Tipo de construcción: Frío <input type="checkbox"/> Caliente <input checked="" type="checkbox"/>	
2.- PLANO DE INSTALACIÓN DE LA TUBERÍA DE CONEXIÓN Y ACOMETIDA (detallando información respecto a la red externa, distancias, interferencias, materiales, etc)				
SITUACIÓN DE TUBERÍAS DE CONEXIÓN				
PROGRESIVA DEL PUNTO DE LA ACOMETIDA (desde la esquina izquierda) (El observador deberá estar ubicado en posición frontal al predio)			79.00 Metros	
				
PROGRESIVA DEL PUNTO DE UNIÓN A LA RED (desde la esquina izquierda) (El observador deberá estar ubicado en posición frontal al predio)			79.00 Metros	
3.- GABINETES, INTERFERENCIAS Y PROTECCIÓN MECÁNICA				
Tipo de gabinete:		Distancia de seguridad alcanzada a interferencia:		Protección mecánica:
Simple <input checked="" type="checkbox"/>	Cuádruple <input type="checkbox"/>	Energía _____	Longitud _____	
Doble <input type="checkbox"/>	Especial <input type="checkbox"/>	Agua _____	Tipo _____	
Triple <input type="checkbox"/>		Desague _____	Distancia _____	
4.- DETALLE DE MATERIALES EMPLEADOS PARA INSTALACIÓN DE LA ACOMETIDA Y TUBERÍA DE CONEXIÓN				
ITEM	DESCRIPCIÓN	DIAMETRO	CANTIDAD	MARCA
01	Unión PF - Termofusión Socket	20 mm	01	EXTAUJOL
02	Tee Red. De PE - Termofusión Socket	25x20	01	EXTAUJOL
03	Tubería x metro	20 mm	4.10 mT	EXTAUJOL
04	Cable Guía # 14	Nº 14	4.10 mT	INDELCO
05	Válvula de Exceso de Flujo PE	20 mm	01	BANIPES
06	Válvula de Servicio ENT. PE - SAL.	20 SAL 3/4	01	ENENSA
07	Tubo de PVC	2"	3.10 mT	TIGAE
08	Cinta amarilla	9"	3.10 mT	EXTAUJOL
09	Soclete	-	01	-

En lo que respecta a la concesión de Lima y Callao; la longitud a la que hacen referencia 2 metros no se ajusta a la propuesta de Calidda 2022-2026 donde propone una longitud de 6.5 m; asumir que la longitud de la TC es 2 metros es seguir arrastrando errores de procesos regulatorios anteriores como el RCD 261-2009-OS/CD donde se estableció esa longitud sin sustento técnico.

Observación 51

En la Tabla 51 de la Propuesta Tarifaria se presenta de forma resumida las Inversiones Complementarias, la misma que se encuentra detallada en el archivo Excel "VNR", hoja "Inv.Compl". Al respecto, se solicita al Concesionario corregir los conceptos duplicados (Equipos de comunicación) y sustentar la necesidad de cada uno de los conceptos planteados y su relación con la operatividad del Sistema de Distribución de gas natural. Asimismo, se debe sustentar las necesidades a futuro de los conceptos como son Almacenes, Aplicaciones informáticas (Software), Otros Equipos Diversos, etc.

Respuesta:

Como indica Osinergmin existen dos ítems que poseen en la misma descripción "Equipos de comunicación" pero los mismos representan activos diferentes. Como se puede visualizar en el archivo indicado en la observación, los códigos y los montos históricos asociados a esas cuentas difieren, lo que evidencia que representan activos diferentes y no una duplicación.

Figura 8: Detalle de los montos asociados a las cuentas "equipo de comunicación". Fuente: Archivo VNR.

INVERSIONES COMPLEMENTARIAS																
Selector	Código	Descripción	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018			
SI	0032240001	Derechos de uso por arrendamientos	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-			
SI	003221010	Edificaciones administrativas	-	-	-	-	-	-	807	11,735	69,205	12,307	26,262			
SI	003224010	Edificaciones instalaciones	-	-	167,149	282,291	103,680	89,173	-	2,084	9,076	3,257	79,218			
SI	0033421010	Equipo Transporte Vehículos Motorizados	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	102,497			
SI	0033421010	Vehículos No motorizados	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	95			
SI	0033511010	Muebles	9,071	1,460	564	114,500	38,045	82,572	523,393	11,387	627,713	47,263	73,371			
SI	0033521010	Enseres	-	-	-	-	-	-	-	27,159	1,193	12,331	15,191			
SI	0033611010	Equipos de Procesamiento de Información	-	30,634	112,332	80,555	1,239	197,452	737	44,887	1,457	110,941	194,711			
SI	0033621010	Equipos de comunicación	2,154	551	31,087	161,220	87,337	94,122	12,058	3,443	51,072	41,571	115,985			
SI	0033631010	Equipos de seguridad	-	-	2,427	4,755	2,048	27,100	1,172	26,682	36,128	20,744	98,920			
SI	0033691010	Otros Equipos Diversos	-	-	12,979	123,366	86,615	229,966	98,992	24,330	621,772	255,279	267,103			
SI	003411111	Terrenos	-	-	-	-	125,200	-	-	-	-	-	-			
SI	003411121	Almacenes	-	-	-	-	-	-	88,024	-	72,936	37,485	8,286			
SI	003411132	Equipos de comunicación	-	-	-	-	-	-	-	67,939	64,297	28,250	-			
SI	0034111940	Servidumbres	-	-	-	-	-	-	3,542,559	-	-	-	-			
SI	003421010	Intangibles - Licencias	-	-	-	-	-	-	9,248	20,309	47,720	5,302	1,183			
SI	003431010	Aplicaciones Informáticas (Software)	-	1,880	-	4,043	36,376	1,743,793	175,899	341,481	471,977	431,676	142,802			
SI	003490010	Otros activos intangibles	-	-	-	-	26,343	5,227	178,269	-	-	-	922,178			

En lo referente a la justificación se considera que la evolución histórica representa una buena referencia para estimar las necesidades futuras. Como se indicó en el informe TUD 2022-2026 CONTUGAS, los valores futuros de inversiones complementarias fueron estimados en base a los gastos realizados por Contugas en los últimos 5 años (promedio de los últimos 5 años por cuenta).

Observación 52

La Propuesta Tarifaria, en su sección Metodología de determinación de costos de explotación (página 57), señala que adoptó la Metodología de Empresa Modelo Eficiente (EM) para la determinación de sus Costos de Operación y Mantenimiento, Costos de Comercialización, y Administración. Al respecto, se ha verificado que la Propuesta Tarifaria no presenta una descripción detallada de la Empresa Modelo, es decir, no describe el entorno del negocio en el que se desarrolla y tampoco la metodología empleada para establecer costos de una operación eficiente. Se solicita al Concesionario realizar las mejoras pertinentes a su Propuesta Tarifaria, detallando la metodología empleada, presentando los sustentos y evidencias de los costos para su valorización eficiente.

Respuesta:

Se adjunta informe "Informe ER" detallando la Metodología de Empresa Modelo Eficiente (EM) y la justificación de sustentos y evidencias para su valorización eficiente.

Observación 53

La Propuesta Tarifaria emplea como sustento de algunos de los componentes que conforman los Costos de Operación, costos históricos del mismo Concesionario. Sin embargo, es importante señalar que dichos costos operativos deberán ser considerados de manera referencial teniendo en cuenta que no necesariamente son los más eficiente del mercado. Se solicita al Concesionario que sustente que los costos empleados son los más eficientes del mercado, caso contrario deberá reevaluar los costos de operación con ratios eficientes. Cabe señalar que la determinación de los costos de operación debe ceñirse al artículo 24 de la Norma de Estudios Tarifarios.

Respuesta:

Tal como se detalla en el informe “Informe ER” para la valorización de algunas cuentas de la empresa de referencia se consideraron costos históricos de la propia empresa en aquellos elementos de costos que no son administrados por la concesionaria y se derivan de procesos y/o actividades ajenas a la prestación del servicio distribución y comercialización de gas natural y por ende necesitan ser tercerizados (estudios de consultoría ambiental, regulatoria, legal, servicios de cafetería y limpieza, mantenimiento y soporte de redes y software, auditorías internas, agua, energía eléctrica etc.) para lograr una prestación eficiente.

Dichos servicios (con remuneración especificada o precios unitarios) son contratados en mercados competitivos mediante mecanismos licitatorios, por lo que dichos valores resultan una referencia válida para la construcción de la empresa de referencia bajo conceptos de eficiencia.

Observación 54

En el archivo Excel de nombre “Empresa Referencia – OPEX”, se presenta la cantidad del personal y presupuesto asociado a administración, comercialización, operación y mantenimiento. Es de resaltar que se presenta observaciones en todas las gerencias (1) Comercial, (2) Auditoría Interna, (3) Finanzas y Administración, (4) Operación y Mantenimiento, (5) General y (6) Legal y de Relaciones Institucionales, debido a que estas gerencias suman un total de 156 empleados y un presupuesto acumulado de MMUSD 1,6 al año, presupuesto superior a concesiones similares por usuarios conectados y km del sistema de redes, ello en comparación con empresas distribuidoras de Colombia

Respuesta:

En lo referente a la solicitud de brindar información más detallada: organigrama y funciones de la empresa, el sustento se presenta como anexo al presente informe. A su vez, resulta importante indicar que el personal modelado para la empresa de referencia incluye un total de 134 personas.

Osinermin en la observación presenta una tabla donde comparan los costos de comercialización de concesionarias de distribución de gas natural en Colombia similares en cuanto a usuarios conectados y extensión (km) de red.

En primer lugar, se debe indicar que el informe referenciado es del año 2004, por lo que no resulta una referencia válida ya que los valores se encuentran desactualizados, y por ende los costos que referencia no resultan comparativos con los de Contugas expresados en valores de diciembre del año 2020.

El análisis realizado por Osinergmin sobre dicha base de información no incorpora variaciones en la tecnología, procesos/actividades, exigencias normativas y nivel salarial colombiano. A su vez, los costos presentados no contemplan la inflación colombiana transcurrida desde el año 2004 a la fecha (Incremento del índice IPC de Colombia $\approx +98\%$) o en su defecto la inflación norteamericana (Incremento del índice PPI $\approx +37\%$).

En segundo lugar, la tabla comparativa solo indica costos asociados a la actividad comercial, sin incluir los ítems asociados a la actividad de distribución que al fin y al cabo constituye la razón de ser de los concesionarios.

Figura 9: Muestra de empresas citadas por Osinergmin por la observación.

Empresa	AOM (\$)	Inversión (\$)	Usuarios promedio	red
ALCANOS DE COLOMBIA S.A. E.S.P.	2,712,617,715.00	32,667,840,000.00	85,603.00	1,747.64
ALCANOS DE COLOMBIA AREA EXCLUSIVA CENTRO Y TOLIMA	3,073,975,440.00	37,729,212,309.00	72,391.00	1,233.83
EMPRESA DE GASES DE OCCIDENTE S.A. E.S.P.	4,478,377,045.00	74,530,720,000.00	152,875.00	2,341.66
EMPRESAS PUBLICAS DE MEDELLIN E.S.P.	5,982,115,969.00	93,490,800,000.00	57,204.00	1,297.00
GAS DEL RISARALDA S.A. E.S.P.	5,932,381,028.00	27,585,390,336.00	31,793.00	898.46
GAS NATURAL CUNDIBOYACENSE S.A. E.S.P.	3,265,338,325.00	27,358,382,965.00	32,095.00	783.89
GAS NATURAL DEL ORIENTE S.A. E.S.P.	8,247,896,876	36,162,783,743.24	149,450.00	1,586.26
GAS NATURAL DEL CENTRO S.A. E.S.P.	1,666,346,985.51	21,513,229,920.00	36,705.00	710.96
GAS NATURAL DEL CESAR S.A. E.S.P.	694,941,098.60	5,060,760,000.00	12,060.50	380.88
GAS NATURAL S.A. E.S.P.	61,802,252,417.00	295,734,930,000.00	962,418.00	9,787.80
GASES DE BARRANCABERMEJA S.A. E.S.P.	2,354,362,726.31	8,278,672,739.00	38,596.00	560.22
GASES DE LA GUAJIRA S.A. E.S.P.	1,148,684,888.00	12,329,480,000.00	37,917.00	930.67
GASES DEL CARIBE S.A. E.S.P.	13,043,124,241.00	144,630,000,000.00	434,423.00	7,211.00
GASES DEL CUSIANA S.A. E.S.P.	395,317,180.00	7,866,485,156.00	8,765.00	402.26
GASES DEL LLANO S.A. E.S.P.	1,899,889,023.00	37,192,629,040.13	73,947.00	1,331.52
GASES DEL NORTE DEL VALLE S.A. E.S.P.	1,459,111,945.00	41,189,468,342.00	77,875.00	1,908.89
GASES DEL ORIENTE S.A. E.S.P.	277,296,872.00	4,858,812,501.82	10,327.00	164.72
GASES DEL QUINDIO S.A. E.S.P.	1,473,057,805.00	16,719,115,194.00	17,530.00	447.38
MADIGAS INGENIEROS S.A. E.S.P.	171,090,900.43	2,123,704,000.00	4,006.00	159.95
METROGAS DE COLOMBIA S.A. E.S.P.	778,258,189.40	9,003,790,000.00	45,668.00	397.12
SURTIDORA DE GAS DEL CARIBE S.A. E.S.P.	12,129,100,892.00	106,374,340,347.20	299,175.00	5,908.95
EMPRESA CAUCANA DE GAS S.A. E.S.P.	121,344,100	1,208,133,681.79	493.00	52.31
EMPITALITO	106,060,000	3,728,095,270.00	5,354	186.76
GAS DOMICILIARIO	380,030,000	2,679,090,000.00	7,230	115.14
SERVIGAS	23,250,000	161,240,000.00	187	7.89
PROVISERVICIOS	126,200,000	261,730,000.00	946	24.46
ECOSEP	464,990,000	3,394,404,000.00	11,707	337.76
PRCOMESA	47,069,835	469,905,574.00	1,063	26.77
ESPIGAS	76,238,972	733,566,427.00	700	41.79
ARIARI	420,875,684	491,420,769.00	4,034	74.12

Tabla 5. Información base para el análisis DEA en distribución.

Empresa	AOM + DEPRE (\$)	Usuarios promedio	red (Kms)	Reclamos
Alcanos de Colombia Area Exclusiva Centro y Tolima	1,898,468,193.60	85,603.00	1,747.64	2,519.00
Alcanos de Colombia S.A. E.S.P.	922,833,453.60	72,391.00	1,233.83	2,100.00
Empresa de Gases de Occidente S.A. E.S.P.	2,997,082,290.60	152,875.00	2,341.66	2,641.00
Empresas Publicas de Medellin E.S.P.	4,879,456,980.84	57,204.00	1,297.00	1,715.00
Gas del Risaralda S.A. E.S.P.	942,306,037.20	31,793.00	898.46	4,979.00
Gas Natural Cundiboyacense S.A. E.S.P.	977,144,845.68	32,095.00	783.89	473.00
Gas Natural del Oriente S.A. E.S.P.	1,868,385,752.64	149,450.00	1,586.26	58.00
Gas Natural del Centro S.A. E.S.P.	1,308,775,815.72	36,705.00	710.96	149.00
Gas Natural del Cesar S.A. E.S.P.	282,327,598.11	12,060.50	380.88	46.00
Gas Natural S.A. E.S.P.	18,600,164,070.12	962,418.00	9,787.80	4,535.00
Gases de Barrancabermeja S.A. E.S.P.	328,797,370.44	38,596.00	560.22	21.00
Gases de la Guajira S.A. E.S.P.	1,657,977,385.68	37,917.00	930.67	1,540.00
Gases del Caribe S.A. E.S.P.	10,992,848,055.12	434,423.00	7,211.00	4,214.00
Gases del Cusiana S.A. E.S.P.	405,368,972.28	8,765.00	402.26	30.00
Gases del Llano S.A. E.S.P.	1,864,122,755.04	73,947.00	1,331.52	2,232.00
Gases del Norte del Valle S.A. E.S.P.	1,363,176,496.80	77,875.00	1,908.89	7,549.00
Gases del Oriente S.A. E.S.P.	239,794,340.76	10,327.00	164.72	11.00
Gases del Quindio S.A. E.S.P.	878,609,282.04	17,630.00	447.38	3,857.00
Madigas Ingenieros S.A. E.S.P.	127,070,826.07	4,006.00	159.95	20.00
Metrogas de Colombia S.A. E.S.P.	610,962,272.40	45,668.00	397.12	746.00
Surtidora de Gas del Caribe S.A. E.S.P.	5,333,832,469.44	299,175.00	5,908.95	1,907.00

Tabla 27. Información base para el análisis DEA en comercialización.

Se debe tener en cuenta que Colombia presenta un modelo regulatorio y de funcionamiento del mercado de gas natural diferente al existente en Perú. En Colombia, los comercializadores juegan un

rol relevante y negociando con los usuarios no regulados las tarifas en un mercado de competencia y libertad de precios. Adicionalmente existe diversidad productores de gas y un gestor que fiscaliza las transacciones entre los distintos agentes del mercado.

Estas diferencias relevantes dificultan la comparación directa entre las estructuras de las distribuidoras de gas natural de Colombia y de Perú.

Asimismo es necesario precisar que la comparación de costos es una práctica común en el negocio; dado que es una forma de comparar el nivel de costos e identificar que prácticas pueden ser mejoradas y determinar que empresas se desempeñan mejor en determinadas actividades, sin embargo las concesionarias tienen aspectos únicos que las hacen difíciles de comparar por lo que las comparaciones entre compañías solo deben ser realizadas con el único propósito de conocer desempeño y nunca para fines tarifarios.

Observación 55

Respecto a los “Empleados COM” definidos por el Concesionario, se indica que corresponde al personal de la Gerencia Comercial, el mismo que involucraría a 35 personas y 20% del presupuesto para el siguiente período tarifario 2022 a 2026; sin embargo, en su Propuesta Tarifaria no incluye el escenario de Promoción por parte de Contugas, solo prevén un escenario con FISE. Según datos del concesionario, el personal involucrado representa el 22% (35/156) del total de involucrados a administración, operación y mantenimiento. Por lo antes mencionado, se solicita al concesionario información que justifique las actividades que realiza el personal directamente que impacten en la operación y el mantenimiento del sistema de distribución.

Respuesta:

Las actividades que realiza el personal de comercialización se encuentran justificadas en el archivo “Manual de Organización y Funciones Contugas.pdf” y “Estructura Gerencia Comercial.ppt” incluido como anexo.

Es importante precisar que la asignación de determinados puestos de trabajo dentro de cada área de la organización responde a criterios definidos por la empresa y no a una norma específica estándar.

Observación 56

La Propuesta Tarifaria, en su sección Metodología de determinación de costos de explotación (página 57), señala que adoptó la Metodología de Empresa Modelo Eficiente (EM) para la determinación de sus Costos de Operación y Mantenimiento, Costos de Comercialización, y Administración. Al respecto, se ha verificado que la Propuesta Tarifaria no presenta una descripción detallada de la Empresa Modelo, es decir, no describe el entorno del negocio en el que se desarrolla y tampoco la metodología empleada para establecer costos de una operación eficiente. Se solicita al Concesionario realizar las mejoras pertinentes a su Propuesta Tarifaria, detallando la metodología empleada, presentando los sustentos y evidencias de los costos para su valorización eficiente.

Respuesta:

Las actividades que realiza el personal de administración se encuentran justificadas en el archivo “Manual de Organización y Funciones Contugas.pdf” incluido como anexo.

Es importante precisar que la asignación de determinados puestos de trabajo dentro de cada área de la organización responde a criterios definidos por la empresa y no a una norma específica estándar.

Observación 57

...se solicita al Concesionario que reevalúe la necesidad de la gerencia de operación y mantenimiento a efectos que dicha área cumpla los niveles de calidad necesarios para una operación óptima del Sistema de Distribución. Asimismo, se solicita que se reevalúe el nivel de costos de personal asignado al área de administración y comercialización.

Respuesta:

La estructura de costos de personal presentada en la empresa modelo propuesta por Contugas para el proceso de determinación de las tarifas de distribución de gas natural por red de ductos es la siguiente:

Tabla 9: Estructura de costo de personal propuesta por Contugas.

Area	Costo Peso Anual [%]	Cantidad Personal Peso [%]
OyM	16%	22%
Com	29%	26%
Adm	55%	52%

Estos porcentajes son similares a los empleados por el propio Osinergmin en el proceso de revisión de las tarifas de distribución de gas natural por red de ductos de Lima y Callao (Calidda) para el período 2018-2022.

Los ratios y porcentajes empleados en la empresa modelo diseñada por Osinergmin para el proceso tarifario de Lima y Callao 2018-2022 fueron los siguientes:

Tabla 10: Estructura de costo de personal propuesta por Osinergmin para el proceso 2018-2022 para Calidda.

Area	Costo Peso Anual [%]	Cantidad Personal Peso [%]
OyM	19%	36%
Com	17%	21%
Adm	64%	42%

Fuente: Empresa Modelo diseñada por Osinergmin proceso regulatorio 2018-2022 de Lima y Callao

Como se observa en ambas tablas el peso del costo anual de las áreas OyM, Com y Adm son similares en la empresa modelo propuesta por Contugas y en la desarrollada por Osinergmin en el proceso mencionado. Esta similitud se incrementa si se comparan los porcentajes de comercialización y administración, tal como se presenta en la tabla a continuación:

Tabla 11: Comparación relevancia de los costos de personal de Adm y Com.

Escenario	Costo anual de personal Adm + Com [%]
EM Propuesta Contugas	84%
EM RTI 2018-2022 Lima y Callao	81%

Por otro lado, resulta importante indicar, tal como ha sido realizado en anteriores procesos de determinación de tarifas de distribución de gas natural por red de ductos en Perú, el personal dedicado

a las tareas de mantenimiento preventivo de campo fue retirado de la estructura de personal (22) debido a que estas actividades han sido modeladas en la EM como actividad desarrollada por terceros, lo cual explica el bajo peso de la cantidad de personal en la estructura. A su vez, mencionar que analizar el reparto del costo de personal por área por sí solo carece de significado ya que en la práctica, se pueden encontrar empresas que internalizan sus procesos con mano de obra propia o empresas que tercerizan sus procesos y actividades, teniendo por ende en las áreas respectivas una baja cantidad de personal.

Lo importante es que la empresa cumpla con los procesos y actividades conforme a normativa y en este sentido podemos resaltar que Contugas, a la fecha, no posee multas producto de incumplimientos en temas relacionados con la Integridad de los ductos, ni impactos en la salud y seguridad de los servicios brindados. Esto indica los niveles excelentes de calidad para la operación, continuidad, disponibilidad e integridad del sistema de distribución que vienen siendo cumplidos de manera óptima por Contugas con la estructura de personal indicada.

Observación 58

Respecto a Otros Costos Regulatorios de la Tabla 54 de la Propuesta Tarifaria se incluye: las Pérdidas; el Costo financiero del gas; la revisión quinquenal instalaciones internas y mantenimiento de acometidas para consumos menores a 300 (m³/mes); Inspección, supervisión y habilitación de las instalaciones internas (usuarios con consumo menor a 300 m³/mes); Gestión contratos FISE; Aporte Osinergmin; Incobrables. Al respecto, se solicita al Concesionario realizar una descripción de los criterios metodológicos empleados para su determinación, así como indicar las fuentes de información que se emplearon para su valoración.

Respuesta:

Observación respondida en informe "Informe ER" de Empresa Modelo Eficiente.

Observación 59

Conforme se señala en el numeral 24.6 de la Norma de Estudios Tarifarios, para el reconocimiento de las pérdidas estándares, el Concesionario deberá presentar el balance del gas natural del sistema de distribución que considere el gas ingresado, el almacenado en ductos y las ventas en el sistema de distribución. Por lo que se requiere que la empresa presente dicha información.

Respuesta:

Observación respondida en informe "Informe ER" de Empresa Modelo Eficiente.

Observación 60

En observancia de lo dispuesto en el artículo 24 de la Norma de Estudios Tarifarios, se requiere que el Concesionario presente, como parte de la estimación de los costos de operación de la Propuesta Tarifaria, lo siguiente:

- Comparación con empresas nacionales o extranjeras de negocio de gas natural.

- Comparación con empresas nacionales dedicadas a servicios públicos similares, teniendo en cuenta la preponderancia en el desarrollo de redes subterráneas.
- Definición de una empresa modelo tipo.

Respuesta:

Se adjunta informe “Informe ER” detallando la Metodología de Empresa Modelo Eficiente (EM) y la justificación de sustentos y evidencias para su valorización eficiente.

Observación 61

La Propuesta Tarifaria emplea diferentes Drivers de costos en la proyección de los costos de OPEX. Sin embargo, no se presentan los criterios para la selección de dichos Drivers, ni el sustento de la información base (planillas de empleados, número de licencias, contratos de alquiler de locales, etc.). Se solicita al Concesionario presentar dicha información.

Respuesta:

Observación respondida en informe “Informe ER” de Empresa Modelo Eficiente.

Observación 62

La Propuesta Tarifaria no presenta el Plan de Mantenimiento mediante el cual se sustentan los costos OPEX. Se solicita al Concesionario presentar dicha información.

Respuesta:

Observación respondida en informe “Informe ER” de Empresa Modelo Eficiente.

Observación 63

Referente al cálculo de los Costos de Comercialización, se han empleado costos unitarios de lecturas de medidores, facturación, llamadas al Call Center, pero no se han presentado los sustentos que avalen tales costos. Se solicita al Concesionario presentar dicha información.

Respuesta:

Observación respondida en informe “Informe ER” de Empresa Modelo Eficiente.

Observación 64

Respecto a los Costos por Mantenimiento Preventivo, los costos totales de las actividades están afectados por un 15%, atribuido al componente Gastos Generales y por un 15% adicional correspondiente a la Utilidad. Se solicita al Concesionario que sustente estos porcentajes adicionales.

Respuesta:

Observación respondida en informe “Informe ER” de Empresa Modelo Eficiente.

Observación 65

En cuanto al Costo de Mantenimiento Correctivo, el Concesionario presenta como parte de su modelo de cálculo, un valor equivalente al 30% del Costo de Mantenimiento Preventivo. No obstante, no se presenta el sustento de este valor porcentual. Se solicita al Concesionario sustentar dicho porcentaje.

Respuesta:

Observación respondida en informe “Informe ER” de Empresa Modelo Eficiente.

Observación 66

Respecto al cálculo de otros componentes de los Costos de Operación y Mantenimiento, tales como Costo del Sistema de Comunicaciones, Odorización, Línea de Emergencias, Centro de Emergencias y de Mantenimientos Mayores; no se presenta el sustento correspondiente (órdenes de compra, contratos, estadísticas o cálculos). Se solicita presentar los sustentos respectivos.

Respuesta:

Observación respondida en informe “Informe ER” de Empresa Modelo Eficiente.

Observación 67

En virtud de lo dispuesto en el artículo 112 del Reglamento de Distribución, se requiere que el Concesionario presente los sustentos respectivos de los costos de los Drivers empleados para la valorización de los siguientes conceptos: a) Mantenimiento de la acometida, b) Diseño de las instalaciones internas, c) Inspección supervisión y habilitación de las instalaciones internas, d) Revisión quinquenal de las instalaciones internas y, e) Gestión de la promoción; para los Consumidores Regulados con consumos menores a 300 m³ /mes.

Respuesta:

Observación respondida en informe “Informe ER” de Empresa Modelo Eficiente.

Observación 68

En la Propuesta Tarifaria, se señala una tasa regulatoria de incobrabilidad de 0,92%. Por su lado, en el archivo Excel “Modelo Tarifario RTI 22-26 - Propuesta Tarifaria” se presentan varios valores de incobrabilidad, observándose que el promedio de benchmarking corresponde a 0,52%. Al respecto, se solicita el sustento de la elección del valor propuesto de 0,92% y del valor promedio de 0,52%.

Respuesta:

Observación respondida en informe “Informe ER” de Empresa Modelo Eficiente.

Observación 69

Se solicita al concesionario sustente el concepto “Canon por uso del espectro radioeléctrico” incluido en el archivo Excel “Empresa Referencia - OPEX”.

Respuesta:

Observación respondida en informe “Informe ER” de Empresa Modelo Eficiente.

Observación 70

En el archivo Excel “Empresa Referencia – OPEX”, hoja “OyM_Mant.Preventivo”, se presentan inspecciones que el Concesionario indica ha realizado desde el año 2018 e inspecciones que propone

realizar en el periodo tarifario de 2022 a 2026. Ante lo mencionado se solicita que el Concesionario sustente dichas inspecciones en lo que respecta a los costos, los alcances y la fuente utilizada.

Respuesta:

Observación respondida en informe “Informe ER” de Empresa Modelo Eficiente.

Observación 71

En el archivo Excel “Empresa Referencia – OPEX”, hoja “OyM_Mant.Preventivo” también presenta mantenimientos que el Concesionario indica ha realizado desde el 2018 y que propone realizar en el periodo tarifario de 2022 a 2026. Al respecto se solicita al concesionario proporcionar información respecto a los costos y la fuente respectiva para el mantenimiento de válvulas de bloqueo (manual / automática) y el mantenimiento de válvulas de alivio.

Respuesta:

Observación respondida en informe “Informe ER” de Empresa Modelo Eficiente.

Observación 72

El Concesionario en su Propuesta Tarifaria no realiza un análisis de tarifas decrecientes con el incremento de volumen típico de cada categoría, tal como lo establece el artículo 29 inciso 1-D de la Norma de Estudios Tarifarios. En tal sentido, se solicita sustentar la metodología aplicada.

Respuesta:

Las tablas 68 y 70 y la figura 37 explicitan que el diseño tarifario cumple con el artículo 29 inciso 1-D de la Norma de Estudios Tarifario. Dichas tablas indican como las tarifas son decrecientes con respecto al volumen.

Figura 10: Tarifas media por categoría.

Tabla 68: Margen Media de Distribución y Comercialización. Fuente: Elaboración propia.

CATEGORIA	Margen Media s/IGV
	USD/(Sm3)
A	0.4054
B	0.3309
C	0.3170
D	0.2837
E	0.2148
IP	0.3295
GNV	0.2932
Pesq	0.2867
GE	0.2085

Figura 11: Evolución de las tarifas media para las distintas categorías.

Figura 37: Margen media de referencia (Distribución y Comercialización). Fuente: Elaboración propia.

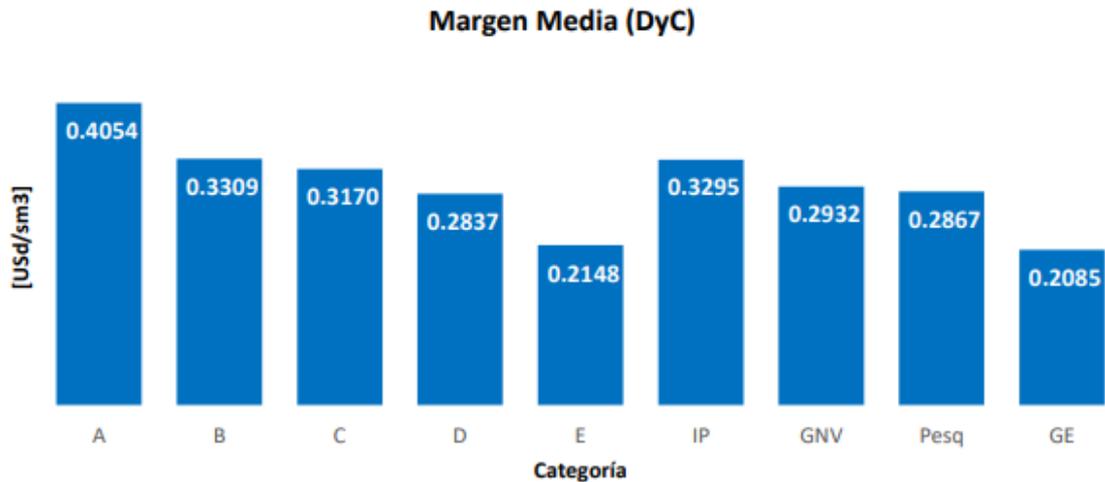


Figura 12: Porcentajes de ahorros generados por la tarifas medias por categoría.

Tabla 70: Ahorros generados por las tarifas medias de referencia.

DISEÑO TARIFARIO	Tarifa con G+T+D+C+IGV (con ajuste) [USD/Sm3]	Alternativo [USD/Sm3 Equiv]	Ahorro [%]
A	0.592	0.972	39%
B	0.520	0.888	41%
C	0.503	0.777	35%
D	0.464	0.777	40%
E	0.383	0.545	30%
IP	0.518	0.888	42%
GNV	0.475	0.723	34%
Pesq	0.468	0.777	40%
GE	0.360	0.545	34%

Observación 73

Las categorías propuestas¹⁰ por el Concesionario podrían considerar una segmentación empleando el principio de Pareto u otros métodos que represente la distribución de los clientes o que permita segmentar de manera óptima (teniendo en cuenta la distribución actual de los clientes en función al consumo mensual) los límites más representativos (%) de las categorías tarifarias. En tal sentido se solicita sustentar la segmentación propuesta (rangos de consumo).

Respuesta:

Contugas realizó un análisis con histograma de frecuencias para determinar la conveniencia de alterar los límites de las categorías actuales. Dicho análisis no evidenció cambios que pudieran introducir modificaciones significativas.

Observación 74

La Propuesta Tarifaria contempla la creación de la Categoría Tarifaria GNL; al respecto, se debe tener en cuenta que para definir las categorías tarifarias se debe prever que la propuesta al contenga al menos un cliente potencial, incluso para aquellas que son en función a los rangos de consumo. En tal sentido, se solicita reevaluar la propuesta indicada.

Respuesta:

Al no contar con clientes actual ni potenciales, Contugas retira dicha categoría del cuadro tarifario propuesto, conforme a lo indicado por Osinergmin.

Observación 75

La hoja "VNR" del modelo tarifario en MS Excel, de nombre "Modelo Tarifario RTI 22- 26 - Propuesta Tarifaria", contiene la tabla de crecimiento vegetativo de redes, sin embargo, estas no se indican en la Propuesta Tarifaria. Al respecto, se sugiere precisar la aplicación de estas redes.

Respuesta:

Dichas inversiones comprenden las generadas por la incorporación de nuevos usuarios sobre la red existente antes del inicio del nuevo período tarifario y las inversiones complementarias que en la propuesta tarifaria se denominan inversiones de comercialización.

Las inversiones de conexión necesarias para adicionar nuevos usuarios sobre la red existente se detallan en la tabla 6 el PQI.

Figura 13: Inversión anual incluida en el PQI. Fuente: PQI 2022-2026 CONTUGAS v2.

Tabla 6: Resumen de las principales variables del PQI 2022-2026 en redes existentes.

Concepto	2°Sem 2021	2022	2023	2024	2025	1°Sem 2026
Incremento clientes A y B [#]	1,091	2,791	1,142	1,000	1,004	509
Total clientes incorporados A y B [#]	1,091	3,882	5,024	6,024	7,028	7,537
Incremento Volumen [m3/año]	47,041	796,409	161,360	181,323	168,374	167,830
Total volumen [Miles m3/año]	47,041	843,450	1,004,810	1,186,133	1,354,507	1,522,337
Incremento Km de red [Km]	7.6	19.5	8.0	7.0	7.0	3.6
Total red acumulada [Km]	7.6	27.2	35.2	42.2	49.2	52.8
Inversión anual [USD DIC 2020]	344,500	881,301	360,604	315,765	317,028	160,724
Total inversión [USD DIC 2020]	344,500	1,225,800	1,586,404	1,902,169	2,219,198	2,379,922

En tanto que las inversiones complementarias o de comercialización se indican en la tabla 51 del informe de la propuesta tarifaria

Figura 14: Detalle de inversiones complementarias. Fuente: TUD 2022-2026 CONTUGAS.

Tabla 51: Inversión complementarias proyectadas para el periodo 2022-2026. Fuente: PQI

Tipo inversion	Base Inicial ¹⁰	2022	2023	2024	2025	2026
Inversiones complementarias	16,519,130	1,109,809	1,109,809	1,109,809	1,109,809	1,109,809

Ambas inversiones corresponden con el valor indicado por Osinergmin y denominadas en el archivo Modelo Tarifario RTI 22-26 – Propuesta Tarifaria como inversiones por crecimiento vegetativo.

Tabla 12: Inversiones identificadas como crecimiento vegetativo. Fuente: Modelo Tarifario RTI 22-26 – Propuesta Tarifaria

Crecimiento vegetativo de redes	Unidad	2022	2023	2024	2025	2026
VNR TOTAL	USD	1,991,110	1,470,413	1,425,575	1,426,838	1,270,534
Red de Acero	USD	-	-	-	-	-
Red de PE	USD	881,301	360,604	315,765	317,028	160,724
City Gate	USD	-	-	-	-	-
ERP	USD	-	-	-	-	-
Comercialización	USD	1,109,809	1,109,809	1,109,809	1,109,809	1,109,809
Obras Especiales	USD	-	-	-	-	-

Observación 76

Los valores de VNR de la Propuesta Tarifaria, tanto de los activos inicialmente consignados en la Tabla 48, como de las inversiones proyectadas de cada año consignados en la Tabla 49; no coinciden con las del “Modelo Tarifario RTI 22-26 - Propuesta Tarifaria”. Se solicita corregir lo señalado.

Respuesta:

El valor de Base Inicial presentado en el informe TUD 2022-2026 CONTUGAS coincide con el valor incorporado en la memoria de cálculo archivo Modelo Tarifario RTI 22-26 – Propuesta Tarifaria. A continuación, se presentan dichos valores:

Tabla 13: Valorización Base Inicial (año 2021). Fuente: TUD 2022-2026 CONTUGAS.
Tabla 48: VNR Base de activos inicial por rubro

VNR Base inicial (2009-2021 ⁸) [USD DIC 2020]	396,229,961
Tuberías de acero	182,696,744
Tuberías de PE	73,914,759
Estaciones	120,109,784
Valvulas	1,190,888
Inversiones Complementarias	16,519,130
Obras especiales	1,798,656

Tabla 14: Valorización de la Base Inicial empleada como insumo del cálculo tarifario. Fuente: Modelo Tarifario RTI 22-26 – Propuesta Tarifaria.

VNR BASE DE ACTIVOS + INVERSIONES	Unidad	Base Inicial
VNR TOTAL	USD	396,229,961
Red de Acero	USD	183,562,666
Red de PE	USD	74,239,725
City Gate	USD	109,712,731
ERP	USD	10,397,052
Comercialización	USD	16,519,130
Obras Especiales	USD	1,798,656

En lo que respecta al valor de inversiones, a continuación, se compara el valor anual indicado en el informe TUD 2022-2026 CONTUGAS que respaldó la propuesta tarifaria con los valores de la memoria de cálculo archivo: Modelo Tarifario RTI 22-26 – Propuesta Tarifaria.

Tabla 15: Inversiones anuales de expansión previstas en el PQI. Fuente: TUD 2022-2026 CONTUGAS

Tabla 49: Resumen de los principales datos del PQI 2022-2026. Fuente: PQI

Concepto	2°Sem 2021	2022	2023	2024	2025	1°Sem 2026
Incremento longitud de red [Km]	7.6	98.6	67.6	58.1	31.5	27.4
Total red longitud de red [Km]	7.6	106.2	173.8	232.0	263.5	290.8
Inversión anual [USD DIC 2020]	344,500	4,553,543	3,549,808	2,832,516	1,419,134	1,214,128
Total inversión ⁹ [USD DIC 2020]	344,500	4,898,043	8,447,851	11,280,367	12,699,501	13,913,629

Tabla 16: Inversiones presentadas en la memoria de cálculo de la propuesta tarifaria. Fuente: Modelo Tarifario RTI 22-26 – Propuesta Tarifaria.

VNR BASE DE ACTIVOS + INVERSIONES	Unidad	2022	2023	2024	2025	2026
VNR TOTAL	USD	5,663,352	4,659,618	3,942,326	2,528,944	2,323,937
Red de Acero	USD	-	-	-	-	-
Red de PE	USD	4,553,257	3,548,235	2,832,516	1,418,991	1,214,128
City Gate	USD	-	-	-	-	-
ERP	USD	-	-	-	-	-
Comercialización	USD	1,109,809	1,109,809	1,109,809	1,109,809	1,109,809
Obras Especiales	USD	286	1,573	-	143	-

Como es posible visualizar las inversiones detalladas en el informe de respaldo de la propuesta tarifaria coinciden con los valores anuales de inversión de “red de PE” y “Obras Especiales” presentes en el archivo “Modelo Tarifario RTI 22-26 – Propuesta Tarifaria” y detallados en el PQI.

La diferencia se debe a las inversiones de comercialización o inversiones complementarias las cuales están detalladas en la tabla 51 del informe TUD 2022-2026 CONTUGAS.

Figura 15: Detalle de inversiones complementarias o de comercialización. Fuente: TUD 2022-2026 CONTUGAS.

Tabla 51: Inversión complementarias proyectadas para el periodo 2022-2026. Fuente: PQI

Tipo Inversión	Base Inicial ¹⁰	2022	2023	2024	2025	2026
Inversiones complementarias	16,519,130	1,109,809	1,109,809	1,109,809	1,109,809	1,109,809

Por lo tanto, no es que existan diferencias entre los valores de inversión anual detallados en el informe con los usados en la memoria, sino que simplemente el informe presenta separadas las inversiones de expansión y conexión de nuevos clientes detallados en el PQI con las inversiones complementarias o de “No red”.

Considerar que estos valores han sido modificaciones producto de la absolución de algunas observaciones.

Observación 77

En la Tabla 50 de la Propuesta Tarifaria se citan las Inversiones de válvulas y tuberías de conexión vinculadas al PQI, sin embargo, estas no se consignan en el archivo “Modelo Tarifario RTI 22-26 - Propuesta Tarifaria”. En ese sentido, a fin de validar los datos del modelo tarifario, se requiere que dicho modelo considere todas las inversiones contempladas en la Propuesta Tarifaria.

Respuesta:

La tabla 50 del informe TUD2022-2026 CONTUGAS detalla la composición de las inversiones anuales indicadas en la tabla 49 del mismo informe.

Como se indicó en la Observación 76, ambos montos coinciden.

La confusión puede deberse a que la información que se presenta en el Modelo Tarifario RTI 22-26 – Propuesta Tarifaria no contiene el ítem Válvulas ya que el mismo se integró al ítem Red de PE y por lo tanto no aparece contenido. Sin embargo, se aclara que dicho monto de inversión está incluido en el valor empleado en el archivo de cálculo mencionado.

Observación 78

En la Tabla 51 de la Propuesta Tarifaria se citan las inversiones complementarias del periodo del 2022 al 1er semestre del 2026, sin embargo, estas no se consignan en el archivo “Modelo Tarifario RTI 22-26 - Propuesta Tarifaria”; ni tampoco en el PQI, aun cuando dichas inversiones corresponden al periodo regulatorio 2022-2026. Cabe señalar que en el “Modelo Tarifario RTI 22-26 - Propuesta Tarifaria” se tiene el rubro “Comercialización” en la hoja el VNR, en donde los valores asignados coinciden con la de las inversiones complementarias, sin embargo, no se señala a qué inversiones corresponden y para qué fin. En ese sentido, en el referido modelo se debe desagregar a qué están referidas las inversiones complementarias a fin de validar los datos del modelo tarifario y su respectiva valorización, ello en concordancia con lo dispuesto en el artículo 23 de la Norma de Estudios Tarifarios.

Respuesta:

Como se indicó en las observaciones 75, 76 y 77 los valores de inversión informados en el PQI (PQI 2022-2026 CONTUGAS v2), la propuesta tarifaria (TUD 2022-2026 CONTUGAS) y la memoria de cálculo (Modelo Tarifario RTI 22-26 – Propuesta Tarifaria) coinciden.

Las inversiones denominadas de comercialización en la memoria de cálculo corresponden a las inversiones complementarias descritas y presentadas en la propuesta tarifaria (TUD 2022-2026 CONTUGAS).

Figura 16: Definición de inversiones complementarias. Fuente: TUD 2022-2026 CONTUGAS

Inversiones complementarias

El valor de las inversiones complementarias que conforman la base de activos inicial se determinó a partir de las inversiones históricas del Concesionario, obteniéndose a partir del valor contable ajustado por inflación norteamericana a fecha de diciembre 2020. Las inversiones complementarias proyectadas para el nuevo periodo regulatorio se obtuvieron a partir del promedio de incorporación histórico de este rubro:

Tabla 51: Inversión complementarias proyectadas para el periodo 2022-2026. Fuente: PQI

Tipo inversion	Base Inicial ¹⁰	2022	2023	2024	2025	2026
Inversiones complementarias	16,519,130	1,109,809	1,109,809	1,109,809	1,109,809	1,109,809

En lo que respecta a la desagregación de las mismas, el detalle se presenta en el archivo VNR que acompañó la propuesta tarifaria.

Tabla 17: Inversiones complementarias desagregadas por tipo de activo. Fuente: VNR

INVERSIONES COMPLEMENTARIAS		USD DIC 2020						
Código	Descripción	Unidad	2021	2022	2023	2024	2025	2026
0032260001	Derechos de uso por arrendamientos	USD	34,289	34,289	34,289	34,289	34,289	34,289
0033211010	Edificaciones administrativas	USD	20,329	20,329	20,329	20,329	20,329	20,329
0033241010	Edificaciones instalaciones	USD	15,623	15,623	15,623	15,623	15,623	15,623
0033411010	Equipo Transporte Vehiculos Motorizados	USD	17,083	17,083	17,083	17,083	17,083	17,083
0033421010	Vehiculos No motorizados	USD	16	16	16	16	16	16
0033511010	Muebles	USD	126,622	126,622	126,622	126,622	126,622	126,622
0033521010	Enseres	USD	9,309	9,309	9,309	9,309	9,309	9,309
0033611010	Equipos de Procesamiento de Informacion	USD	58,666	58,666	58,666	58,666	58,666	58,666
0033621010	Equipos de comunicacion	USD	42,006	42,006	42,006	42,006	42,006	42,006
0033631010	Equipos de seguridad	USD	30,412	30,412	30,412	30,412	30,412	30,412
0033691010	Otros Equipos Diversos	USD	196,620	196,620	196,620	196,620	196,620	196,620
0034111111	Terrenos	USD	-	-	-	-	-	-
0034111221	Almacenes	USD	19,784	19,784	19,784	19,784	19,784	19,784
0034111392	Equipos de comunicacion	USD	27,445	27,445	27,445	27,445	27,445	27,445
0034111940	Servidumbres	USD	22,561	22,561	22,561	22,561	22,561	22,561
0034121010	Intangibles - Licencias	USD	14,693	14,693	14,693	14,693	14,693	14,693
0034311010	Aplicaciones informaticas (Software)	USD	306,362	306,362	306,362	306,362	306,362	306,362
0034900010	Otros activos intangibles	USD	167,989	167,989	167,989	167,989	167,989	167,989
			1,109,809	1,109,809	1,109,809	1,109,809	1,109,809	1,109,809

Estos valores fueron estimados a partir del promedio de inversión de cada tipo de activo de los últimos 5 años, y se excluyeron las cuentas que están conformados por activos de red (Red PE, Red Acero, Estaciones, etc) o que pueden estar valorizados en otros procesos, como las herramientas que se incluyen en la empresa de referencia.

Observación 79

Los costos de operación y mantenimiento totales de los años 2022 al 2026 consignados para en el archivo “Empresa Eficiente – OPEX”, no coinciden con aquellos consignados en el “Modelo Tarifario RTI 22-26 - Propuesta Tarifaria”. En ese sentido, a fin de evaluar el modelo tarifario, se requiere que exista concordancia entre dichos valores, para lo cual se debe corregir lo antes señalado.

Respuesta:

Los valores de OPEX indicados en la solapa OPEX del archivo Modelo Tarifario RTI 22-26 - Propuesta Tarifaria coinciden perfectamente con los valores presentados en la solapa resumen del archivo Empresa Referencia – OPEX.

Tal como se muestra en la gráfica a continuación ambos valores coinciden:

Figura 17: Proyección OPEX detallada en el modelo tarifario. Fuente: Modelo Tarifario RTI 22-26 - Propuesta Tarifaria.

OPEX EMPRESA DE REFERENCIA	Unidad	2022	2023	2024	2025	2026
OPEX TOTAL	USD	17,103,479	20,990,051	17,205,077	17,270,941	17,397,184
Costos de operación y mantenimiento totales	USD	3,393,330	7,289,540	3,583,208	3,672,237	3,638,227
Costos de comercialización totales	USD	3,084,297	2,995,982	3,021,251	3,044,618	3,063,466
Costos de administración totales	USD	10,049,771	10,049,771	10,049,771	10,049,771	10,049,771
Otros costos regulatorios	USD	576,080	654,758	550,847	504,315	645,720

Figura 18: Proyección de OPEX empresa de referencia. Fuente: Empresa Referencia – OPEX

EMPRESA DE REFERENCIA + OTROS COSTOS REGULAT	Unidad	2022	2023	2024	2025	2026
Costos totales (O&M + COM + ADM) + Otros costos	USD	17,103,479	20,990,051	17,205,077	17,270,941	17,397,184
Costos totales (O&M + COM + ADM)	USD	16,527,398	20,335,293	16,654,231	16,766,626	16,751,463
Costos de operación y mantenimiento totales	USD	3,393,330	7,289,540	3,583,208	3,672,237	3,638,227
Costos de comercialización totales	USD	3,084,297	2,995,982	3,021,251	3,044,618	3,063,466
Costos de administración totales	USD	10,049,771	10,049,771	10,049,771	10,049,771	10,049,771
Otros costos regulatorios totales	USD	576,080	654,758	550,847	504,315	645,720

Posteriormente y conforme a regulación los costos de operación y mantenimiento se incrementan producto de la adición de los costos regulatorios, algunos de los cuales se calculan en el modelo tarifario porque su valor depende de otros parámetros presentes en esta herramienta.

La metodología de cálculo de estos componentes adicionales se detalla en el ítem “Otros costos regulatorios” del informe TUD 2022-2026 CONTUGAS.

Observación 80

En la hoja “Cuadro Tarifario” del archivo “Modelo Tarifario RTI 22-26 - Propuesta Tarifaria” se presentan los porcentajes de la Tarifa Media que son asignados a cada categoría tarifaria para determinar los correspondientes márgenes de distribución y márgenes de comercialización; al respecto, al hacer seguimiento del origen de dichos porcentajes no es posible verificar cómo han sido determinados. En consecuencia, se solicita al Concesionario sustentar los mencionados porcentajes.

Respuesta:

Los porcentajes indicados en la tabla 69 del informe TUD 2022-2026 CONTUGAS se presentan en la solapa “Diseño Tarifario” celdas H10:H23 del archivo Modelo Tarifario RTI 22-26 – Propuesta Tarifaria.

Figura 19: Porcentajes de ahorro propuestos para el diseño tarifario. Fuente: TUD 2022-2026 CONTUGAS

Tabla 69: Porcentajes de ahorros propuestos. Fuente: Elaboración propia.

DISEÑO TARIFARIO	Ahorro tarifario (Propuesto)
A	35%
B	38%
C	31%
D	37%
E	26%
IP	38%
GNV	30%
Pesq	36%
GE	30%

Figura 20: Porcentajes de ahorro propuestos para el diseño tarifario. Fuente: Modelo Tarifario RTI 22-26 – Propuesta Tarifaria.

DISEÑO TARIFARIO	Unidad	G+T c/ IG	Alternativo	Ahorro tarifario
A1	USD/m ³	0.11	0.972	35%
B	USD/m ³	0.13	0.888	38%
C	USD/m ³	0.13	0.777	31%
D	USD/m ³	0.13	0.777	37%
E	USD/m ³	0.13	0.545	26%
IP	USD/m ³	0.13	0.888	38%
GNV	USD/m ³	0.13	0.723	30%
Pesq	USD/m ³	0.13	0.777	36%
GE	USD/m ³	0.11	0.545	30%

Estos porcentajes fueron establecidos por el concesionario para lograr tarifas que cumplan con los lineamientos regulatorios.

Observación 81

La Propuesta Tarifaria no consigna el sustento de los porcentajes de ahorro tarifario señalados en la Tabla 69 de la Propuesta Tarifaria. Sobre el particular, se requiere se sustente dichos niveles de ahorro.

Respuesta:

Como se puede apreciar en los porcentajes de ahorro propuestos, el diseño tarifario buscó lograr un ahorro similar en todas las categorías tarifarias, aunque con un porcentaje mayor para las categorías A, B, C e IP, en detrimento del ahorro de las categorías E y GE.

Adicionalmente los porcentajes tuvieron ajustes (ejemplo ahorro del 37% para la categoría D) para cumplir con la exigencia normativa de que las tarifas sean decrecientes con el volumen.

Observación 82

En relación a las tarifas finales para las Categorías GE, estas resultan mayores a las que actualmente pagan los generadores eléctricos. Al respecto, se solicita sustentar este incremento toda vez que por ser una actividad que opera en un mercado en competencia, dicho incremento puede afectar el orden

de prelación en el despacho económico del SEIN de los generadores eléctricos existentes ubicados en el departamento de Ica y desincentivar la instalación de nuevos agentes de generación eléctrica. Incluso este incremento impactaría a las tarifas eléctricas, toda vez que el monto a compensar a los generadores beneficiarios del Mecanismo de Compensación, aprobado con Decreto Supremo N° 035-2013-EM, es incorporado en la factura de electricidad de los usuarios del servicio público de electricidad por medio del Cargo Unitario por Compensación GGEE-DUP.

Respuesta:

El concesionario para cumplir con la premisa fundamental de equilibrio económico financiero establecida en el reglamento de distribución (las tarifas deben remunerar el costo de prestación del servicio) todas las categorías han visto incrementada sus tarifas. La categoría GE no resulta un caso aislado que indique una política de desincentivo a la generación térmica.

De hecho, el nivel de ahorro propuesta para dicha categoría es solo ligeramente inferior a la propuesta en otras categorías (Ver observación 80).

Observación 83

Respecto a los combustibles sustitutos utilizados para la evaluación de la competitividad de gas natural para cada categoría tarifaria, presentados en la Tabla 85 de la Propuesta Tarifaria, se deben sustentar los criterios utilizados para la selección de dichos combustibles en especial a los que corresponde a las categorías D (GLP granel), Pesqueras (GLP granel) y GNL (GLP granel).

Respuesta:

La selección de los alternativos responde a criterios comerciales y fueron escogidos por ser la opción alternativa que potencialmente podrían utilizar los usuarios de las diferentes categorías.

Se debe considerar que no todos los usuarios pueden acceder o usar las opciones más económicas que en este caso son Petróleo industrial 6. Esto ocurre en las categorías indicadas en la observación las cuales podrían emplear como combustible alternativo GLP Granel y no Petróleo industrial.

Observación 84

84) Respecto a los precios de los combustibles sustitutos presentados en la Tabla 83 de la Propuesta Tarifaria, solo se señala que se empleó la metodología adoptada por Osinergmin en el proceso de determinación de la TUD de Cálidda para el período 2018-2022; sin embargo, no precisa a que periodo de tiempo corresponden dichos precios. Se requiere señalar lo antes indicado.

Respuesta:

Contugas en el informe TUD 2022-2026 (que acompaña la propuesta tarifaria) en el ítem Competitividad indica las fechas y fuente de los combustibles alternativos empleados, así como el procedimiento para obtener los valores competitivos. De hecho, Osinergmin en la observación 87 indica las fechas utilizadas para seleccionar los combustibles alternativos.

Los precios de los combustibles alternativos GLP 10, GLP45, GLP vehicular y Diesel S50 se obtuvieron de la página web Facilito (<https://www.facilito.gob.pe/>) como el promedio de todos los valores publicados en el distrito de Ica en Setiembre.

El precio del Petróleo Industrial se obtuvo del listado de precios de combustibles de Petroperú, considerándose el valor para Callao (si bien no es parte de la concesión de Contugas, es la referencia más próxima a Ica) en Junio del año 2021 (Era la publicación más actualizada que se disponía en el momento de elaboración de la propuesta tarifaria).

En el caso del GLP Granel al no existir información pública se empleó un valor obtenido a partir del precio del GLP Vehicular con un descuento del 10%.

Tabla 18: Fuente precios de combustibles alternativos.

Combustible Alternativo	Precio Equiv	Fuente	Fecha
GLP 10	[USD/MMBTU] 27.52	Facilito - Ica	sep-21
GLP 45	[USD/MMBTU] 25.16	Facilito - Ica	sep-21
GLP Granel	[USD/MMBTU] 22.02	GLP Vehicular	sep-21
GLP Vehicular	[USD/MMBTU] 24.46	Facilito - Ica	sep-21
Petróleo Industrial 6	[USD/MMBTU] 15.44	Petroperú - Lista de Precios	jun-21
Diésel s50	[USD/MMBTU] 31.04	Facilito - Ica	sep-21

Observación 85

La fórmula de facturación para Generadores Eléctricos no es concordante con los costos incurridos para fines de determinar el precio unitario de transporte a que se refiere el Procedimiento Técnico COES N° 31. En tal sentido, se sugiere evaluar la modificación de la referida fórmula a fin de recoger lo señalado en dicho Procedimiento Técnico.

Respuesta

Se retira la propuesta de metodología de facturación para el sector de Generación Eléctrica.

Observación 86

El Concesionario propone una metodología de facturación del servicio de distribución, indicando que cualquier modificación del procedimiento podría generar una afectación de su equilibrio económico financiero o un conflicto con sus usuarios, por lo que señala que es importante mantener la metodología propuesta. No obstante, cabe indicar que la metodología de facturación aplicable a partir de este periodo regulatorio en adelante, debe enmarcarse dentro de las disposiciones establecidas en el Reglamento de Distribución. Cabe señalar que corresponde a Osinergmin aprobar la metodología de facturación correspondiente en observancia de dicho marco legal. Asimismo, de acuerdo al literal e) de la Cláusula 14.2 del Contrato de Concesión de Contugas, el procedimiento de facturación establecido en el Contrato es transitorio y se mantendrá vigente hasta que Osinergmin establezca, dentro de sus procesos de fijación tarifaria, el mecanismo de facturación por concepto de los servicios de transporte y distribución.

Respuesta:

El concesionario es consciente de la potestad del Osinergmin de elaborar la metodología de facturación conforme a lo establecido en el contrato de concesión, sin embargo, Contugas detalla en su propuesta

tarifaria una sugerencia de procedimiento de facturación compatible con el criterio empleado en la definición de tarifas.

Contugas resalta que el procedimiento de facturación que Osinergmin establezca debe ser compatible con la metodología de cálculo tarifario atendiendo a la condición de equilibrio económico financiero y no debe entrar en conflicto con las cláusulas de pago fijadas en los contratos de servicios con diferentes usuarios, informadas oportunamente a Osinergmin y publicados en nuestra página web.

En ese sentido, si bien el Osinergmin está facultado para aprobar el procedimiento de facturación del concesionario, dicho procedimiento de facturación debe respetar ciertos límites establecidos por el Contrato de Concesión -que fue el documento primigenio al cual se obligó el concesionario y el Estado peruano mediante obligaciones recíprocas- y la Constitución Política del Perú.

Siendo ello así, el procedimiento de facturación que apruebe el Osinergmin no puede contemplar mayores prohibiciones que las establecidas por el propio Contrato de Concesión y la Constitución Política del Perú. Si el Contrato de Concesión no prohíbe los pactos de reserva de capacidad con clientes independientes, la normativa que el Osinergmin emita tampoco podría hacerlo, conforme al principio constitucional de libertad de contratar establecido en el artículo 62 de la Constitución Política del Perú, que además ha estipulado la garantía a los contratantes de que los términos contractuales no pueden ser modificados por ninguna disposición legal, en la relación jurídica Estado – Concesionario y en la relación jurídica Concesionario – Cliente Independiente.

En esa misma línea, el Tribunal Constitucional mediante su sentencia de fecha 18 de noviembre de 2019, proveniente del Proceso de Amparo con expediente N° 04801-2017-AA, ya se pronunció sobre la validez y legalidad de los pactos de reserva de capacidad establecidos en los contratos entre el Concesionario y los clientes independientes, conforme a la facultad de configurar el contenido de sus propios contratos.

De igual modo, el Tribunal de Solución de Controversias del Osinergmin, en la Resolución TSC N° 025-2021-OS/TSC-103, notificada al Concesionario el 10 de febrero de 2021, reconoció la validez y exigibilidad de las cláusulas de reserva de capacidad suscritas entre Contugas y Aceros Arequipa en su calidad de cliente independiente, en el marco del derecho constitucional a la libertad de contratar y resaltando la obligación de las entidades públicas a interpretar las normas jurídicas de manera concordante e integral.

En tal sentido, consideramos muy relevante hacer hincapié en los derechos del Concesionario relacionados a la libertad de contratación y al respeto de las disposiciones contractuales que ha suscrito con el Estado y con sus clientes independientes, siendo conscientes además de la situación económica y real de la Concesión de Ica, considerando que cualquier modificación del procedimiento de facturación podría generar una afectación a su equilibrio económico financiero, conllevando a la inviabilidad de la distribución de gas natural en Ica.

Observación 87

En relación a los precios de los combustibles sustitutos, el Concesionario indica que las fuentes y fechas de la información para la determinación del nivel de ahorro para los consumidores de gas natural por

categoría tarifaria, fueron: Facilito de Osinergmin a setiembre de 2021 y los precios de Petroperú a junio de 2021. Sobre este particular, se solicita que, para la determinación de los precios de los combustibles sustitutos, se considere un mayor horizonte histórico con la finalidad de obtener valores representativos y evitar medir la competitividad sobre la base de valores puntuales de precios de sustitutos.

Respuesta:

El concesionario considera que los precios actuales son representativos y pueden ser utilizados para evaluar la competitividad del gas natural.

Observación 88

El Concesionario en su Propuesta Tarifaria no especifica las fechas de estimación de los valores del precio de suministro ni del costo de transporte, empleados en la determinación del precio final del gas natural y del nivel de ahorro respecto del combustible sustituto. De la revisión del archivo Excel “Modelo Tarifario RTI 22-26 - Propuesta Tarifaria” adjunto a su propuesta, se observa que se ha utilizado un precio de suministro vigente en el año 2020; sin embargo, el precio de suministro del año 2021 disminuyó en 6% respecto del año previo. Para el caso del costo de transporte se utiliza un valor de 0,04435042 USD/m³, el cual no coincide con ningún Costo Medio de Transporte (CMT) aprobado desde julio de 2020. En este punto, se solicita al Concesionario que sustente los valores de suministro y transporte utilizados en la medición de la competitividad del precio final.

Respuesta:

Como se puede apreciar en la memoria de cálculo “Modelo Tarifario RTI22-26 – Propuesta tarifaria”, el concesionario plantea 4 escenarios de precios de gas y transporte. Dichos escenarios son:

- Escenario 1: enero 2020.
- Escenario 2: abril 2021.
- Escenario 3: Proyectado 1.
- Escenario 4: Proyectado 1.

Los escenarios 1 y 2 se basan en precios históricos y fueron extraídos de los pliegos tarifarios de la concesionaria en las fechas indicadas pero expresadas en dólares de la fecha del cálculo tarifario (Diciembre del año 2020).

Los escenarios 3 y 4 buscaban ser valores proyectados, pero finalmente se basaron en valores históricos tomándose como referencia el valor del escenario 1 de enero del 2020 por ser el mayor valor y por lo tanto el más exigente desde el punto de vista de la competitividad.

De todas maneras, a partir de lo observado por Osinergmin Contugas adoptó como precio del gas y del transporte los valores detallados en el pliego tarifario de noviembre del 2021 ajustado por el índice PPI a dólares de Diciembre del año 2020.

Figura 21: Pliego tarifario de Contugas de Noviembre del 2021.

Pliegos aplicables por el servicio del gas natural desde el 01 de Noviembre 2021 en el departamento de la C												
1. Pliego Tarifario del Servicio de Distribución de Gas Natural												
CATEGORIA	RANGO DE CONSUMOS		SUMINISTRO Precio Medio del Gas	TRANSPORTE Costo Medio del Transporte del Gas Natural			DISTRIBUCION GAS NATURAL					
	DESDE	HASTA	PS (1)	TTR (2)		Regímenes		MARGEN COMERCIAL (3)		MARGEN DISTRIBUCION (3)		
	Sm ³ /mes	Sm ³ /mes	\$/ Sm ³ (*)	\$/ Sm ³	\$/ Sm ³	FISE (5)	TRS (6)	FIJO	VARIABLE	FIJO	VARIABLE	
A	Residenciales	0	300	0.1998527					0.3178	0.14914862	2.0877	0.979938047
B	Comercio y Pequeña Industria	301	19,000	0.24982050					33.7462	0.10886006	221.0497	0.69996064
C	GNV	19,001	370,000	0.24982050	0.1758013				0.3027	0.06560470	1.9953	0.429717381
D	Gran Industria	370,001	4,000,000	0.24982050			0.01064740		0.2156	0.04639034	1.4106	0.303648001
E	Generador Eléctrico	4,000,001	30,000,000	0.24982050					0.1591	0.03458720	1.0516	0.226568892
	Eléctrico Menor			0.1998527					0.1591	0.03458720	1.0516	0.226568892
	Independiente			0.44667377								

Factores de Actualización del Pliego Tarifario (PPI, IAC, IPE o IPM, Precio del gas natural y Tarifa de Transporte (4))											
Factores de Actualización de Distribución			Precio del gas natural			Factores de Actualización del Transporte					
Factor	Valor Unidades	Vigencia	Residenciales y Eléctrico Menor	Valor (US\$/MMBTU)	Vigencia	Actualización por PPI	Valor Unidades	Vigencia			
Factor IPE	157.1	De mayo 2021 a Abril 2022	B,C y D	1.2743	De enero a Diciembre 2021	Actualización por PPI	209.1	De Marzo 2021 a Febrero 2022			
Factor IAC	311.9		E	1.9029		Actualización por FDA	0.9529	De 01 de Mayo 2021 a Abril 2022			
Factor IPM	114.623015										
Factor PPI	213.4										

(*) Conversión de US\$/Sm³ a US\$/GJ dividir entre 0.0404529 GJ/Sm³

Los importes descritos no incluyen el IVA

TC = 4.0004 El Tipo de Cambio será eval -En la conversión a moneda nacional de los conceptos a ser facturados en el Recibo de Consumo, el Tipo de Cambio a utilizarse será: Valor de referencia para el Dólar de los Estados Unidos de Norteamérica, determinado por la Superintendencia de Banca y Seguros del Perú, correspondiente a la "Cotización de Oferta y Demanda - Tipo de Cambio Promedio Ponderado" o el que lo reemplace. Se considera el valor venta promedio de las cotizaciones diarias disponibles y publicadas al día 25 (incluido) del mes correspondiente a la fecha de la actualización. La actualización usará mensualmente y aplicable solo si el valor que se calcule varía en más de 3% respecto a la tasa empleada en la última actualización, o si transcurren más de cuatro (04) meses desde esta última. El valor actualizado tendrá vigencia al inicio del mes siguiente al que se efectúa la actualización. El Tipo de Cambio será expresado con redondeo a cuatro (04) decimales." Artículo 6 de la Res-193-2020-OS/CD.

TCl = 4.0004 El Tipo de Cambio será eval -En la conversión a moneda nacional de los conceptos a ser facturados en el Recibo de Consumo, el Tipo de Cambio a utilizarse será: Valor de referencia para el Dólar de los Estados Unidos de Norteamérica, determinado por la Superintendencia de Banca y Seguros del Perú, correspondiente a la "Cotización de Oferta y Demanda - Tipo de Cambio Promedio Ponderado" o el que lo reemplace. Se considera el valor venta promedio de las cotizaciones diarias disponibles y publicadas al día 25 (incluido) del mes correspondiente a la fecha de la actualización. La actualización usará mensualmente y aplicable solo si el valor que se calcule varía en más de 3% respecto a la tasa empleada en la última actualización, o si transcurren más de cuatro (04) meses desde esta última. El valor actualizado tendrá vigencia al inicio del mes siguiente al que se efectúa la actualización. El Tipo de Cambio será expresado con redondeo a cuatro (04) decimales." Artículo 6 de la Res-193-2020-OS/CD.

Observación 89

En el archivo Excel "Modelo Tarifario RTI 22-26 - Propuesta Tarifaria" adjunto a su propuesta, el Concesionario utiliza unas tarifas de distribución de mayo de 2021 en dólares americanos. Para el caso de la categoría A, estas difieren en -1% respecto de las tarifas validadas en los pliegos tarifarios. Para el caso de las demás categorías tarifarias esta diferencia es +2% respecto de los valores aprobados. Se solicita revisar los valores de los pliegos tarifarios considerados en su modelo Excel.

Respuesta:

Se ajustarán los valores indicados, aún la diferencia resulte reducida, correspondientes con el pliego del mes de mayo del 2021; asimismo se toma en consideración el redondeo a 4 decimales.

CATEGORIAS TARIFARIAS		RANGO VOLUMETRICO		MARGEN COMERCIAL		MARGEN DISTRIBUCION	
		DESDE	HASTA	FIJO	VARIABLE	FIJO	VARIABLE
		Sm ³ /mes	Sm ³ /mes	US\$ /(Sm ³ /día)	US\$/(Sm ³ /día)	US\$/(Sm ³ /día)	US\$/(Sm ³ /día)
A	Residenciales	0	300	0.0777	0.0365	0.5104	0.2388
B	Comercio y Pequeña Industria	301	19,000	8.2501	0.0261	54.0411	0.1711
C	GNV	19,001	370,000	0.0740	0.0160	0.4878	0.1051
D	Gran Industria	370,001	4,000,000	0.0527	0.0113	0.3449	0.0743
E	Generador Eléctrico	4,000,001	30,000,000	0.0389	0.0085	0.2571	0.0554
	Eléctrico Menor			0.0389	0.0085	0.2571	0.0554

Para el caso de categorías A y B los márgenes fijos son expresados en USD/mes.

Observación 90

En relación a los combustibles sustitutos por categoría tarifaria, el Concesionario no ha presentado el sustento de la asignación de estos a las mencionadas categorías. Adicionalmente, se ha identificado que el combustible previsto para la generación eléctrica tiene el mismo precio que el utilizado por la categoría industrial. Por lo mencionado, se solicita al Concesionario remitir el sustento de la asignación del combustible sustituto para cada categoría tarifaria y revisar los precios consignados en su propuesta.

Respuesta:

Respondido en observación 84.

Observación 91

El Concesionario en su Propuesta Tarifaria solo muestra los resultados de los Cargos Complementarios, siendo que la descripción, análisis y evaluación los recursos se encuentra en las hojas Excel adjuntas a la propuesta. Por lo que, se solicita al Concesionario, incluir también el detalle cada una de las actividades, costos, tiempos empleados en la determinación de los cargos que propone. Cabe señalar que la presentación de estos cargos propuestos está enmarcada en el Anexo C.2 de la Norma de Procedimientos para la Fijación de Precios Regulados.

Respuesta:

Como el propio Osinergmin indica en la observación, Contugas conforme a lo dispuesto en la norma de procedimientos tarifarios presenta su propuesta de valor de los cargos complementarios adicionando la memoria de cálculo de los mismos, donde se detallan insumos, materiales, recursos humanos, tiempos y rendimientos.

Los valores presentados para los cargos complementarios fueron obtenidos mediante los procedimientos tradicionalmente empleados por Osinergmin en otros procesos de fijación de tarifas, por lo que Contugas no consideró necesario la incorporación de una descripción de la metodología de cálculo acompañando la propuesta tarifaria.

Sin embargo, a partir de la presente observación se incorpora una descripción del cálculo de los cargos complementarios.

Observación 92

El Concesionario incluye dentro de los cargos por Acometida, el costo de la caja o celda de protección, sin embargo, estos no se encuentran dentro del nuevo concepto de Acometida, sino dentro de las Instalaciones Internas, ello según el numeral 2.1 de artículo 2 y el literal b) del artículo 71 del Reglamento de Distribución modificado mediante Decreto Supremo N° 008-2021-EM. En tal sentido, se solicita al Concesionario reevaluar su propuesta del cargo señalado

Respuesta:

Se procede a retirar el costo de la caja o celda de protección para la propuesta de cargos de acuerdo a la nueva normativa. Sin embargo, se mantendrá dentro de la propuesta el cargo que incluye la obra civil para los fines que Osinergmin estime conveniente. Alineados a la normativa vigente hemos

elaborado un análisis de acometidas sin considerar el gabinete ni la obra civil comprometida; al referirnos a la obra civil son aquellos recursos utilizados para la construcción del murete, así como acabado para el alojamiento del gabinete; entendiendo que ambos conceptos forman parte de las instalaciones internas.

Observación 93

De acuerdo al numeral 31.411 del artículo 31 de la Norma de Estudios Tarifarios, el cargo de Acometida debe ser evaluado considerando múltiples medidores en una misma caja porta medidor. En ese sentido, se solicita al Concesionario presentar las propuestas de costos para los tipos de Acometidas de acuerdo a los establecido en la Norma de Estudios Tarifarios.

Respuesta:

Las nuevas propuestas de cargos por acometidas se detallan en el informe “Informe Cargos Extratarifarios” adjuntado como anexo a la propuesta tarifaria.

Observación 94

Respecto a los costos de la mano de obra, se observa que en el archivo Excel “Cargos por acometida - RTI2226” los costos del técnico gasista y su ayudante tienen como fuente “Capeco”, sin embargo, no muestra un documento oficial del cual obtiene dichos costos. Se solicita al Concesionario remitir los documentos y/o estudios actuales que respalden los montos propuestos.

Respuesta:

Las remuneraciones básicas de los distintos cargos de mano de obra involucrada en las actividades fueron relevadas de la tabla salarial de operarios de la construcción civil publicado por la Federación de Trabajadores en Construcción Civil del Perú (FTCCP), salvo para el Supervisor que fue utilizado el valor aprobado en la RTI 2018-2022 del concesionario Cálidda ajustado por inflación norteamericana (PPI), el detalle de los cálculos se adjunta en documento anexo “Sustento de mano de obra.xlsx”.

Observación 95

Se observa en el archivo Excel “Cargos por acometida - RTI2226” que contiene los cálculos para la determinación de los costos de los componentes de la Acometida, el Concesionario señala que ha utilizado los costos para dichos componentes del Proceso Regulatorio de Lima y Callao del periodo 2018-2022, actualizándolos mediante un índice definido como “INFLACIÓN EEUU”. Se solicita al Concesionario realice una evaluación de los tipos de Acometidas a efectos de establecer una propuesta sobre ellos, se debe señalar que de acuerdo con la nueva definición de la Acometida establecida en el Reglamento de Distribución en la actualidad los componentes de la Acometida son diferentes a los utilizados en los informes previos emitidos por Osinergmin por lo que no podría emplearse como información de referencia.

Respuesta:

Las nuevas propuestas de cargos por acometidas se detallan en el informe “Informe Cargos Extratarifarios” adjuntado como anexo a la propuesta tarifaria.

Observación 96

En la Propuesta Tarifaria el Concesionario señala mantener los topes para el Derecho de Conexión que estuvieron vigentes en enero de 2021. Al respecto, se debe señalar que el numeral 11.5 de la Norma de Estudios Tarifarios establece que el Derecho de Conexión para clientes menores a 300 m³/mes debe considerar los ahorros generados por utilizar una misma Tubería de Conexión para dos (02), tres (03), cuatro (04) o más Acometidas, ello a fin de que dichos ahorros sean trasladados al consumidor. En tal sentido, se solicita al Concesionario realizar su propuesta de Derecho de Conexión acorde a la norma legal vigente.

Respuesta:

A partir de las observaciones 96, 97 y 98 realizadas por Osinergmin, Contugas elaboró una propuesta de Derecho de Conexión para las categorías tarifarias que conforman la propuesta tarifaria.

La metodología de cálculo se sustenta en el informe con el detalle de cálculo del Derecho de Conexión que se anexa al presente documento.

En lo que respecta a la solicitud de considerar los ahorros generados por el uso de varias acometidas en una misma tubería, Contugas se ajusta a lo que establece el reglamento de distribución que en su artículo 2 inciso 2.36 define al Derecho de Conexión como un derecho que adquiere el interesado para acceder al suministro de gas natural mediante un pago regulado.

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

El reglamento en ese mismo inciso reconoce al Derecho de Conexión como un bien intangible sin a una infraestructura específica.

Similar criterio se puede interpretar en el artículo 63.b del reglamento de distribución que establece el Derecho de Conexión como un pago único que realizado el interesado para ser considerado Consumidor.

Artículo 63b.- El Derecho de Conexión es el pago único que realiza el Interesado para ser considerado como Consumidor a ser atendido en el plazo máximo definido en el presente Reglamento. El Derecho de Conexión es regulado por OSINERGMIN de acuerdo con los siguientes criterios: a) Es de naturaleza no reembolsable. b) Para aquellos Consumidores cuyo consumo sea mayor a 300 m³ std/mes 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, en caso sea necesario.
c) *Para el caso de los Consumidores Regulados cuyo consumo sea menor o igual a 300 m³ std/mes el Derecho de Conexión deberá ser, como máximo, el equivalente al costo esperado de la Tubería de Conexión promedio.*

Adicionalmente ese mismo artículo establece que el valor del Derecho de Conexión para los usuarios con consumos menor a igual a 300 m³ debe ser como máximo el equivalente al costo esperado de la Tubería de Conexión promedio, sin detallar que el valor deba contemplar la cantidad de acometidas posteriores.

Por otro lado, Contugas en su propuesta tarifaria estima los ingresos por Derecho de Conexión (que reducen el costo de prestación del servicio) como el producto de la cantidad de nuevos usuarios por el valor del derecho de conexión, sin introducir ninguna discriminación por el hecho de compartir tuberías de conexión.

Caso Osinergmin establezca un Derecho de Conexión discriminado, existiría una afectación al equilibrio económico financiero del concesionario.

Observación 97

La Propuesta Tarifaria señala que el Derecho de Conexión de la Categoría Especial Pesquera sea el mismo de la Categoría C vigente a enero del 2021, de forma similar ocurre con la Categoría Especial GNL e IP el cual se le ha asignado el mismo Derecho de Conexión de la Categoría D y B respectivamente vigentes al mes antes señalado.

Al respecto, el Concesionario debe sustentar el motivo por el cual asignan el Derecho de Conexión de categoría existentes, siendo que se esperaría que con la creación de Categorías Especiales se propongan cargos diferenciados que motiven a los potenciales clientes a convertir sus instalaciones a gas natural.

Respuesta:

Respuesta en observación 96

Observación 98

Se solicita al Concesionario presentar en su Propuesta Tarifario la evaluación, la estimación y propuesta del Derecho de Conexión según lo señalado en el numeral 11.3 de la Norma de Estudios Tarifarios a efectos que las zonas que no accedan a beneficios promocionales del FISE o Mecanismo de Promoción, puedan incrementarse el interés hacia la conversión al gas natural.

Respuesta

Respuesta en observación 96

Observación 99

En el archivo Excel "Cargos ISH - RTI2226" el Concesionario señala que el costo de mano de obra tiene como fuentes: "APU-Contugas 2018-2022" (para el técnico gasista, el ayudante, el chofer y el peón), y

“Archivo Lycons” (para el supervisor de obra). Se solicita al Concesionario señalar claramente la fuente de las cifras utilizadas, siendo que los mismos deben ser sustentados mediante publicaciones de revistas de costos o estudios especializados.

Respuesta:

Las remuneraciones básicas de los distintos cargos de mano de obra involucrada en las actividades fueron relevadas de la tabla salarial de operarios de la construcción civil publicado por la Federación de Trabajadores en Construcción Civil del Perú (FTCCP), salvo para el Supervisor que fue utilizado el valor aprobado en la RTI 2018-2022 del concesionario Cálidda ajustado por inflación norteamericana (PPI), el detalle de los cálculos se adjunta en documento anexo “Sustento de mano de obra.xlsx”.

Cabe precisar que en el caso del proceso ISH se requiere de técnicos especializados de allí que se incluya el costo adicional por certificación:

CERTIFICACION IG1	VIGENCIA	USD/HR	S//HR
280	2	0.08	0.29

Observación 100

El Concesionario señala que el costo unitario del supervisor de obra tiene como fuente el Proceso Regulatorio de Lima y Callao del periodo 2018-2022 que señala el Concesionario en su modelo tarifario haber utilizado. Al respecto, en dicho proceso se reconoció un costo H-H por el supervisor de S/ 69 aproximadamente. Sin embargo, el Concesionario propone un costo de S/ 92 en su archivo Excel “Cargos ISH - RTI2226”, el cual difiere del valor base utilizado como sustento. Asimismo, cabe señalar que el costo H-H propuesto por el Concesionario para la ISH difiere del consignado en los costos de la propuesta para el Corte y Reconexión. En tal sentido, se solicita al Concesionario sustentar el costo H-H del supervisor y uniformizar los valores en los diferentes Cargos Complementarios que requieran un supervisor.

Respuesta:

Se procede a unificar los valores de costo de H-H del supervisor en los modelos mencionados.

Observación 101

El Concesionario señala que el costo de la actividad “Instalación de medidor/corrector y programación” ha sido reconocido dentro del Proceso Regulatorio de Lima y Callao del periodo 2018-2022, sin embargo, este es mayor en 26% respecto a los reconocido. Se solicita al Concesionario brindar mayores sustentos para el aumento de la actividad de habilitación señalado. Asimismo, debemos señalar que, si esta actividad está reconocida en la Habilitación no se debe incluir dentro de los costos de Acometida, ya que habría un doble reconocimiento.

Respuesta:

La actividad “Instalación de medidor/corrector” ha sido modificada por la actividad “Configuración de unidad correctora y/o computador de flujo”.

Observación 102

En el archivo Excel “Cargos de corte y reconexión - RTI2226” se señala que el costo de corte y reconexión se componen de la suma de los costos directos, costos indirectos y un aporte regulatorio. Para el caso de costos indirectos, el Concesionario utiliza el valor de 30% sobre los costos directos, tal como se utilizó en el Proceso Regulatorio de Lima y Callao del periodo 2018-2022, sin embargo, para el Aporte Regulatorio, el Concesionario propone un porcentaje de 10%, mientras que en el mencionado informe dicho porcentaje es de 1%. Se solicita al Concesionario que corrija el porcentaje utilizado para el Aporte Regulatorio.

Respuesta:

Se procede a corregir el porcentaje utilizado en el aporte regulatorio.

Observación 103

El Concesionario en su archivo Excel “Cargos de corte y reconexión - RTI2226” señala que los costos directos son resultado de la mano de obra, insumos, equipos, kits y vehículos. Al respecto, los costos de la mano de obra del operario, oficiales y peones el Concesionario menciona que la fuente es Capeco y respecto del supervisor de obra, APU-Contugas 2018-2022, sin embargo, no muestra los documentos oficiales de los cuales obtiene dichos costos. Se solicita al Concesionario sustentar los costos unitarios de la cuadrilla en base a revistas de costos u otra documentación que sea oficial.

Respuesta:

Ídem respuesta observación 99

Observación 104

El Concesionario señala que el costo unitario del supervisor de obra tiene como fuente el Proceso Regulatorio de Lima y Callao del periodo 2018-2022 que señala el Concesionario haber utilizado en su modelo tarifario. Al respecto, el costo reconocido en dicho proceso para el H-H del supervisor es S/ 69, sin embargo, se observa que el Concesionario emplea un índice de actualización señalado como “IPC USA”, obteniendo un costo de H-H de supervisor igual a S/ 86. Se solicita al Concesionario sustentar los costos unitarios del personal de supervisión en base a revistas de costos u otra documentación que sea oficial.

Respuesta:

Ídem respuesta observación 99

Observación 105

Los costos directos de los cargos de corte tipo I de las categorías A y B que determina el Concesionario en su archivo Excel “Cargos de corte y reconexión - RTI2226” son mayores en 22% respecto a los reconocidos el Proceso Regulatorio de Lima y Callao del periodo 2018-2022 que señala el Concesionario haber utilizado en su modelo tarifario. Revisando el costo de mano de obra de la Propuesta Tarifaria, se observa que, para el mencionado tipo de corte, el costo de “Limpieza Zona de Trabajo” es mayor en 763% reconocido para Lima y Callao. Lo señalado, de manera similar, ocurre en

la reconexión tipo I y tipo II de las categorías A y B. En tal sentido, se solicita al Concesionario brindar mayores sustentos debido al porqué de la diferencia indicada en dicho costo.

Respuesta:

Se procede a ajustar debido a un error involuntario; debemos precisar que la actividad “Limpieza Zona de Trabajo” en las actividades corte y reconexión tipo I y II de las categorías A y B corresponde a una limpieza superficial que se realiza dentro del gabinete mediante una brocha con un tiempo aproximado de 0.6 minutos.

Observación 106

De otro lado, los costos directos de los cargos por corte tipo II de las categorías A y B que determina el Concesionario en su archivo Excel “Cargos de corte y reconexión - RTI2226” son mayores en 36% respecto a los reconocidos el Proceso Regulatorio de Lima y Callao del periodo 2018-2022 que señala el Concesionario haber utilizado en su modelo tarifario, ello debido al incremento del costo de limpieza. Asimismo, se observa que en el costo de la “instalación de dispositivo de bloqueo” perteneciente a los costos directos existe un insumo o material llamado “tapón de cierre goma” el cual no fue reconocido para Lima y Callao. Por ello, se solicita al Concesionario explicar la razón de la inclusión del “tapón de cierre goma”, así como las diferencias en el concepto de limpieza señalados, adjuntando los debidos sustentos.

Respuesta:

Se procede a retirar el insumo tapón de goma; sin embargo, se precisa el nombre de la actividad a Bloqueo de válvula de servicio y consiste mediante una llave allen cerrar un mecanismo de bloqueo que tienen las válvulas de servicio.; esta actividad tiempo un tiempo de 0.008 horas.

Observación 107

Los costos directos de los cargos por corte tipo III de las categorías A y B que determina el Concesionario en su archivo Excel “Cargos de corte y reconexión - RTI2226” son mayores en 79% en promedio respecto de los costos directos reconocidos el Proceso Regulatorio de Lima y Callao del periodo 2018-2022 que señala el Concesionario haber utilizado en su modelo tarifario. Al respecto, se ha observado que los costos en Soles de los equipos para la “excavación acceso de tubería de conexión” y “Relleno de excavación y resane” en la propuesta son mayores a los utilizados en Lima y Callao, en 800% y 200%, respectivamente. Por ello se solicita al Concesionario sustentar los motivos de las diferencias encontradas entre ambas informaciones.

Respuesta:

El aumento en los costos se debe principalmente al precio de los equipos utilizados en las actividades de excavación y relleno. Los costos de los equipos fueron relevados de la Revista Costos de enero 2021:

Figura 22: Precios de los equipos empleados en la determinación de los cargos de ISH.

EQUIPO	POT. (HP)	CAPAC.	PESO (KG)	COSTO POSES S/	COSTO OPER. S/	TARIFA HORA S/	OBS
EQUIPOS PARA PERFORACION							
COMPRESORAS NEUMATICAS	76 HP	125-175 PCM	2000	8,71	67,55	76,26	
COMPRESORAS NEUMATICAS	87 HP	250-330 PCM	2300	14,27	77,78	92,06	
COMPRESORAS NEUMATICAS	93 HP	335-375 PCM	2500	17,36	104,88	122,25	
COMPRESORAS NEUMATICAS	150 HP	380-590 PCM	3500	19,58	151,09	170,67	
COMPRESORAS NEUMATICAS	196 HP	600-690 PCM	5000	23,27	168,21	191,48	
COMPRESORAS NEUMATICAS	240 HP	700-800 PCM	6500	31,53	199,01	230,54	
MARTILLOS NEUMATICOS		21-24 KG.	24	4,08	1,07	5,15	(**)
GRUPO ELECTROGENO	89 HP	50 Kw	1150	4,65	119,16	123,81	(*)
COMPACTADOR VIB. TIPO PLANCHA	5.8 HP		145	2,56	29,88	32,44	

Sobre el exceso en el costo de los equipos de las partidas de excavación y relleno de zanja se debe a la forma de asignación pues los materiales y componentes han sido incluidos dentro del rubro equipo; sin embargo, para estar alineados al criterio de asignación del Osinergmin se ha procedido a la modificación respectiva.

Observación 108

Los costos directos de los cargos por corte tipo III acero que determina el Concesionario en su archivo Excel "Cargos de corte y reconexión - RTI2226" son mayores en 100% en promedio respecto de los costos directos reconocidos el Proceso Regulatorio de Lima y Callao del periodo 2018-2022 que señala el Concesionario en su modelo tarifario haber utilizado. Asimismo, se ha observado que los costos en Soles de los equipos de "excavación acceso de tubería de conexión" y "relleno de excavación y resane" en la propuesta del Concesionario son mayores a los utilizados en Lima y Callao, en 1000% y 600%, respectivamente. Similar figura se observa análogamente en el corte tipo III polietileno. Por ello se solicita al Concesionario sustentar los motivos de las diferencias encontradas entre ambas informaciones.

Respuesta:

Ídem respuesta observación 107

Observación 109

En los costos directos de los cargos de reconexión tipo III de las categorías A y B, se observa un incremento de 80% en promedio respecto de los valores reconocidos en el Proceso Regulatorio de Lima y Callao del periodo 2018-2022. De otro lado, en los costos directos de la reconexión tipo III, las diferencias entre la propuesta del Concesionario con los reconocido para Lima y Callao son mayores al 100%. Por ello se solicita al Concesionario presentar los sustentos que motivan dichas diferencias.

Respuesta:

La diferencia mencionada por Osinergmin en el costo directo en los valores reconocidos en el Proceso Regulatorio de Lima y Callao del periodo 2018-2022 y el modelo propuesto por Contugas, se debe a los costos de los equipos utilizados, conforme justificación desarrollada en las observaciones 107 y 108.

Observación 110

En la Propuesta Tarifaria no se señala qué elementos son importados o nacionales para establecer los coeficientes propuestos en la fórmula de actualización, por lo que se solicita al Concesionario detalle dichos elementos a fin de que estos sean sustentados, asimismo se le solicita señalar en su Propuesta Tarifaria la fecha base de partida para la actualización.

Respuesta:

La fórmula incluida en el informe TUD 2022-2026 para la actualización periódica es la establecida en el contrato de concesión punto “Actualización de valores”.

El contrato de concesión establece la siguiente fórmula de actualización

- f) **Actualización de valores.**
 f.1 **Fórmula de actualización.**
 Las fórmulas que se usarán para calcular la actualización de los parámetros de las tarifas de Distribución y Comercialización, son las siguientes:

$$F1 = a \frac{IPE}{IPE_o} + b \frac{IAC}{IAC_o} + c \frac{IPM}{IPM_o} + d \frac{PPI}{PPI_o}$$

Donde:

F1: Factor de actualización del costo medio de Distribución.

- a: Coeficiente de participación de las redes de Polietileno sin incluir las obras civiles.
 b: Coeficiente de participación de las redes de Acero sin incluir las obras civiles.
 c: Coeficiente de participación de Obras Civiles más Operación y

Mantenimiento (obras civiles incluye herramientas).

- d: Coeficiente de participación de productos importados (no aplica al acero ni al polietileno).

IPE: Índice de precios para Gomas y Productos Plásticos (Series ID: WPU07110224), este índice se utilizará como el relevante para el reajuste del polietileno.

IAC: Índice de precios de Ductos de Acero y Tuberías (Series ID: WPU101706)

IPM: Índice de precios al por mayor (INEI).

PPI: Índice de precios de bienes finales sin incluir alimentos y energía. (Series ID: WPSSOP3500)

La metodología de cálculo de los parámetros a, b, c y d se detallan en el archivo de cálculo “Modelo Tarifario RTI 22-26 - Propuesta Tarifaria” solapa “FA”.

Un punto a destacar es que los coeficientes a, b, c y d deben sumar en forma conjunta 100%, por lo que el coeficiente d (Coeficiente de participación de productos importados) debe comprender todos

los puntos que no están cubiertos en los coeficientes a, b y c, sino se estaría afectando el equilibrio económico financiero del concesionario.

Observación 111

En la Propuesta Tarifaria se señala que el índice Produce Price Index (PPI) propuesto pertenece a la serie Finished Goods Less Foods and Energy – Serie ID: WPSSOP3500; al respecto, se observa que dicha serie ha dejado de ser publicada por el Bureau of Labor Statistics, siendo que dicha entidad ha establecido una tabla de concordancias entre el índice con la serie antes señalada y el Índice Finished Goods Less Foods and Energy – Serie ID: WPSFD4131, siendo este último el que se viene aplicando en los procedimientos de facturación de las diferentes concesiones de distribución. En tal sentido, se solicita al Concesionario utilizar la serie WPSFD4131 cuando se haga mención al PPI.

Respuesta:

Se modifica la formula incluyendo la Serie ID WPSFD4131 en sustitución de la Serie ID WPSSOP3500 establecida en el contrato de concesión.

Observación 112

Respecto a los coeficientes señalados en la Tabla 93 de la Propuesta Tarifaria, se observa lo siguiente:

- El coeficiente “a” propuesto por el Concesionario utiliza como referencia la inversión total en acero descontando el porcentaje de “Obra Civil” de 28,8%; se observa que dicho porcentaje de obra civil corresponde a un ducto de acero de 20”. Al respecto, se solicita al Concesionario determinar dicho porcentaje con base en toda la infraestructura de acero y no únicamente la tubería de acero de 20”.
- El coeficiente “b” propuesto por el Concesionario utiliza como referencia la inversión total en polietileno descontando el porcentaje de “Obra Civil” de 35,6%; se observa que dicho porcentaje de obra civil corresponde a un ducto de polietileno de 25 mm. Al respecto, se solicita al Concesionario determinar dicho porcentaje con base en toda la infraestructura de polietileno y no únicamente a la tubería de polietileno de 25 mm.
- El coeficiente “c” propuesto por el Concesionario utiliza como referencia únicamente la inversión en obras civiles de acero y polietileno; debemos señalar que dicho coeficiente debe incluir los costos de operación y mantenimiento dentro del cálculo. Al respecto, se solicita al Concesionario reevalúe dicho coeficiente.
- El coeficiente “d” se determina tomando como base la inversión en materiales importados. Al respecto, se solicita al Concesionario recalcule dicho coeficiente según los cambios antes señalado.

Respuesta:

Como se indica en el informe TUD 2022-2026, los tipos de tuberías de acero y polietileno fueron seleccionadas por ser la más empleadas por el concesionario. Su objetivo es determinar la incidencia porcentual de la obra civil en el costo unitario, por lo que la selección de una tubería representa una simplificación válida.

Observación 113

En el marco de lo dispuesto por el Reglamento de la Ley N° 29852, que crea el Sistema de Seguridad Energética en Hidrocarburos y el Fondo de Inclusión Social Energético, aprobado por Decreto Supremo N° 021-2012-EM, las Concesionarias pueden ejecutar instalaciones de distribución con cargo a los aportes del FISE. Sobre el particular, se debe precisar que no corresponde que dichas instalaciones formen parte del VNR a ser reconocido al Concesionario. De acuerdo con lo señalado por el Minem, mediante Oficio N° 1854-2021- MINEM/DGH (Anexo N°2) recibido el 15 de octubre de 2021, la propuesta del PQI contiene zonas que serían desarrolladas con recursos FISE. En ese sentido, se precisa que el Concesionario deberá retirar el monto de inversión de su PQI en los casos en que dicha inversión para desarrollar infraestructura del PQI sea financiada con recursos del FISE administrado por el Minem. Asimismo, a efectos de poder identificar claramente las áreas que serán desarrolladas con los recursos del FISE, se solicita al Concesionario presentar dichos proyectos en la estructura del Procedimiento VNRGN considerando los Códigos de Proyecto reportados y verificando que el metrado sea coincidente. Del mismo modo, para efectos del reporte en el Procedimiento VNRGN, en el campo “propiedad” de todas las instalaciones que conforman el Proyecto FISE, deberá emplear el valor “F” para identificar que dichas instalaciones pertenecen a proyectos desarrollados con recursos del FISE.

Respuesta:

Los proyectos incluidos en el PQI y por lo tanto en la propuesta tarifaria son aquellos que serán realizados por el concesionario. Ni el PQI ni la propuesta tarifaria incluyen proyectos cuya red de distribución (red externa) serán financiados con recursos del fondo FISE.

Contugas en el informe PQI 2022-2026 CONTUGAS v2, indica los potenciales proyectos que la DGH mencionó como posibles de que sean realizados con recursos del fondo FISE y los mismos fueron excluidos del PQI para evitar la superposición.

De hecho, esta mención de interés por parte de la DGH fue uno de los motivos de modificación del PQI original por parte del concesionario.

En lo referente a los proyectos cuya red de distribución será realizada por la DGH, entendemos que no es responsabilidad de CONTUGAS informar los mismos, ya que de hecho dichos proyectos no están incluidos en el PQI y no serán desarrollados por el concesionario.

Observación 114

Respecto al periodo de aplicación del PQI, conforme con el numeral 2.32 del artículo 2 y el literal d) del artículo 63c del Reglamento de Distribución, los Planes Anuales a ser aprobados por Osinergmin se corresponden con años calendarios, es decir, se inician el 1 de enero y culminan el 31 de diciembre. No obstante, para el presente caso se tiene que la vigencia del Plan Mínimo de Cobertura del Concesionario se extiende hasta abril de 2022, por lo que excepcionalmente, el primer año del PQI iniciaría 1 de mayo de 2022 y culminaría el 31 de diciembre del 2022. En ese contexto normativo, la infraestructura desarrollada hasta el 30 de abril de 2022 debe formar parte del periodo de tarifas

iniciales y no del PQI del periodo 2022-2026. En ese sentido, se solicita al Concesionario que el PQI contemple las consideraciones antes señaladas.

Respuesta:

Se ajuste el PQI al cronograma indicado por Osinergmin.

Observación 115

Respecto al último año del PQI, siendo este el 2026, el Concesionario debe contemplar todas las inversiones que desarrollará hasta el 31 de diciembre del 2026. Cabe indicar que, en el caso de no contemplar inversiones para el segundo semestre del 2026, estas podrían no formar parte de la liquidación del Plan Anual 2026 y del PQI del periodo 2022-2026. Al respecto, se solicita al Concesionario indicar las inversiones que se ejecutaran en el segundo trimestre del 2026, de ser el caso, a efectos de ser concordantes con el Reglamento de Distribución.

Respuesta:

Se completa PQI.

Observación 116

Respecto a la información presentada en el PQI y lo reportado en el sistema VNRGN, se observa que existen diferencias entre ambas informaciones. En ese sentido, se solicita al Concesionario revisar los valores reportados al Osinergmin a través del sistema VNRGN, en la tabla siguiente se presentan las diferencias encontradas.

Respuesta:

Se ajustan los valores conforme a observación.

Observación 117

De acuerdo con el artículo 112a del Reglamento de Distribución, el Concesionario debe proponer a Osinergmin su plan de conexiones residenciales a beneficiarse con los gastos de promoción, el cual deberá ser aprobado por este organismo dentro del procedimiento de fijación de tarifas. Al respecto, se ha observado que el Concesionario no acompaña su Propuesta Tarifaria de un Plan de Promociones. En tal sentido, se requiere que el Concesionario presente su propuesta de Plan de Promoción, para lo cual deberá observar, entre otros, lo dispuesto en el artículo 40 de la Norma de Estudios Tarifarios. Por otro lado, se debe tener presente que de acuerdo a lo indicado en el Anexo 2 del Contrato de Concesión referido al Plan Mínimo de Cobertura, Contugas declaró que conoce y acepta que el objetivo central del diseño de la Concesión y del Contrato, es lograr una penetración del servicio de gas natural por red de ductos del segmento residencial agresiva y ordenada, objetivo que no puede dejarse de lado en el presente periodo regulatorio por lo que a fin de mantener su compromiso con la masificación del gas natural y dar cumplimiento a las obligaciones establecidas en las Leyes Aplicables, es necesario que subsane la presente observación y presente un Plan de Promociones.

Respuesta:

Como se indica en el informe PQI 2022-2026 CONTUGAS v2, CONTUGAS no presenta plan de promoción, porque el mismo afectaría la competitividad del servicio de gas natural.

Aún sin dicho mecanismo, CONTUGAS presenta un plan ambicioso de conexiones que evidencia el compromiso del concesionario con la masificación.

Como menciona CONTUGAS en el informe PQI 2022-2026 CONTUGAS v2 el concesionario *“pretende incorporar en el período 2022-2026 unos 20,749 nuevos usuarios lo que representa un 33% de incremento con respecto a la cantidad de clientes residenciales y comerciales conectados a finales del año 2020. El plan quinquenal adiciona un promedio de 3,454 usuarios por año, una cantidad que duplica a la cantidad de conexiones mínimas establecidas en el contrato de concesión para el año 2020 (La meta de conexiones mínimas establecida para el Año 6 es de 1,575 conexiones domiciliarias).”*

Asimismo, de acuerdo con lo establecido en el numeral 18.3 de la Resolución de Consejo Directivo Nro. 659-2009-OS/CD que establece:

“En los casos que el Concesionario solicite la aprobación de un Plan de Promoción, éste deberá sustentar su solicitud en un estudio de mercado con una antigüedad no mayor a tres (03) años de haber sido publicado, de las zonas geográficas donde se aplicará el citado plan para determinar el número de consumidores potenciales que accederían a la Promoción. El Estudio abarcará en su contenido los criterios definidos en los numerales 40.1, 40.2, 40.3 Y 40.4 del Capítulo Octavo del presente Procedimiento”

Contugas ha considerado pertinente no solicitar un Plan de Promoción en la zona de concesión

Con respecto al Anexo 02 del Contrato de Concesión enmarcado sobre el Plan Mínimo de Cobertura, Contugas ha cumplido y superado los compromisos contractuales siempre mostrando su compromiso con la masificación del gas natural. La exigencia de un Plan de Promoción sin mecanismos que garanticen la competitividad del Gas Natural en la región es una responsabilidad que no puede asumir únicamente el concesionario.

2.2. BAESNo052-2021

EL documento “01 BAESNo052-2021 Comentarios BAES Proceso Tarifario Contugas 2022 2026” contiene los comentarios de la consultora BAES a la propuesta tarifaria realizada por Contugas.

El documento agrupa los comentarios por ítem.

A continuación, se detallan los comentarios con sus respectivas respuestas.

Derecho de Conexión

Hemos advertido inconsistencias entre el Informe Tarifario de Contugas 2022-2016 y la presentación en la Audiencia Pública; el informe establece en la tabla N° 92 un cargo por Derecho de conexión de

46.67 USD/(m3/d), mientras que en la Audiencia Pública se mostró un valor de 478.11 USD/(m3/d); solicitamos se precisen adecuadamente los valores y unidades; asimismo es conveniente que se incluya el sustento en la determinación del cargo por Derecho de Conexión

Respuesta:

Se ha procedió de recalculer los Cargos por Derecho de Conexión de acuerdo a la normativa vigente considerando las longitudes promedio por tipo de cliente. Ver documento Derecho de conexión.

Acometida

Considerando que la propuesta presentada por el concesionario no se ajusta a la normativa vigente se solicita la adecuación de la propuesta de cargos de acometida para usuarios con consumos menores a 300 m3/mes de acuerdo a lo requerido por la normativa vigente.

Respuesta:

Se ajustó la propuesta de cargos de acometida a la normativa vigente.

Contrate de medidores

Al respecto hemos advertido dentro del OPEX presentado por Contugas la ausencia de la actividad de contraste de medidores la que incluye además el desplazamiento, retiro e instalación del medidor; dicha actividad responde a la exigencia de la Resolución N° 307-2015-OS/CD “Norma de Contraste y Verificación Periódica de los Medidores de Gas Natural”; por lo que sugerimos al Osinergmin se pronuncie sobre la procedencia de su inclusión en este proceso tarifario y sentar las bases sobre su tratamiento en las sucesivas revisiones como Calidda y Quavii.

Respuesta:

Conforme a lo observado, Contugas ha procedido con la inclusión de un ítem de OPEX destinado a remunerar el contraste de medidores, sin embargo, cabe precisar que este aspecto debe ser evaluado por el Osinergmin ya que la exigencia normativa de dicha actividad no responde a los criterios de eficiencia que persigue dicha institución.

En este sentido, como primera observación, debemos indicar que el costo de realización de las actividades de contrastación y adicionales superan el valor de reemplazo del medidor; conforme se detalla en la Tabla ubicada a continuación

Tabla 19: Comparación de los costos de contraste del medidor con el valor de su reemplazo.

ACTIVIDADES	CONTRASTACION	REEMPLAZO
	US\$/UND	USD/UND
Contrastación	22.83	0
Colocación y Retiro de Medidor	11.4	15
Disposición de medidor de stand by	1.4	
Reemplazo	0	20
Total	36	35

Como segunda observación, debemos indicar que la resolución N° 307-2015-OS/CD “Norma de Contraste y Verificación Periódica de los Medidores de Gas Natural” no está sustentada técnicamente e incluye disposiciones contradictorias que requieren ser esclarecidas para su correcta aplicación. Por ejemplo, el artículo 12 establece que el Concesionario deberá contar con un programa semestral de verificación periódica presentando una fórmula para la determinación de una muestra representativa, mientras que, el Artículo 11 de la misma norma y que versa sobre la Verificación Periódica exige que el medidor de gas natural instalado debe contar con un contraste como mínimo una vez cada cinco (5) años. Esta última disposición resulta desproporcionada, costosa y evitable dado que se podría recurrir a muestreos estadísticos para conocer el estado del parque de medidores de la empresa.

Asimismo, las empresas de contrastación que operan actualmente en el mercado no cuentan con la capacidad para atender el parque de medidores de los concesionarios Calidda, Contugas, Gases del Pacífico y Petroperú; lo que traducido con las reglas de libre mercado: a mayor demanda y limitada oferta, resultará en un costo de contrastación aun mayor al actual.

En tal sentido, si bien Contugas requiere incluir dentro del OPEX los costos de la actividad de contraste y verificación periódica de medidores de gas natural (que incluye además el desplazamiento, retiro e instalación del medidor), se debe dejar establecido que conforme a la mejor interpretación de la Resolución N° 307-2015-OS/CD y por los motivos expuestos en los párrafos anteriores, Contugas incluirá como costo de la verificación periódica de medidores, la realización del programa semestral de verificación periódica mediante la determinación de una muestra representativa, de acuerdo a lo dispuesto en el artículo 12 de la citada resolución.

Finalmente, es importante resaltar que la interpretación del Osinergmin, y las áreas que lo conforman, debe ser uniforme respecto a la periodicidad de la verificación periódica. Cualquier interpretación distinta a la aprobada en la Propuesta Tarifaria, implicaría mayores costos y un mayor impacto, con la consecuencia del aumento de la tarifa aprobada.

Base de activos existente

Por un tema de orden y asignación sugerimos se incluya y/o desagregue la tubería de conexión tanto en PE como en Acero; la tabla N° 44 y 48 No incluye el concepto de Tubería de conexión.

Respuesta:

Contugas incluye las tuberías de conexión en su valorización, dado que los ingresos generados por el cargo de Derecho de Conexión son incorporados (en forma negativo) al costo de prestación de servicio.

Cargos complementarios.

Corte y Reconexión; se sugiere incorporar los importes para las categorías restantes presentadas en su propuesta tarifaria.

Respuesta:

Se incorporan los cargos solicitados.

2.3. 02 211028-Observaciones al Estudio de Contugas – CAASA

En el documento “02 211028-Observaciones al Estudio de Contugas – CAASA” el usuario Aceros Arequipa no presenta ninguna observación explícita al concesionario, sino que se limita a instruir, en reiteradas ocasiones, a Osinergmin.

De hecho, el documento indicado finaliza con un pedido expreso a Osinergmin para que corrija la propuesta del concesionario por no considerarla eficiente.

Por todo lo expresado, observamos la propuesta de Contugas por no ser eficiente y por no ajustarse a la demanda de la zona de Concesión; en consecuencia, solicitamos que OSINERGMIN corrija la propuesta porque su impacto en los consumidores sería muy perjudicial.

El requerimiento realizado por Aceros Arequipa no se corresponde con el estadio actual del proceso de determinación de las tarifas de distribución de gas natural por red de ductos en Ica, ya que el destinatario de las observaciones debería ser el concesionario y no Osinergmin conforme a lo establecido resolución OSINERGMIN N° 080-2012-OS/CD Anexo C2.

Con respecto al contenido del documento “02 211028-Observaciones al Estudio de Contugas – CAASA”, resulta importante indicar que la propuesta tarifaria de Contugas se ajusta a los lineamientos detallados en el reglamento de distribución y el “Procedimiento para la Elaboración de los Estudios Tarifarios sobre Aspectos Regulados de la Distribución de Gas Natural”.

La tarifa propuesta remunera costos eficientes debidamente sustentados en el informe “TUD 2022-2026 CONTUGAS” y memorias de cálculo anexas. Las metodologías de cálculo empleadas para la estimación de cada uno de los componentes que conforman el costo de servicio permiten establecer valores acordes a prácticas eficientes en línea con los establecido en el artículo 105 del reglamento de distribución:

Artículo 105.- La Tarifa de Distribución deberá proveer al Concesionario los recursos para cubrir los costos eficientes de la prestación del servicio.

En lo que respecta a la inversión realizada por Contugas, la justificación de la misma se realizó en la observación 7.

Sobre las comparaciones realizadas con el concesionario de distribución de gas natural de Lima y Callao (Calidda) debemos indicar que las mismas deben ser tomadas con fines informativos y no como una herramienta para el diseño tarifario; dado que entre ambas concesionarias existen grandes diferencias. En el caso de las Distribuidoras de Gas Natural en el Perú cada una tiene un aspecto característico y atributos exógenos que son difíciles de medir tales como la ubicación, la integración de mercados, factores socioeconómicos, entre otros; todos estos factores significan que los costos de inversión y de operación no son directamente comparables entre las diferentes regiones.

Si bien el artículo 24 de la norma de Procedimiento para la Elaboración de los Estudios Tarifarios sobre Aspectos Regulados de la Distribución de Gas Natural, posibilita la definición de los costos de operación empleando un análisis comparativo con empresas nacionales, la comparación con Calidda es tendenciosa y carece de sustento por tratarse de empresas de características muy diferente.

24.3. La determinación del costo de operación se hará empleando los criterios de:

- a) Comparación con empresas nacionales o extranjeras de negocio de gas natural.*
- b) Comparación con empresas nacionales dedicadas a servicios públicos similares, teniendo en cuenta la preponderancia en el desarrollo de redes subterráneas.*
- a) Definición de una empresa modelo (tipo).*

Siendo la distribución de gas natural un servicio con economías de escala y densidad, no resulta adecuado comparar mediante ratios unitarios concesiones como las de Calidda y Contugas, que presentan diferentes cantidades de usuarios, volumen distribuido, extensión del área de concesión, densidad de usuarios y antigüedad de servicio.

2.4. 03 Observaciones al Estudio de Contugas - Exalmar 20211028

El documento “03 Observaciones al Estudio de Contugas - Exalmar 20211028” contiene los mismos comentarios que los realizados en el documento “02 211028-Observaciones al Estudio de Contugas – CAASA”, por lo que su respuesta es la misma.

