



PERÚ

Presidencia
del Consejo de Ministros

Organismo Supervisor de la Inversión
en Energía y Minería - Osinergmin

“Decenio de la Igualdad de Oportunidades para mujeres y hombres”
“Año del Bicentenario del Perú: 200 años de Independencia”

Lima, 29 de octubre de 2021

OFICIO N° 0991-2021-GRT

Señor

Richard Castillo Zúñiga

Gerente Legal

Contugas S.A.C.

Calle Morelli 150, C.C. La Rambla Torre 2, Piso 8

San Borja.-

Asunto : Procedimiento de fijación de tarifas de distribución de gas natural en Ica para el periodo 2022-2026 – Observaciones de Osinergmin al contenido de la Propuesta Tarifaria presentada.

Referencia : 1) Resolución Osinergmin N° 080-2012-OS/CD, publicada el 28/04/2012
2) Carta N° GRL-0166-2021, recibida el 29/09/2021
3) D.246-2021-GRT

De mi consideración,

De acuerdo con lo establecido en el Anexo C.2 de la Norma “Procedimientos para Fijación de Precios Regulados”, aprobada mediante resolución de la referencia 1), le remitimos el Informe N° 700-2021-GRT, en el cual se detallan las observaciones efectuadas por Osinergmin al contenido de la Propuesta Tarifaria presentada por Contugas mediante la carta de la referencia 2).

En ese sentido, de acuerdo al Procedimiento antes señalado, su representada cuenta con un plazo de veinte (20) días hábiles para absolver las observaciones planteadas por Osinergmin y presentar su propuesta tarifaria definitiva.

Atentamente,

Firmado Digitalmente por:
GRAJEDA PUELLES Luis
Enrique FAU 20376082114
soft
Oficina: GRT - San Borja
Cargo: Gerente de
Regulación de Tarifas
Fecha: 29/10/2021 16:14:18

Cc: Dirección General de Hidrocarburos, Ministerio de Energía y Minas

Esta es una copia auténtica imprimible de un documento electrónico archivado por Osinergmin, aplicando lo dispuesto por el Art. 25 de D.S. 070-2013-PCM y la Tercera Disposición Complementaria Final del D.S. 026-2016-PCM. Su autenticidad e integridad pueden ser contrastadas a través de la dirección web <https://verifica.osinergmin.gob.pe/visor-docs/> ingresando el código: **IPod447k7M**
No aplica a notificaciones electrónicas.



Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minería

Gerencia de Regulación de Tarifas
División de Gas Natural

Informe N° 0700-2021-GRT

Observaciones a la Propuesta Tarifaria presentada por la empresa Contugas para el periodo 2022-2026

Fecha de elaboración: 29 de octubre del 2021

Elaborado por:

Jorge Sanchez Paisig
Eduardo Torres Morales
Rodrigo Carrillo Castillo
Sarella Chunga Galán
Ana Paola Quispe

Revisado y aprobado por:

Firmado Digitalmente por:
REVOLO ACEVEDO Miguel
Juan FAU 20376082114 hard
Oficina: GRT - San Borja
Cargo: Gerente de División de
Gas Natural
Fecha: 29/10/2021 13:45:38

Índice

1	Objetivo	4
2	Antecedentes.....	4
3	Observaciones a la Propuesta Tarifaria	5
3.1	Generales	5
3.1.1	Reconocimiento del VNR de la Infraestructura Existente	6
3.2	Demanda.....	8
3.2.1	Demanda del sector residencial	8
3.2.2	Demanda del sector comercial.....	10
3.2.3	Demanda del sector industrial	11
3.2.4	Demanda del sector vehicular (GNV)	13
3.2.5	Demanda del sector Instituciones Públicas (IP)	14
3.2.6	Demanda del sector Generación Eléctrica (GE) y Cogeneración.....	15
3.2.7	Demanda de otros sectores.....	15
3.3	Costo de Inversión (CAPEX)	16
3.3.1	Diseño del Sistema de Distribución	16
3.3.2	Detalle de metrados y costos de inversión	16
3.3.3	Costos Unitario de Inversión	17
3.3.4	Tubería de Conexión.....	18
3.3.5	Inversiones Complementarias	18
3.4	Costo de Operación y Mantenimiento (OPEX)	19
3.4.1	Operación del Sistema de Distribución	19
3.4.2	Mantenimiento del Sistema de Distribución.....	23
3.5	Modelo Tarifario	23
3.6	Impacto Tarifario y Competitividad	25
3.7	Cargos Complementarios.....	26
3.7.1	Acometida para usuarios menores a 300 m ³ /mes	26
3.7.2	Derecho de Conexión	27
3.7.3	Inspección, Supervisión y Habilitación (ISH) consumidores mayores a 300 m ³ /mes	28
3.7.4	Corte y Reconexión.....	28
3.8	Índices de Actualización.....	30
4	Observaciones al Plan Quinquenal de Inversiones.....	31

5	Observaciones al Plan de Promociones.....	37
6	Conclusiones.....	38
7	Recomendaciones	38

1 Objetivo

Formular observaciones a la Propuesta de la Tarifa de Distribución de Gas Natural en Ica presentada por Contugas S.A.C. (en adelante “Contugas” o el “Concesionario”) para el periodo regulatorio 2022 – 2026.

2 Antecedentes

- Reglamento de Distribución de Gas Natural por Red de Ductos, aprobado mediante Decreto Supremo N° 042-99-EM, en concordancia con su Texto Único Ordenado aprobado por Decreto Supremo N° 040-2008-EM (en adelante el “Reglamento”), que establece que el Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minería - Osinergmin, debe aprobar las tarifas máximas a ser aplicadas en concesiones de distribución de gas natural.
- El citado Reglamento establece que Osinergmin, dentro del proceso de fijación de tarifas, debe aprobar además el Plan Quinquenal de Inversiones del Concesionario (en adelante “PQI”) y el Plan de Conexiones Residenciales a Beneficiarse con los Gastos de Promoción (Plan de Promoción).
- Procedimiento para Fijación de Precios Regulados, aprobado por Resolución N° 080-2012-OS/CD y sus modificatorias, que establece el Procedimiento para Fijación de las Tarifas de Distribución de Gas Natural por Red de Ductos, acometidas y cargos de mantenimiento, corte y reconexión.
- Procedimiento para la Elaboración de los Estudios Tarifarios sobre Aspectos Regulados de la Distribución de Gas Natural (en adelante el “Norma de Estudios Tarifarios”), aprobado por Resolución N° 659-2008-OS/CD y sus modificatorias, que contiene los principios y criterios adoptados por Osinergmin en la determinación de los diversos aspectos que se encuentran regulados de la distribución de gas natural por red de ductos.
- Procedimiento para la Elaboración y Presentación de la Información Sustentatoria para la Fijación del Valor Nuevo de Reemplazo de Empresas Concesionarias de Distribución de Gas Natural (en adelante “Procedimiento VNR”), aprobado por Resolución N° 188-2012-OS/CD y sus modificatorias, que contiene los requerimientos de información y los procedimientos que deben emplear las Concesionarias, para efectos de la elaboración y presentación de la información del Valor Nuevo de Reemplazo de las instalaciones de distribución de gas natural por red de ductos.
- Con fecha 29 de setiembre de 2021, Contugas en su calidad de concesionario de distribución de gas natural en Ica, presentó su Propuesta Tarifaria 2022 - 2026 (en adelante “Propuesta Tarifaria”), conteniendo la propuesta de tarifas de distribución de gas natural y los cargos complementarios.
- Mediante Oficio N° 940-2021-GRT del 1 de octubre de 2021, Osinergmin remitió a Contugas las observaciones a los Requisitos Mínimos de la Propuesta Tarifaria para el Procedimiento de Fijación de las Tarifas de Distribución de Gas Natural por Red de

Ductos para el periodo 2022-2026, en el sentido que la Propuesta Tarifaria no se encuentra acompañada de la propuesta de PQI ni del pronunciamiento del Ministerio de Energía y Minas (en adelante “Minem”) sobre la concordancia de dicho PQI con la política energética vigente.

- Mediante Oficio N° 1811-2021-MINEM/DGH del 7 de octubre de 2021, el Minem remite a este organismo el Informe Técnico Legal N° 264-2021-MINEM/DGH-DGGN-DNH en el que se concluye que la propuesta actualizada del PQI¹ presentada por Contugas se encuentra alineada con la Política Energética Nacional.
- Con fecha 14 de octubre de 2021 se realizó la Audiencia Pública Virtual, mediante la cual el Concesionario presentó su Propuesta Tarifaria (Tarifas de Distribución de Gas Natural y Cargos Complementarios) y el Plan Quinquenal de Inversiones.
- Mediante Oficio N° 365-2021-OS-GG del 29 de octubre de 2021, Osinermin remite el Informe Técnico Legal N° 695-2021-GRT que contiene el Informe de evaluación de los aspectos de regulación tarifaria y de supervisión del Plan Quinquenal de Inversiones para el periodo regulatorio 2022-2026 presentado por la empresa Contugas S.A.C.

3 Observaciones a la Propuesta Tarifaria

3.1 Generales

- 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 Osinermin 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.

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

¹ Para la elaboración de los comentarios a la presente Propuesta Tarifaria, se ha tomado como referencia la propuesta de PQI presentada por Contugas mediante Carta N° GRL-0161-2021, recibida por Osinermin el 9 de septiembre de 2021.

- 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.
- 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.
- 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.

3.1.1 Reconocimiento del VNR de la Infraestructura Existente

- 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%, tal como se muestra en la siguiente tabla:

Tabla N° 1 Porcentajes de uso diario de capacidad

Periodo	Valor	Chincha	Humay	Independencia
Año 2019	Mínimo	11%	6%	0%
	Promedio	19%	7%	17%
	Máximo	28%	10%	65%
Año 2020	Mínimo	16%	3%	0%
	Promedio	22%	6%	5%

	Máximo	31%	9%	13%
Año 2021	Mínimo	21%	7%	8%
	Promedio	24%	7%	10%
	Máximo	31%	8%	14%

Fuente: Osinergmin - División de Supervisión Regional.

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 periodo 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, **puediendo el OSINERGMIN rechazar fundadamente 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 a 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.

3.2 Demanda

- 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.
- 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.
- 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.
- 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.

3.2.1 Demanda del sector residencial

- 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.
- 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

² Proyección del MINEM https://www.mef.gob.pe/contenidos/pol_econ/marco_macro/MMM_2022_2025.pdf

congruencia entre ambos documentos en lo referido a los clientes a conectar. En la siguiente tabla se presenta las diferencias (PQI menos Propuesta Tarifaria) encontradas entre ambos documentos.

Tabla N° 2 Diferencias de los clientes residenciales acumuladas entre el PQI y la Propuesta Tarifaria

Provincia	Localidad	Distrito	2021	2022	2023	2024	2025	2026
Chincha	Chincha	Grocio Prado	0	35	49	63	74	79
Chincha	Chincha	Alto Laran	0	22	30	38	46	49
Chincha	Chincha	Chincha Alta	0	173	241	303	365	385
Chincha	Chincha	Pueblo Nuevo	0	305	432	543	654	688
Ica	Ica	La Tinguiña	0	181	254	319	384	405
Ica	Ica	Parcona	0	170	240	302	364	384
Ica	Ica	Subtanjalla	0	73	103	130	157	166
Ica	Ica	San Juan Bautista	0	54	76	95	114	120
Ica	Ica	Ica	0	443	621	780	937	987
Nazca	Nazca	Vista Alegre	0	24	35	43	51	54
Nazca	Marcona	Marcona	0	84	119	146	176	186
Nazca	Nazca	Nazca	0	32	46	57	68	72
Pisco	Pisco	Pisco	0	313	440	553	666	701
Pisco	Pisco	Tupac Amaru Inca	2072	62	89	111	133	140
Pisco	Pisco	San Andres	0	57	81	100	122	129
Pisco	Pisco	Paracas	0	5	8	8	11	12
Total (clientes)			2072	2033	2864	3591	4322	4557

- 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.
- 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).
- 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.

- 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.
- 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.

3.2.2 Demanda del sector comercial

- 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.
- 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.
- 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.

Tabla N° 3 Diferencias identificadas – Categoría B

Provincia	Localidad	Distrito	2017	2018	2019
Chincha	Chincha	Pueblo Nuevo	22 725	-3 043	-71
Chincha	Chincha	Chincha Alta	-34 296	1 872	263
Chincha	Chincha	Grocio Prado	-	1 014	1 319
Ica	Ica	Parcona	11 426	1 746	1 567
Ica	Ica	Subtanjalla	2 930	1 288	-1 503

Provincia	Localidad	Distrito	2017	2018	2019
Ica	Ica	Ica	-19 800	2 661	7 557
Ica	Ica	La Tinguiña	4 467	639	-62
Nazca	Nasca	Vista alegre	-	97	114
Nazca	Marcona	Marcona	-621	-43	-78
Pisco	Pisco	Paracas	-	-	-55 159
Pisco	Pisco	Pisco	-61 259	4 065	1 811
Pisco	Pisco	San Andres	-50 607	-140 940	-147 623
Total (m³)			-125 036	-130 644	-191 867

- 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.
- 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.

3.2.3 Demanda del sector industrial

- 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.
- 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.
- 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. En las siguientes tablas se muestran las diferencias señaladas para cada uno de los tipos de industrias.

Tabla N° 4 Diferencias identificadas – Industria alimentaria

Industrias	Contrato	2017	2018	2019
Procesadora Laran	157692	-27 128	10 238	243
Bodegas y viñedos Tabernerero	154763	-25 763	21008	-12 125
Icatom	2912	-160 290	151 321	66 429
Proteicos concentrados	2950	103 077	-	-
Alamesa	159661	-3 713	2 442	-3 793
Machu Picchu Foods	173995	-	-530	-82 007
Corporación Leribe	209541	-	-	-387
Total Industrias Alimentarias (m³)		-113 817	184 479	-31 640

Tabla N° 5 Diferencias identificadas – Industria agrícola y ganadera

Industrias	Contrato	2017	2018	2019
Agrícola Sta Isabel	160239	-13 929	118	-3 714
Exportadora Romex	159372	12 560	18 546	-12 568
San Fernando	2955	657	-2 672	-2 418
Vir+	2938	-15 560	34 290	55 968
La Calera	200835	-	-167 409	167 409
Sun fruits Exports	207197	-	-1 918	313
Agrícola Santiago	217434	-	-	-
Total Industria Agrícola y Ganadera (m³)		-16 272	-119 045	204,990

Tabla N° 6 Diferencias identificadas – Industria textiles

Industrias Textiles	Contrato	2017	2018	2019
CMT del Sur	2914	-6 995	27 506	4 353
Textil del Valle	2930	-45 050	-12 997	30 137
Textile Sourcing	160248	-28 909	-4 729	5 518
Fábrica de Tejidos Pisco	2953	-26 219	19 438	33 221
Curtiembre	160237	-	-30 613	5 640
Total Industria Textiles (m³)		-107 173	-1 395	78 869

Tabla N° 7 Diferencias identificadas – Industria de la construcción

Industrias	Contrato	2017	2018	2019
Ladrillera Progreso	2949	-5 696	171 366	-262 533
Ladrillera la Pirámide	153657	-36 312	-11 484	-5 430
Ladrillera Inca A & J	159103	-	-251 770	360
Total Industria Construcción (m³)		-42 008	-91 888	-267 603

Tabla N° 8 Diferencias identificadas – Industria pesquera

Pesqueras	Contrato	2017	2018	2019
CFG investment	2942	-4 563	-349 304	317 466
Pesquera hayduk	2941	31 340	-196 051	191 694
Exalmar	2947	34 670	-450 995	438 077
Diamante	2933	6 075	-683 124	651 174
Austral group	2932	25 955	-643 322	640 226
CFG investment	2934	55 881	-278 308	226 452
Inversiones Prisco	165904	-	-4 059	-4 431
Americana de Conservas	158076	-8 196	1 327	-992
Tecnológica de alimentos	2944	331	-930 149	929 128
Tecnológica de alimentos	2945	73 610	-501 314	499 017
Total Industria Pesquera (m³)		215 103	-4 035 299	3 887 811

Tabla N° 9 Diferencias identificadas – Industria hotelera y turismo

Industrias Hotelería y Turismo	Contrato	2018	2019
Inversiones nacionales de turismo	202898	-3 826	999
Nessus hoteles Perú	202980	-1 484	-357
Nessus hoteles Perú	216962	-	-5 985
Total segmento Hotelero y turismo (m³)		-5 310	-5 344

Tabla N° 10 Diferencias identificadas – Industria otras

Industrias Otras	Contrato	2017	2018	2019
Papelera del Sur	2931	-1 241	-41 344	36 079
Industrias Renda	159195	-	-1	-166
Limagas Natural Perú	159673	69 260	-112 526	-19 185
Total otros (m³)		68 019	-153 871	16 728

- 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.
- 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.
- 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.

3.2.4 Demanda del sector vehicular (GNV)

- 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.
- 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.

Tabla N° 11 Diferencias identificadas – Categoría GNV

Estaciones de GNV	Contrato	2017	2018	2019
Corporación Uno	2935	33 408	15 674	-4 188
Energigas	2946	-501 748	470 215	1 761
Estación de Servicios Huaraz	2913	-23 341	36 697	-7 391
Terpel Peru	153658	41 457	-31 946	4 623
Estación el Ovalo	2948	40 462	49 392	-27 070
Escoh	2943	43 580	3 871	-18 325
Grifos Espinoza	2954	20 430	2 888	-154 999
El Oasis de Ica	159669	-75 736	5 973	-57 731
Energigas	160420	-	-93 905	-12 645
El Oasis de Ica	173,54	-	-51 374	-13 464
Terpel Peru	153659	1 067 112	953 078	950 885
Biodiesel Peru Internacional	15968	-1 118 250	-941 641	-919 438
Corporacion Uno	153660	68 929	-87 295	-14 463
Triveño	159672	-197 519	-58 476	-38 499
Total GNV (m³)		-601 216	273 151	-310 944

- 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.
- 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.

3.2.5 Demanda del sector Instituciones Públicas (IP)

- 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.
- 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.

3.2.6 Demanda del sector Generación Eléctrica (GE) y Cogeneración

- 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.
- 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. En la siguiente tabla se muestran las diferencias señaladas anteriormente.

Tabla N° 12 Diferencias - clientes cogeneración

Cogeneración	Contrato	2017	2018	2019
La Calera (m ³)	2936	-29 900	40 789	25 727

- 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.
- 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.

3.2.7 Demanda de otros sectores

- 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.

3.3 Costo de Inversión (CAPEX)

3.3.1 Diseño del Sistema de Distribución

- 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.
- 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.

3.3.2 Detalle de metrados y costos de inversión

- 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

- Obras especiales
 - Cruce de ríos
 - Hot Tap
 - Cruce de vías
 - Otros.
- 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.

3.3.3 Costos Unitario de Inversión

- 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.
- 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.
 - 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.
 - 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.
 - 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:

³ Estación de regulación de presión.

- 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.
 - 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.
- 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.
- 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.
- 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.
- 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.

3.3.4 Tubería de Conexión

- 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.

3.3.5 Inversiones Complementarias

- 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.

3.4 Costo de Operación y Mantenimiento (OPEX)

- 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.

3.4.1 Operación del Sistema de Distribución

- 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.
- 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 Colombia⁴.

⁴ Fuente (21.10.2021): Tabla 27, página 35 del Documento CREG-009 Determinación de cargos de distribución y comercialización de gas combustible por redes - Documento de aspectos generales - [http://apolo.creg.gov.co/Publicac.nsf/2b8fb06f012cc9c245256b7b00789b0c/8441e245a24ebe8a0525785a007a67b7/\\$FILE/D-009%20DETERMINACI%C3%93N%20DE%20CARGOS%20DE%20DISTRIBUCI%C3%93N.pdf](http://apolo.creg.gov.co/Publicac.nsf/2b8fb06f012cc9c245256b7b00789b0c/8441e245a24ebe8a0525785a007a67b7/$FILE/D-009%20DETERMINACI%C3%93N%20DE%20CARGOS%20DE%20DISTRIBUCI%C3%93N.pdf)

Tabla N° 13 Empresas distribuidoras de gas natural en Colombia

ID	Empresa	AOM + DEPRE (\$)	Usuarios promedio	Red (km)	Reclamos	Score	TC = 2350
19	Madrigas Ingenieros S.A. E.S.P.	127.070.826.07	4.006	159.95	20	100.00%	USD 54.073
14	Gases del Cusiana S.A. E.S.P.	405.368.972.28	8.765	402.26	30	61.58%	USD 172.497
17	Gases del Oriente S.A. E.S.P.	239.794.340.76	10.327	164.72	11	68.36%	USD 102.040
9	Gas Natural del Cesar S.A. E.S.P.	282.327.598.11	12.061	380.88	46	100.00%	USD 120.139
18	Gases del Rindio S.A. E.S.P.	878.609.282.04	17.630	447.38	3.857	86.16%	USD 373.876
5	Gas del Risaralda S.A. E.S.P.	942.306.037.20	31.793	898.46	4.979	99.89%	USD 400.981
6	Gas Natural Cundiboyacense S.A. E.S.P.	977.144.845.68	32.095	783.89	473	51.20%	USD 415.806
8	Gas Natural del Centro S.A. E.S.P.	1.308.775.815.72	36.705	710.96	149	84.87%	USD 556.926
12	Gases de la Guajira S.A. E.S.P.	1.657.977.385.68	37.917	930.67	1.540	36.97%	USD 705.522
11	Gases de Barrancabermeja S.A. E.S.P.	328.797.370.44	38.596	560.22	21	100.00%	USD 139.914
20	Metrogas de Colombia S.A. E.S.P.	610.962.272.40	45.668	397.12	746	77.36%	USD 259.984
4	Empresas Publicas de Medellin E.S.P.	4.879.456.980.84	57.204	1.297.00	1.715	18.32%	USD 2.076.365
2	Alcanos de Colombia S.A. E.S.P.	922.833.453.60	72.391	1.233.83	2.100	69.70%	USD 392.695
15	Gases del Llano S.A. E.S.P.	1.864.122.755.04	73.947	1.331.52	2.232	53.22%	USD 793.244
16	Gases del Norte del Valle S.A. E.S.P.	1.363.176.496.80	77.875	1.908.89	7.549	100.00%	USD 580.075
1	Alcanos de Colombia Area Exclusiva Centro y Tolima	1.898.468.193.60	85.603	1.747.64	2.519	100.00%	USD 807.859
7	Gas Natural del Oriente S.A. E.S.P.	1.868.385.752.64	149.450	1.586.26	58	33.96%	USD 795.058
3	Empresa de Gases de Occidente S.A. E.S.P.	2.997.082.290.60	152.875	2.341.66	2.641	76.42%	USD 1.275.354
21	Surtidora de Gas del Caribe S.A. E.S.P.	5.333.832.469.44	299.175	5.908.95	1.907	100.00%	USD 2.269.716
13	Gases del Caribe S.A. E.S.P.	10.992.848.055.12	434.423	7.211.00	4.214	100.00%	USD 4.677.808
10	Gas Natural S.A. E.S.P.	18.600.164.070.12	962.418	9.787.80	4.535	100.00%	USD 7.914.963

Se solicita al Concesionario remitir la información detallada de la organización de la empresa modelo, siendo estos: el organigrama, funciones, planilla de costos individuales del personal, que justifiquen el impacto de los costos de operación y mantenimiento y su necesidad en operar y mantener un sistema de similar infraestructura.

- 55) Respecto a los “Empleados COM” definidos por el Concesionario⁵, 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.
- 56) En cuanto a los “Empleados ADM” definidos por el Concesionario⁶, se indica que corresponde al personal de las gerencias de Auditoría Interna (1), Finanzas y Administración (41), General (10) además de la de Legal y de Relaciones Institucionales (18), las mismas que sumadas acumulan a un total de 70 personas y 70% del presupuesto para el siguiente período tarifario 2022 a 2026. Es de resaltar que el Concesionario prioriza actividades de administración, debido al gran peso porcentual que involucra la administración. Según datos del concesionario, el personal involucrado representa el 45% (70/156) del total de involucrados. Al respecto, se solicita al Concesionario presentar información que justifique las actividades que realiza el personal que directamente impacten en la operación y el mantenimiento del sistema de distribución.
- 57) El Concesionario en su definición de los “Empleados OyM”⁷, indica que corresponde al personal del área o Gerencia de Operación y Mantenimiento con un total de 51 personas, es decir 33% del total (156 empleados). Dicha área se sub divide en 13 personas (25%) involucradas en la Gerencia de Operación y Mantenimiento, 28

⁵ Empresa Referencia – OPEX.xlsx, hoja Input Administración, Gerencia Comercial, filas 29 a 33

⁶ Empresa Referencia – OPEX.xlsx, hoja Input Administración, Gerencia Comercial, filas 34 a 40 y 44 a 49

⁷ Empresa Referencia – OPEX.xlsx, hoja Input Administración, Gerencia Comercial, filas 41 a 43.

personas (55%) en el mantenimiento y 10 personas (20%) asignadas las operaciones; es decir, que solo representaría el 10%⁸ del gasto anual en personal. Al respecto las observaciones más resaltantes son:

- El costo del área de administración y comercialización representan el 90% del gasto anual en personal, siendo este muy superior a lo asignado al personal asignado a la operación y mantenimiento que solo representa un 10% del gasto anual en personal.
- La gran cantidad de personal en la gerencia que no se ve incluida en las labores que se desglosan en las hojas de cálculo.
- El personal de mantenimiento que indica el Concesionario en su Propuesta Tarifaria no evidencia el detalle de las actividades plasmadas en las hojas de cálculo, en especial en "OyM_Mant.Preventivo"⁹.

Por lo antes expuesto, 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.

- 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.
- 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.
- 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.

⁸ Empresa Referencia – OPEX.xlsx, hoja Input Administración, Gastos total en personal de 1 700 421 USD/año y 165 022 USD/año de la Gerencia de Operación y Mantenimiento.

⁹ Empresa Referencia – OPEX.xlsx, hoja OyM_Mant.Preventivo.

- 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.
- 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.
- 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.
- 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.
- 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.
- 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.
- 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.
- 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%.

Tabla N° 14 Tasa de incobrabilidad propuesta por el Concesionario

Tasa incobrabilidad	Unidad	Todo el periodo
Contugas 2017-2018-2019-2020	%	0,92%

Escenarios	Unidad	Todo el periodo
Contugas 2017-2018-2019-2020	%	0,917%
Calidda RTI 2014	%	0,500%
Comgas RTI 2019	%	1,0%
Promedio Bench	%	0,520%

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

3.4.2 Mantenimiento del Sistema de Distribución

- 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.
- 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.

3.5 Modelo Tarifario

- 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.
- 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).
- 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.

¹⁰ Propuesta tarifaria 2022-2026 de Contugas S.A.C. pág. 65 Tabla 65: Categorías tarifarias propuestas

- 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.
- 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.
- 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.
- 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.
- 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.
- 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.
- 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.
- 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.

- 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).
- 84) Respeto 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.
- 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.
- 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.

3.6 Impacto Tarifario y Competitividad

- 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.

- 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.

- 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.
- 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.

3.7 Cargos Complementarios

- 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.

3.7.1 Acometida para usuarios menores a 300 m³/mes

- 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.

- 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.
- 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.
- 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.

3.7.2 Derecho de Conexión

- 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.
- 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

¹¹ “Artículo 31°. – Acometida

(...)

31.4. De acuerdo con las opciones de Acometidas empleadas y las que podrían desarrollarse, el Concesionario presenta las propuestas de costos para los siguientes tipos de Acometidas de clientes menores a 300 m³/mes:

a) Una Acometida en una caja porta medidor.

b) Dos Acometidas en una caja porta medidor.

c) Tres Acometidas en una caja porta medidor.

d) Cuatro Acometidas en una caja porta medidor.

e) Otras opciones.”

Categorías Especiales se propongan cargos diferenciados que motiven a los potenciales clientes a convertir sus instalaciones al uso del gas natural.

- 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.

3.7.3 Inspección, Supervisión y Habilitación (ISH) consumidores mayores a 300 m³/mes

- 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.
- 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.
- 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.

3.7.4 Corte y Reconexión

- 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.
- 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.

- 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.
- 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.
- 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.
- 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.

- 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.
- 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.

3.8 Índices de Actualización

- 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.
- 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: WPSOP3500; 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.
- 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.

4 Observaciones al Plan Quinquenal de Inversiones

- 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.

A continuación, se presenta los 5 proyectos a ser financiados con recursos FISE, donde se observa que estos se encuentran incorporados en el reporte VNRGN que acompaña al PQI:

Figura N° 1: Proyecto Aquijes - Información del MINEM

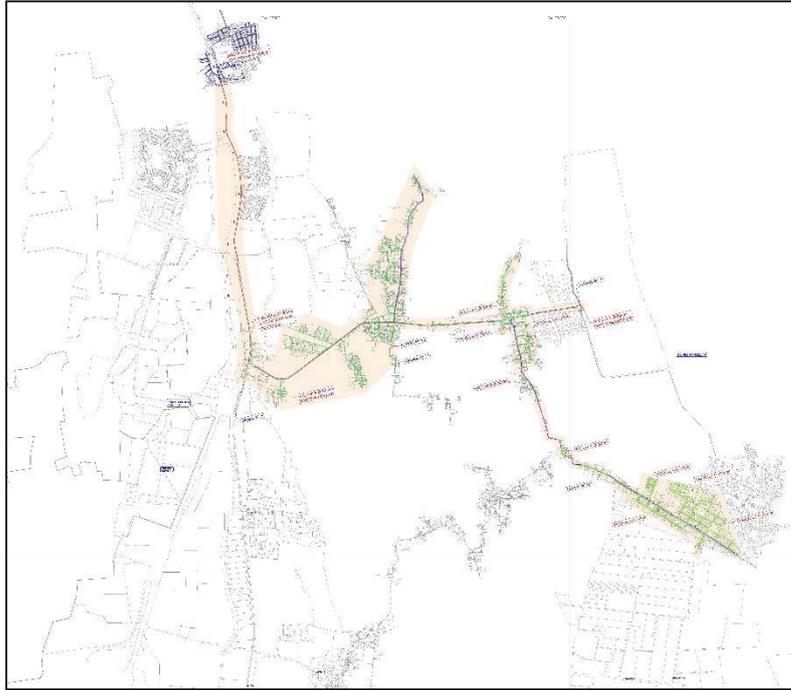


Figura N° 2: Proyecto Aquijes - Reportado en el PQI

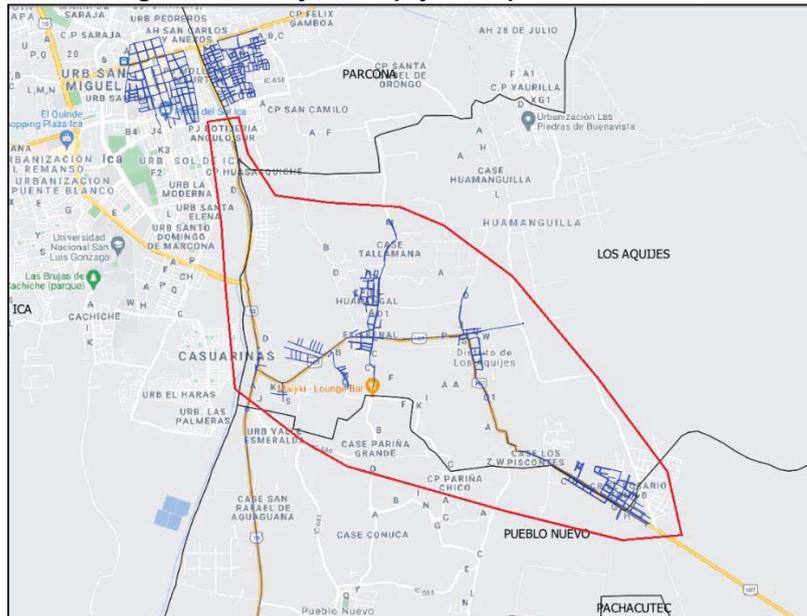


Figura N° 5: Proyecto Grocio Prado - Información del MINEM



Figura N° 6: Proyecto Grocio Prado - Reportado en el PQI

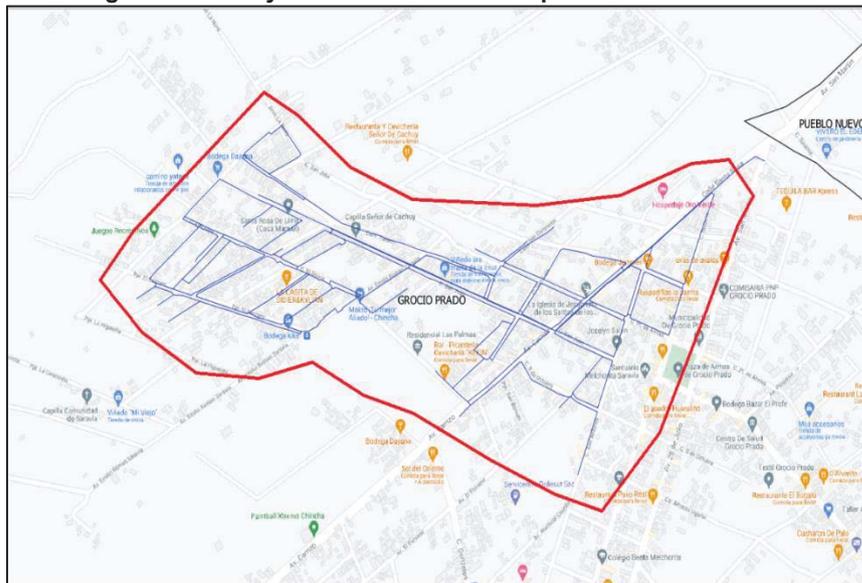


Figura N° 7: Proyecto Las Américas - Información del MINEM

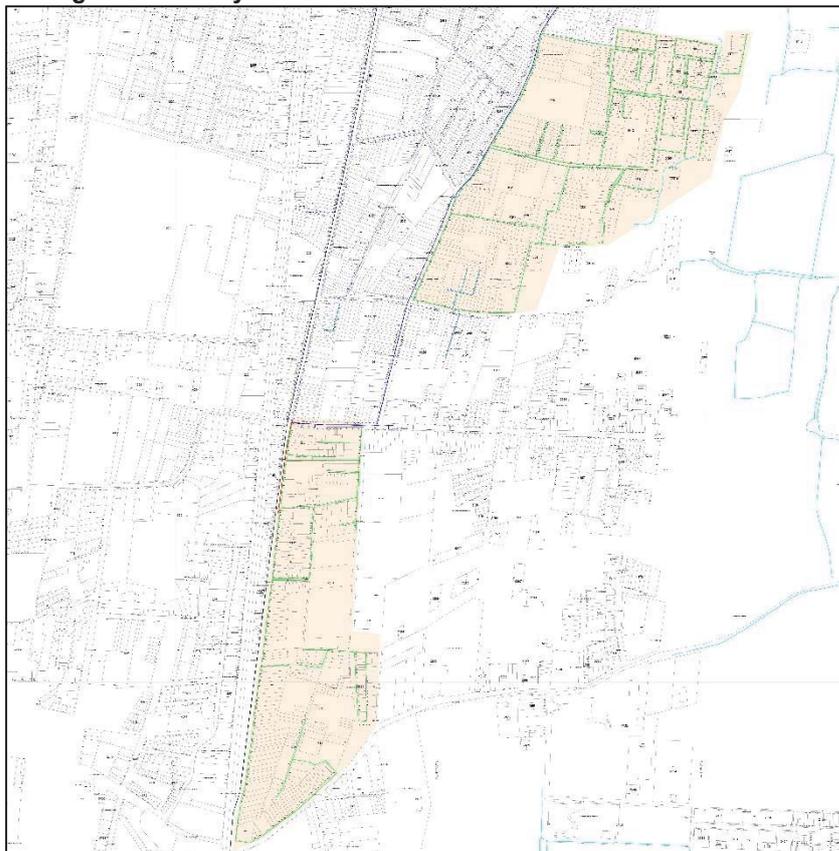


Figura N° 8: Proyecto Las Américas - Reportado en el PQI

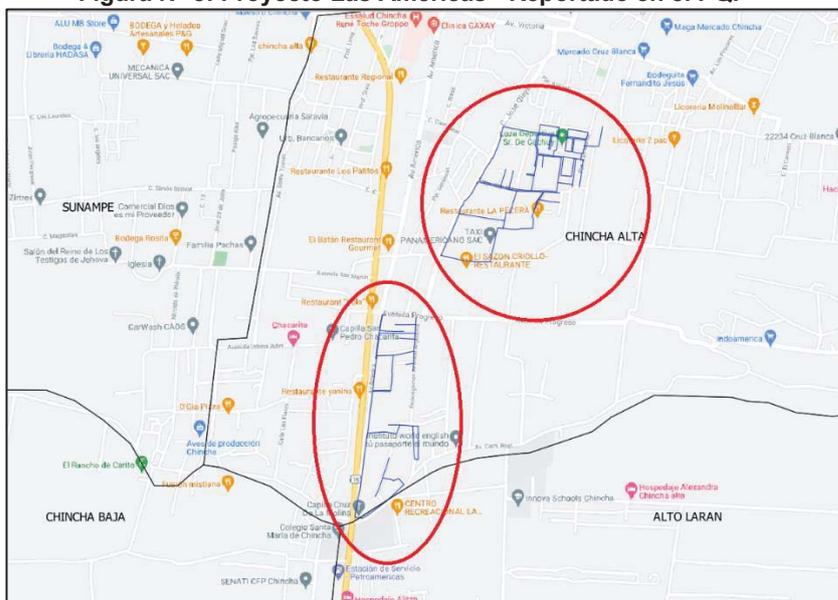


Figura N° 9: Proyecto Pueblo Nuevo - Información del MINEM

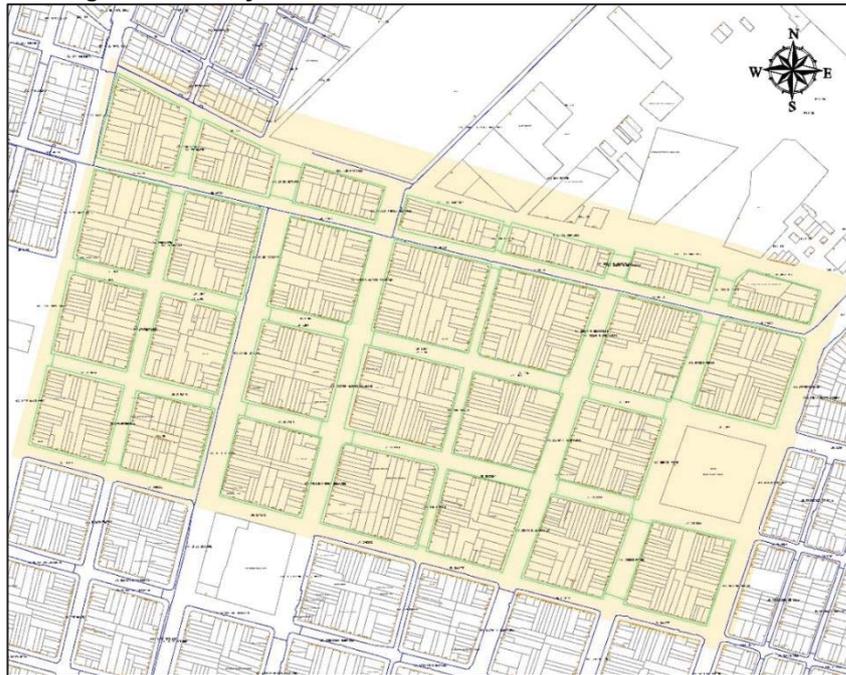
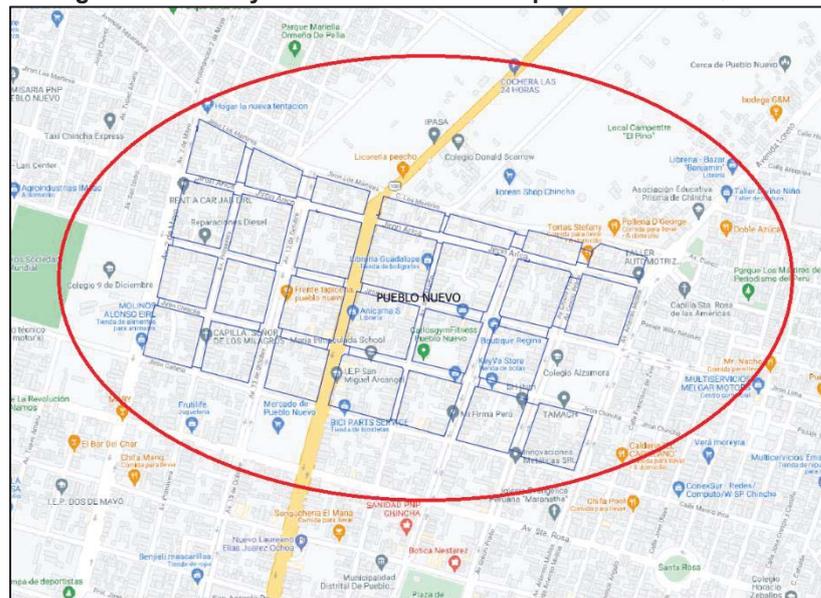


Figura N° 10: Proyecto Pueblo Nuevo - Reportado en el PQI



- 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.

- 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.
- 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.

Tabla N° 15 Comparativo de longitudes de redes propuesta en el PQI y lo reportado en el VNRGN

Contugas									
Tipo	Material	Unidad	2 022	2 023	2 024	2 025	2 026	Total	
Gasoductos	Polietileno	km.	98,60	67,60	58,10	31,50	27,40	283,20	

VNRGN									
Tipo	Material	Unidad	2 022	2 023	2 024	2 025	2 026	Total	
Gasoductos	Polietileno	km.	80,75	119,95	32,76	6,26	6,27	245,99	

Diferencias									
Tipo	Material	Unidad	2 022	2 023	2 024	2 025	2 026	Total	
Diferencias	Polietileno	km.	17,85	-52,35	25,34	25,24	21,13	37,21	

5 Observaciones al Plan de Promociones

- 117) Presentación del Plan de Promociones

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.

6 Conclusiones

- Osinergmin en total ha encontrado 117 observaciones a los documentos presentados por Contugas como parte de su Propuesta Tarifaria, cabe señalar que no presenta una Propuesta de Plan de Promoción.
- Contugas no ha presentado el Plan Quinquenal de Inversiones y el informe pronunciamiento de la Dirección General de Hidrocarburos (DGH) del Ministerio de Energía y Minas como parte de su Propuesta Tarifaria.

7 Recomendaciones

- Contugas debe levantar las observaciones presentadas en el presente informe dentro de los plazos establecidos en el proceso regulatorio.

Anexo N° 1
Oficio N° 1811-2021-MINEM/DGH e
Técnico Legal N° 264-2021-
MINEM/DGH-DGGN-DNH en el que el
MINEM concluye que la propuesta
actualizada del PQI de Contugas se
encuentra alineada con la Política
Energética Nacional



PERÚ

Ministerio
de Energía y Minas

"Decenio de la Igualdad de Oportunidades para mujeres y hombres"
"Año del Bicentenario del Perú: 200 años de Independencia"

Lima, 07 de Octubre de 2021

OFICIO N° 1811 -2021-MINEM/DGH

Señor

Julio Salvador Jácome

Gerente General

Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minería - OSINERGMIN

Jr. Bernardo Monteagudo N° 222

Magdalena del Mar.-

Asunto : Propuesta actualizada de Plan Quinquenal 2022-2026 de la Concesión del Sistema de Distribución de Gas Natural por Red de Ductos en el departamento de Ica

Referencia : a) Expediente N° 3203787
b) Oficio N°901-2021-GRT (Expedientes N° 3208119)
c) Oficio N°0760-2021-GRT (Expedientes Nos. 3181261 y 3181280)
d) Oficio N°1419-2021/MINEM-DGH
e) Carta N°GRL-0125-2021 (Expediente N° 3163617)

De mi consideración:

Me dirijo a usted, en atención al documento de la referencia a), mediante el cual la empresa Contugas S.A.C. remitió la propuesta actualizada de Plan Quinquenal 2022-2026 en atención a lo dispuesto en el artículo 63c del Texto Único del Reglamento de Distribución de Gas Natural por Red de Ductos, aprobado mediante el Decreto Supremo N° 040-2008-EM, y sus modificatorias.

Al respecto, conforme lo señalado en el literal d) del mencionado artículo, el Ministerio de Energía y Minas remite al Osinergmin un informe sobre la concordancia del mencionado Plan con la Política Energética vigente, se adjunta el Informe Técnico Legal N° 264-2021-MINEM/DGH-DGGN-DNH, a fin de continuar con el procedimiento de aprobación del Plan Quinquenal 2022-2026 de la Concesión del Sistema de Distribución de Gas Natural por Red de Ductos en el Departamento de Ica.

Atentamente,

Román Carranza Gianello
Director General de Hidrocarburos (d.t)

Se adjunta: Lo indicado.

cc. Walter Sciutto, Gerente General, Contugas S.A.C., Calle Morelli N°150, Torre 2 Piso 8

RVS/



PERÚ

Ministerio
de Energía y Minas

"Decenio de la Igualdad de Oportunidades para mujeres y hombres"
"Año del Bicentenario del Perú: 200 años de Independencia"

INFORME TÉCNICO LEGAL N° 264-2021-MINEM/DGH-DGGN-DNH

- A** : Román Carranza Gianello
Director General de Hidrocarburos (d.t.)
- De** : Luis Ángel Carbajal Calderón
Director de Gestión del Gas Natural (d.t.)
- Román Carranza Gianello
Director Normativo de Hidrocarburos
- Asunto** : Propuesta actualizada de Plan Quinquenal 2022-2026 de la Concesión del Sistema de Distribución de Gas Natural por Red de Ductos en el departamento de Ica
- Referencia** : a) Expediente N° 3203787
b) Oficio N° 901-2021-GRT (Expedientes N° 3208119)
c) Oficio N° 0760-2021-GRT (Expedientes Nos. 3181261 y 3181280)
d) Oficio N° 1419-2021/MINEM-DGH
e) Carta N° GRL-0125-2021 (Expediente N° 3163617)
- Fecha** : San Borja, 07 de Octubre de 2021

Nos dirigimos a usted con relación al documento de la referencia a), a fin de informar los resultados de la evaluación de la propuesta actualizada de Plan Quinquenal 2022-2026 de la Concesión del Sistema de Distribución de Gas Natural por Red de Ductos en el departamento de Ica, presentada por la empresa Contugas S.A.C. (en adelante Contugas), en atención a lo señalado en el Texto Único Ordenado del Reglamento de Distribución de Gas Natural por Red de Ductos, aprobado por Decreto Supremo N° 040-2008-EM, y sus modificatorias. Sobre el particular, debemos indicar lo siguiente:

I. ANTECEDENTES:

- 1.1. Mediante Carta N° GRL-0125-2021 la empresa Contugas remitió a la Dirección General de Hidrocarburos (en adelante, DGH), la propuesta de Plan Quinquenal 2022 - 2026 de la Concesión del Sistema de Distribución de Gas Natural por Red de Ductos en el departamento de Ica (en adelante, Plan Quinquenal 2022-2026), conforme a lo establecido en el artículo 63c del Texto Único Ordenado del Reglamento de Distribución de Gas Natural por Red de Ductos, aprobado por Decreto Supremo N° 040-2008-EM, y sus modificatorias (en adelante, TUO del Reglamento de Distribución).
- 1.2. A través del Oficio N° 1419-2021/MINEM-DGH, la DGH remitió al Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minería - Osinergmin el Informe Técnico Legal N° 0193-2021-MINEM/DGH-DGGN-DNH respecto a la concordancia de la propuesta de Plan Quinquenal 2022-2026 con la Política Energética Nacional vigente, en el cual se concluye que el referido plan no cumplía con los objetivos de la Política Energética Nacional.
- 1.3. Mediante Oficio N° 0760-2021-GRT, el Osinergmin observó la propuesta de Plan Quinquenal 2022-2026 presentada por la empresa Contugas, respecto al cumplimiento de los criterios y contenido mínimo conforme a lo señalado en el TUO del Reglamento de Distribución.



PERÚ

Ministerio
de Energía y Minas

"Decenio de la Igualdad de Oportunidades para mujeres y hombres"
"Año del Bicentenario del Perú: 200 años de Independencia"

- 1.4. A través del Expediente N° 3203787 la empresa Contugas remitió a la DGH una propuesta actualizada de Plan Quinquenal 2022 – 2026, en atención al pronunciamiento de la DGH y el Osinergmin.
- 1.5. Mediante Oficio N° 901-2021-GRT, el Osinergmin se pronuncia respecto a la propuesta actualizada de Plan Quinquenal 2022 – 2026 de la empresa Contugas y solicita a la DGH la evaluación respectiva, conforme a lo previsto en el TUO del Reglamento de Distribución.

II. BASE LEGAL:

- 2.1. Ley de Organización y Funciones del Ministerio de Energía y Minas, Ley N° 30705.
- 2.2. Texto Único Ordenado de la Ley Orgánica de Hidrocarburos, Ley N° 26221, aprobado mediante Decreto Supremo N° 042-2005-EM (en adelante, TUO de la LOH).
- 2.3. Texto Único Ordenado del Reglamento de Distribución de Gas Natural por Red de Ductos, aprobado por Decreto Supremo N° 040-2008-EM, y sus modificatorias (en adelante, TUO del Reglamento de Distribución).
- 2.4. Ley N° 29852, Ley que crea el Sistema de Seguridad Energética en Hidrocarburos y el Fondo de Inclusión Social Energético, y sus modificatorias (en adelante Ley FISE).
- 2.5. Decreto Supremo N° 021-2012-EM, que aprueba el Reglamento la Ley que crea el Sistema de Seguridad Energética en Hidrocarburos y el Fondo de Inclusión Social Energético, y sus modificatorias (en adelante, Reglamento FISE)
- 2.6. Política Energética Nacional del Perú 2010-2040, aprobada por Decreto Supremo N° 064-2010-EM, en adelante Política Energética Nacional.
- 2.7. Reglamento de Organización y Funciones del Ministerio de Energía y Minas, aprobado mediante Decreto Supremo N° 031-2007-EM, y sus modificatorias (en adelante, ROF del MINEM).
- 2.8. Contrato de Concesión del Sistema de Distribución de Gas Natural por Red de Ductos en el departamento de Ica

III. ANÁLISIS:

3.1. Respecto a la competencia del Ministerio de Energía y Minas y de la Dirección General de Hidrocarburos:

- 3.1.1. El artículo 2 del TUO de la LOH señala que el Ministerio de Energía y Minas (en adelante, MINEM) promueve el desarrollo de las actividades de Hidrocarburos sobre la base de la libre competencia y el libre acceso a la actividad económica con la finalidad de lograr el bienestar de la persona humana y el desarrollo nacional. Asimismo, el artículo 3 de la citada norma, establece que el MINEM es el encargado de elaborar, aprobar, proponer y aplicar la política del Sector, así como de dictar las demás normas pertinentes.
- 3.1.2. De otro lado, de conformidad con la Ley de Organización y Funciones del Ministerio de Energía y Minas, Ley N° 30705 (en adelante, Ley N° 30705), el MINEM ejerce competencias en materia de energía, que comprende electricidad e hidrocarburos, y de minería. El artículo 5 de dicha norma señala como competencias exclusivas del MINEM, las siguientes: i) Diseñar, establecer y supervisar las políticas nacionales y sectoriales en



PERÚ

Ministerio
de Energía y Minas

"Decenio de la Igualdad de Oportunidades para mujeres y hombres"
"Año del Bicentenario del Perú: 200 años de Independencia"

materia de energía y de minería, asumiendo la rectoría respecto de ellas; ii) Regular la infraestructura pública de carácter y alcance nacional en materia de energía y de minería; y iii) Otorgar y reconocer derechos correspondientes en el ámbito de su competencia, con excepción de aquellos transferidos en el marco del proceso de descentralización.

- 3.1.3. Asimismo, de acuerdo a lo señalado en el artículo 79 y 80 del ROF del MINEM, la DGH es el órgano de línea encargado de formular la política de desarrollo sostenible en materia de Hidrocarburos; así como promover las actividades de Exploración, Explotación, Transporte, Almacenamiento, Refinación, Procesamiento, Petroquímica, Distribución y Comercialización de Hidrocarburos.
- 3.1.4. En esa misma línea, la DGH a través de la Dirección Normativa de Hidrocarburos, tiene como una de sus funciones analizar y emitir opinión en asuntos normativos y legales que correspondan exclusivamente al Subsector Hidrocarburos, así como respecto a otros vinculados a dichas actividades; de igual forma, a través de la Dirección de Gestión del Gas Natural, la DGH es la encargada de evaluar y emitir opinión sobre las solicitudes correspondientes al procesamiento, transporte, distribución del gas natural.

3.2. Respecto a la propuesta actualizada del Plan Quinquenal 2022-2026

- 3.2.1. De conformidad a lo establecido en el artículo 63c del TUO del Reglamento de Distribución, la empresa Contugas mediante Carta N° GRL-0125-2021 presentó a la DGH la propuesta de Plan Quinquenal 2022 - 2026 de la Concesión del Sistema de Distribución de Gas Natural por Red de Ductos en el departamento de Ica.
- 3.2.2. Al respecto, conforme lo señalado en el literal d) del mencionado artículo, presentado el Plan Quinquenal, el MINEM remite al Osinergmin un informe sobre la concordancia del mencionado plan con la Política Energética vigente. Por su parte, el Osinergmin cuenta con un plazo máximo de treinta (30) días calendario, contado a partir de la recepción del informe del MINEM, para emitir su informe, pronunciándose sobre los aspectos de regulación tarifaria y supervisión de la prestación del servicio de distribución de gas natural por red de ductos, pronunciamiento que debe guardar concordancia con la política energética vigente.
- 3.2.3. En tal sentido, a través del Informe Técnico Legal N° 0193-2021-MINEM/DGH-DGGN-DNH, la DGH se pronunció respecto a la concordancia de la propuesta de Plan Quinquenal 2022-2026 con la Política Energética Nacional vigente, señalando entre otros, que la propuesta no cumple con los objetivos de la Política Energética Nacional dado que posee una limitada ampliación del Sistema de Distribución, evidenciándose restricciones para la atención priorizada de potenciales beneficiarios (residenciales, comerciales e instituciones de índole social) para el acceso al servicio público de distribución de gas natural a través del Fondo de Inclusión Social Energético (en adelante FISE).
- 3.2.4. Asimismo, la DGH observó que la cantidad de redes de distribución contempladas por año es inferior al promedio anual ejecutado durante el Plan Mínimo de Cobertura del Contrato de Concesión. Además, el promedio de conexiones por año es inferior al mínimo contenido en el Plan Mínimo de Cobertura y que el mismo no tiene asimetría con los usuarios que viene conectando el concesionario, tal como se detalla a continuación:

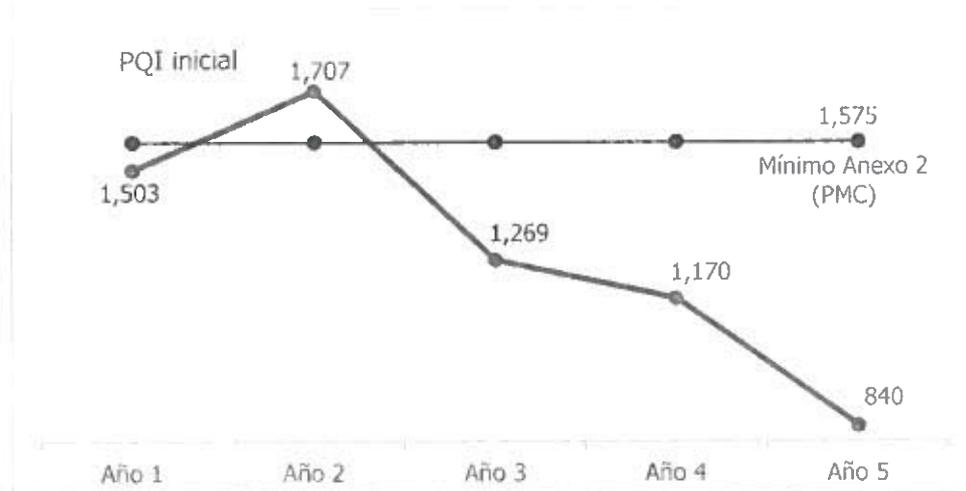
Gráfico N°1 Usuarios Residenciales Plan Mínimo de Cobertura (PMC) vs Plan Quinquenal de Inversiones 2022- 2026 (propuesta inicial)



PERÚ

Ministerio de Energía y Minas

"Decenio de la Igualdad de Oportunidades para mujeres y hombres"
"Año del Bicentenario del Perú: 200 años de Independencia"



Fuente: Expedientes Nos 3163617 y Contrato Concesión
Elaboración: MINEM

**Cuadro N°1 Kilómetros de redes PE
Plan Mínimo de Cobertura (PMC) vs Plan Quinquenal de Inversiones 2022-2026 (propuesta inicial)**

	PMC (ejecutado)	PQI 2022-2026 (proyectado)
Promedio anual kilómetros de redes PE (gasoductos y TC)	74.68 ⁽¹⁾	23.69

(1) Ejecutado en el periodo 2015 - 2020
Fuente: Contrato Concesión, Expediente N° 3163617
Elaboración: MINEM



3.2.5. Por su parte, a través del Oficio N° 0760-2021-GRT, el Osinergmin señala que la propuesta de Plan Quinquenal 2022-2026 no cuenta con la suficiente información para verificar el cumplimiento de los criterios y contenido mínimo conforme lo señalado en los literales a) y b) del artículo 63c del Reglamento de Distribución.

3.2.6. Por lo expuesto, a través del Expediente N° 3203787, la empresa Contugas presentó a la DGH una propuesta actualizada de Plan Quinquenal 2022 – 2026.

3.2.7. Al respecto, es preciso acotar que conforme a lo señalado en la cláusula 14 del Contrato de Concesión, la culminación del periodo de tarifas iniciales ocurrirá el 29 de abril de 2022; en tal sentido, la propuesta de Plan Quinquenal deberá comprender las actividades de expansión y conexión al Sistema de Distribución a partir del 30 de abril de 2022, por lo cual no corresponde evaluar los usuarios y kilómetros redes propuestos para el segundo semestre de 2021 indicados en la propuesta de la empresa Contugas

3.2.8. De la revisión de la propuesta actualizada de Plan Quinquenal 2022 – 2026, se evidencia que la empresa Contugas ha incrementado en 201% la proyección de usuarios residenciales respecto a la propuesta inicial del Plan Quinquenal 2022 – 2026, estimando 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) 3,675¹. Asimismo, Contugas ha incorporado nuevos usuarios de la categoría instituciones de índole social.

Gráfico N°2 Usuarios Residenciales

¹ Promedio del año 2 al año 6 del Anexo 2 Contrato de Concesión Ica



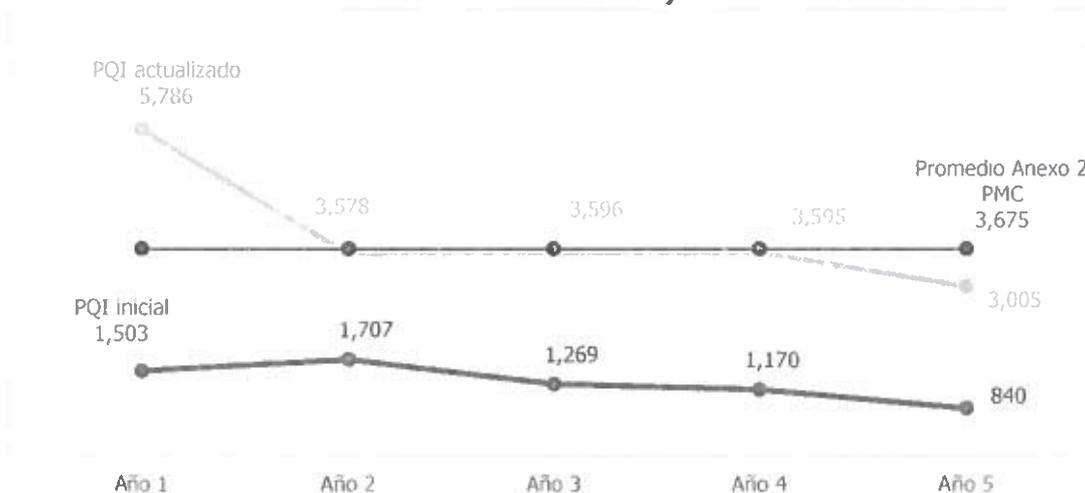


PERÚ

Ministerio de Energía y Minas

“Decenio de la Igualdad de Oportunidades para mujeres y hombres”
“Año del Bicentenario del Perú: 200 años de Independencia”

PQI 2022-2026 (propuesta inicial) vs PQI 2022-2026 (propuesta actualizada)



Fuente: Expedientes Nos. 3163617, 3203787 (Tablas del N° 19 al N° 22, N° 41 al N° 43) y Contrato Concesión
Elaboración: MINEM

Cuadro N°2 Total Usuarios – PQI (propuesta inicial) vs PQI (propuesta actualizada)

	PQI 2022-2026 (propuesta inicial)	PQI 2022-2026 (propuesta actualizada)
Usuarios Residenciales	6,489	19,560
Usuarios Comerciales	120	72
Usuarios Instituciones Publicas	-	26
Total	6,609	19,658

Fuente: Expedientes Nos 3163617 y 3203787 (Tablas del N°19 al N°26, N°41 al N°43, N°45 al N°46, N°52 al N°54)
Elaboración: MINEM



3.2.9. En la misma línea, la empresa Contugas ha incrementado en 181% la proyección de kilómetros redes PE a ejecutar respecto a la versión inicial del Plan Quinquenal 2022 – 2026. Al respecto, la empresa Contugas estima ejecutar un promedio anual de 63.94 kilómetros redes PE (gasoductos y tubería de conexión), si bien este valor no supera el promedio anual de kilómetros redes PE ejecutado en el periodo 2015-2020, que corresponde a 74,68 kilómetros, Contugas ha incrementado el número de proyectos de expansión de redes en las localidades de Ica, Pisco y Chincha, así como los costos de inversión de la propuesta de Plan Quinquenal 2022-2026, pasando de USD 4,861,015.00 a USD 13,569,129.00.



Cuadro N°3 Proyectos de expansión de nuevas redes PE (gasoductos) PQI (propuesta inicial) vs PQI (propuesta actualizada)

	PQI 2022-2026 (propuesta inicial)	PQI 2022-2026 (propuesta actualizada)
Ica	Los Aquijes	Santiago



PERÚ

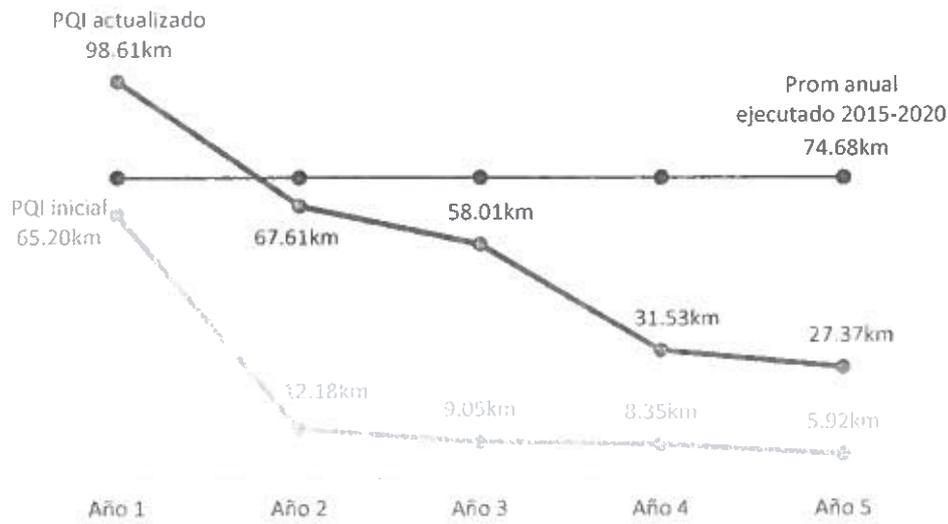
Ministerio de Energía y Minas

"Decenio de la Igualdad de Oportunidades para mujeres y hombres"
"Año del Bicentenario del Perú: 200 años de Independencia"

	Centro de Ica	Centro de Ica Acomayo José Olaya – Parcona
Pisco	-	Túpac Amaru
Chincha	-	Sunampe Chincha Alta - Villa Sol

Fuente: Expedientes Nos. 3163617 y 3203787
Elaboración: MINEM

**Gráfico N°3 Proyección de kilómetros redes PE⁽¹⁾ (gasoductos + TC)
PQI (inicial) vs PQI (actualizado)**



(1) Kilómetros redes PE sobre redes existentes y nuevas redes
Fuente: Expedientes Nos 3163617 y 3203787 (Tablas N°8 al N°12, N°33 al N°35)
Elaboración: MINEM



3.2.10. Al respecto, la empresa Contugas ha reiterado que la definición del Plan Quinquenal 2022-2026 se encuentra limitada y sujeta a la compleja situación económica financiera del concesión, relacionada a los impactos negativos de la pandemia COVID-19, conflictos contractuales con clientes y traslados de capacidad de transporte. Al respecto, de la revisión de los estados financieros de Contugas, se ha evidenciado que hasta el año 2019 ha presentado utilidades netas negativas, siendo la pérdida neta del 2019 de 73.10 millones de dólares; sin perjuicio de ello, en el año 2020, se evidencia que Contugas presenta una ganancia neta de 10.15 millones de dólares.



Cuadro N°4 Inversiones, Ingresos y Utilidad Neta para el período del 2014 al 2020

Descripción	MUSD						
	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
Inversión	68,843	18,023	2,734	34,172	10,921	4,170	567
Ingresos ⁽¹⁾	29,924	48,973	57,201	77,150	79,393	82,170	82,851
Utilidad Neta	-39,111	-11,981	-10,644	-15,613	-52,847	-73,100	10,151

(1) Incluye ingresos por servicios de gas natural, transporte y distribución.
Fuente: Estados Financieros 2014 al 2022.
Elaboración: Propia

3.2.11. De otro lado, de la propuesta actualizada de Plan Quinquenal 2022 – 2026, se evidencia que la empresa Contugas realiza un análisis de potenciales proyectos de expansión de



PERÚ

Ministerio
de Energía y Minas

"Decenio de la Igualdad de Oportunidades para mujeres y hombres"
"Año del Bicentenario del Perú: 200 años de Independencia"

nuevas redes, en base a ratios de clientes por monto de inversión, ello a efectos de determinar los proyectos a incluir en el Plan Quinquenal 2022-2026.

- 3.2.12. En esta línea, la empresa Contugas precisa los resultados de la evaluación de abastecimiento de gas natural a la localidad de Palpa, señalando que el suministro al distrito de Palpa estima 22.81 kilómetros de redes que equivalen una inversión de USD 9,859,608.00 en gasoductos a fin de conectar 1,550 usuarios. En tal sentido, debido al bajo ratio de clientes por monto de inversión, la empresa Contugas determina no incluir dicha localidad en el Plan Quinquenal 2022-2026.
- 3.2.13. Ahora bien, respecto a la identificación de los potenciales consumidores que podrían acceder a los programas de financiamiento del FISE, la empresa Contugas ha señalado que las zonas donde ejecutará la expansión de redes del Sistema de Distribución son predominantemente usuarios de estratos bajo, medio bajo y medio según Plan Estratificado a nivel de manzana por ingreso per cápita del hogar desarrollado por el Instituto Nacional de Estadística e Informática – INEI. Asimismo, estableció la competitividad del gas natural frente a los combustibles sustitutos por cada categoría tarifaria, precisando que dichos valores de competitividad son referenciales dado que la competitividad será definida en el proceso de fijación tarifaria.
- 3.2.14. Por lo expuesto, de la revisión de la propuesta actualizada de Plan Quinquenal 2022 – 2026, se advierte que esta se encuentra alineada con la Política Energética Nacional, dado que amplía la cobertura del suministro de gas natural en la Concesión de Ica, priorizando la atención de potenciales consumidores residenciales, comerciales e instituciones de índole social, concordante con el objetivo de acceso universal a la energía.



IV.

CONCLUSIONES:

De lo expuesto se colige lo siguiente:

- 4.1. De la revisión de la propuesta actualizada de Plan Quinquenal 2022 – 2026, se evidencia que la empresa Contugas ha incrementado en 201% la proyección de usuarios residenciales respecto a la propuesta inicial del Plan Quinquenal 2022 – 2026, estimando 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. Asimismo, la empresa Contugas ha incrementado en 181% la proyección de kilómetros redes PE a ejecutar respecto a la versión inicial del Plan Quinquenal 2022 – 2026.
- 4.2. Por lo expuesto, la propuesta actualizada de Plan Quinquenal 2022-2026 presentada a través del expediente N° 3203787 por la empresa Contugas se encuentra alineada con la Política Energética Nacional.

V. RECOMENDACIÓN:

Se recomienda remitir el presente informe al Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minería – Osinergmin, a fin de que continúe con evaluación correspondiente, de acuerdo a lo establecido en el artículo 63c del TUO del Reglamento de Distribución.





PERÚ

Ministerio
de Energía y Minas

"Decenio de la Igualdad de Oportunidades para mujeres y hombres"
"Año del Bicentenario del Perú: 200 años de Independencia"

Atentamente,

Luis Carbajal Calderón
Director de Gestión del Gas Natural (d.t.)

Román Carranza Gianello
Director Normativo de Hidrocarburos

Visto el Informe Técnico Legal N° 264-2021-MINEM/DGH-DGGN-DNH precedente, se otorga la conformidad del mismo, debiéndose continuar con el trámite correspondiente.

Román Carranza Gianello
Director General de Hidrocarburos (d.t.)
Ministerio de Energía y Minas

RVS/NLLF

Anexo N° 2

Oficio N° 1854-2021-MINEM/DGH en el que el MINEM comunica los Proyectos financiados con recursos FISE para el suministro de gas natural en las provincias de Chincha e Ica presentado por la empresa Contugas S.A.C.

**PERÚ****Ministerio
de Energía y Minas**

"Decenio de la Igualdad de Oportunidades para mujeres y hombres"
"Año del Bicentenario del Perú: 200 años de Independencia"

Lima, 14 de Octubre de 2021

OFICIO N° 1854 -2021-MINEM/DGH

Señor

Julio Salvador Jácome

Gerente General

Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minería - OSINERGMIN

Jr. Bernardo Monteagudo N° 222

Magdalena del Mar. -

Asunto : Proyectos financiados con recursos FISE para el suministro de gas natural en las provincias de Chincha e Ica presentado por la empresa Contugas S.A.C.

Referencia : Carta N°GCO-0465-2021 (Expedientes Nos 3204430 y 3206288)

De mi consideración:

Me dirijo a usted, en relación al documento de la referencia, mediante el cual informamos que la empresa Contugas S.A.C. (en adelante, Contugas) presentó la evaluación técnica y económica de los proyectos para el desarrollo de redes del Sistema de Distribución de Gas Natural en los distritos de Grocio Prado, Chincha Alta, Pueblo Nuevo, Chincha Baja y Los Aquijes de las provincias de Chincha e Ica.

N°	Proyecto	Distrito	Provincia
1	Ica – Los Aquijes	Los Aquijes	Ica
2	Chincha – Chincha Baja	Chincha Baja	Chincha
3	Chincha – Grocio Prado	Grocio Prado	Chincha
4	Chincha – Pueblo Nuevo – Arica	Pueblo Nuevo	Chincha
5	Chincha – Chincha Alta – Las Américas	Chincha Alta	Chincha
6	Chincha – Sector Cruz Blanca – El Tigre	Chincha Alta	Chincha

Al respecto, es preciso señalar que este ministerio mediante Decreto Supremo N° 004-2021-EM¹ modificó el artículo 10.8 del Reglamento de la Ley N° 29852, el cual establece que el FISE puede financiar las nuevas inversiones en bienes de capital (CAPEX) no incluidos en los compromisos asumidos en el Contrato de Concesión, siempre que los usuarios a conectarse sean en su mayoría del segmento residencial; para lo cual, se tendrá en cuenta los costos unitarios aprobados por Osinergmin en la regulación tarifaria o los calculados para cada caso en particular.

En dicho contexto, considerando que la Concesión de Distribución de gas natural por red de ductos del departamento de Ica no cuenta con costos unitarios aprobados, solicitamos a su representada que en el marco de sus competencias, la cooperación entre entidades y el desarrollo de la industria de gas natural como uno de los objetivos de la Política Energética Nacional, tenga a bien analizar las características de los proyectos presentados por la empresa Contugas, los mismos que se encuentra próximo a incluirse en el Programa Anual de Promociones, para atender a los distritos de Grocio Prado, Chincha Alta, Pueblo Nuevo, Chincha Baja y Los Aquijes de las provincias de Chincha e Ica y remita en un plazo máximo de diez (10) días hábiles de notificado el presente oficio, un informe en donde se indique si los costos unitarios requeridos para cada proyecto señalados por Contugas es

¹ Decreto Supremo que modifica 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

www.minem.gob.pe

Av. Las Artes Sur 260

San Borja, Lima 41, Perú

T: (511) 411 1100

Email: webmaster@minem.gob.pe



PERÚ

Ministerio
de Energía y Minas

"Decenio de la Igualdad de Oportunidades para mujeres y hombres"

"Año del Bicentenario del Perú: 200 años de Independencia"

concordante para el desarrollo de los mismos o en su defecto indique cuales serían los costos unitarios máximos de inversión que se requiere para el suministro de gas natural a los mencionados distritos del departamento de Ica.

Atentamente,

Ing. Erick García Portugal
Director General de Hidrocarburos

Se adjunta expedientes Nos 3204430 y 3206288 en el enlace:

https://www.dropbox.com/sh/jaue02ztrce1kgu/AAA6L_IU8anxQjZ1gxJdtNc5a?dl=0

RVS/NLLF

www.minem.gob.pe

Av. Las Artes Sur 260
San Borja, Lima 41, Perú
T: (51) 411 1100
Email: webmaster@minem.gob.pe



Expediente : EXP-000246-2021
Nombre/Razón Social : CONTUGAS S.A.C.
DNI/RUC : RUC 20519485487

Constancia de Notificación

Estimado administrado:

Se le informa que, se ha procedido a la notificación electrónica de los documentos que se indican en la siguiente fecha y hora: Viernes 29/10/2021 04:35:05 PM ¹

De acuerdo con lo previsto en el numeral 7.5 del Reglamento del Sistema de Notificación Electrónica de Osinergmin², la notificación electrónica surte efectos legales cuando se deposita en la casilla electrónica, conforme a la fecha y hora registrada en el SNE, con prescindencia de la fecha en que el usuario del SNE haya ingresado a dicha plataforma informática o haya dado lectura al acto o actuación notificados. Osinergmin puede enviar alertas informáticas sin que ello forme parte del proceso de notificación electrónica ni afecte la validez de la notificación electrónica realizada.

Asimismo, se le recuerda que conforme lo dispone el numeral 7.6 del Reglamento del Sistema de Notificación Electrónica de Osinergmin, el cómputo de los plazos para las acciones que corresponda al Usuario del SNE se inicia al día hábil siguiente de realizada la notificación en la casilla electrónica.

Documentos notificados:

000370_Tram_009678_MINEM_Oficio 1854-2021-MINEM-DGH (2).pdf
- 000370_Tram_009678_MINEM_Oficio 1854-2021-MINEM-DGH (2).pdf

INF-0700-2021-GRT_Obs_Propuesta_Tarifaria_v16.pdf
- INF-0700-2021-GRT_Obs_Propuesta_Tarifaria_v16.pdf

Oficio 0991-2021-GRT - Observaciones Propuesta Tarifaria Contugas_V2.pdf
- Oficio 0991-2021-GRT - Observaciones Propuesta Tarifaria Contugas_V2.pdf

Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minería - Osinergmin

¹En caso la notificación se haya efectuado después de las 17:30 horas se entiende efectuada al día hábil siguiente.

Datos Solicitados por - ORGANISMO SUPERVISOR DE LA INVERSION EN ENERGIA Y MINERIA

Tipo Documento * OFICIO 0991-2021-GRT

Unidad Orgánica * DIRECCIÓN GENERAL DE HIDROCARBUROS-N

Asunto * Copia de oficio a Contugas- Asunto: Procedimiento de fijación de tarifas de distribución de gas natural en Ica para el periodo 2022-2026 – Observaciones de Osinergmin al contenido de la Propuesta Tarifaria presentada

Observaciones Copia de oficio dirigido a Contugas

Documento(s) *

Adjuntar documento escaneado | Borrar seleccionado(s)

	<input type="checkbox"/>		Nombre del Archivo Adjunto	Tamaño (Kb)	Descripción
1	<input type="checkbox"/>		Oficio 0991-2021-GRT - CONTUGAS.pdf	427	Oficio 0991-2021-GRT a Contugas
2	<input type="checkbox"/>		Informe 0700-2021-GRT.pdf	2840	informe GRT
3	<input type="checkbox"/>		MINEM_Oficio 1854-2021-MINEM-DGH.pdf	160	Oficio Minern

Mostrando 1 - 3 de 3

Click aquí para que se notifique este Expediente por correo Electrónico.

Seleccione el correo de los destinatarios que desee que llegue la alerta de notificación de este Expediente:

Destinatario(s) *	<input type="checkbox"/>	Nombres	Correo
1	<input checked="" type="checkbox"/>	UGDA	ocobarrubias@osinergmin.gob.pe
2	<input type="checkbox"/>	MINERIA COMERCIAL	comercio@osinergmin.gob.pe

Atención



Se ha generado el expediente No. **3220417**, el cual se ha enviado satisfactoriamente al Ministerio de Energía y Minas.

Aceptar

<p>MINEM MINISTERIO DE ENERGIA Y MINAS</p>	<p>HOJA DE TRÁMITE</p>	N° Expediente
		3220417

DOCUMENTO :	OFICIO 0991-2021-GRT	Ingreso WEB
REMITENTE :	OSINERGMIN-ORGANISMO SUPERVISOR DE LA INVERSION EN ENERGIA Y MINERIA	
FECHA DE RECEPCIÓN :	29/10/2021 16:36	
DESCRIPCIÓN :	COPIA DE OFICIO A CONTUGAS- ASUNTO: PROCEDIMIENTO DE FIJACIÓN DE TARIFAS DE DISTRIBUCIÓN DE GAS NATURAL EN ICA PARA EL PERIODO 2022-2026 – OBSERVACIONES DE OSINERGMIN AL CONTENIDO DE LA PROPUESTA TARIFARIA PRESENTADA/0991-2021-GRT	
ASUNTO ADICIONAL :		

N°	Desde	Hacia	Estado	Fecha Derivación	Fecha Recepción
001	WEB - PLATAFORMA VIRTUAL	DGH - DIRECCION GENERAL DE HIDROCARBUROS	Pendiente	29/10/2021	29/10/2021

De: siged_vv@minem.gob.pe <siged_vv@minem.gob.pe>

Enviado: viernes, 29 de octubre de 2021 16:36

Para: Omar Cobarrubias Figueroa <ocobarrubias@osinergmin.gob.pe>

Asunto: VV: Ud. ha recibido un Expediente N° 3220417 de Ventanilla Virtual



PERÚ
Ministerio
de Energía y Minas

Nro. Expediente:

3220417

Señores:

ORGANISMO SUPERVISOR DE LA INVERSION EN ENERGIA Y MINERIA

Se ha enviado un Expediente con los siguientes datos:

DATOS DEL SOLICITANTE

Razón Social	ORGANISMO SUPERVISOR DE LA INVERSION EN ENERGIA Y MINERIA
RUC	20376082114
Correo(s)	ocobarrubias@osinergmin.gob.pe

DATOS DEL EXPEDIENTE

N° Expediente	3220417
Fecha registro	29/10/2021 16:36:08
Oficina que recibe	DIRECCIÓN GENERAL DE HIDROCARBUROS-N
Asunto	Copia de oficio a Contugas- Asunto: Procedimiento de fijación de tarifas de distribución de gas natural en Ica para el periodo 2022-2026 – Observaciones de Osinergmin al contenido de la Propuesta Tarifaria presentada
Observaciones	Copia de oficio dirigido a Contugas



<http://pad.minem.gob.pe/ConsultaExpediente/VentanillaVirtual/M0V0b2c3ejh2TGc9>
[\[pad.minem.gob.pe\]](http://pad.minem.gob.pe)

Atentamente,

Ministerio de
Energía y
Minas