

Gerencia de Regulación de Tarifas

División de Gas Natural

**Determinación de las Tarifas de Distribución
de Gas Natural aplicables a la Concesión
Norte para el Periodo 2025-2028**

**Expediente N° 151-2024-GRT
30 de octubre de 2024**

Elaborado por:

Jorge Luis Sanchez Paisig
Rodrigo Eduardo Carrillo Castillo
Eduardo Antonio Torres Morales
Alexander Seminario Cacha
Ricardo Pando Argote
Andrés Estrella Camacuari
Juan Allcca Alvarez

Revisado y aprobado por:

[rmontoya]

Índice

RESUMEN	4
1 OBJETIVOS	11
2 MARCO NORMATIVO Y ANTECEDENTES	12
2.1 MARCO NORMATIVO	12
2.2 ANTECEDENTES	13
3 SUMINISTRO DE GAS NATURAL DE LA CONCESIÓN NORTE	17
4 CRITERIOS REGULATORIOS	19
4.1 TÉRMINO DEL PERIODO DE TARIFAS INICIALES E INICIO DEL PRIMER PERIODO REGULATORIO	19
4.2 SOBRE LAS TARIFAS POR EL SERVICIO DE DISTRIBUCIÓN APLICABLES A LA CONCESIÓN NORTE	20
4.3 RECONOCIMIENTO DE LA INFRAESTRUCTURA DE LA CONCESIÓN	21
4.4 SOBRE EL NIVEL DE LAS TARIFAS DE DISTRIBUCIÓN DEL GAS NATURAL Y EL DISEÑO TARIFARIO	22
5 METODOLOGÍA PARA LA DETERMINACIÓN DE LAS TARIFAS DE DISTRIBUCIÓN	24
5.1 CRITERIOS PARA LA DETERMINACIÓN DEL COSTO MEDIO	24
5.1.1 <i>Proyección de la Demanda</i>	25
5.1.2 <i>Costos de Inversión (CAPEX)</i>	25
5.1.3 <i>Costos de Explotación (OPEX)</i>	26
5.2 METODOLOGÍA DEL DISEÑO TARIFARIO	26
6 TARIFA MEDIA DE DISTRIBUCIÓN POR DUCTOS	30
6.1 CATEGORÍAS TARIFARIAS	30
6.2 ESTIMACIÓN DE LA DEMANDA	31
6.2.1 <i>Categorías A (A1 y A2), B y C</i>	33
6.2.2 <i>Categorías D, E y F</i>	36
6.2.3 <i>Categoría G</i>	39
6.2.4 <i>Categoría GNV</i>	40
6.2.5 <i>Categoría Pesca</i>	41
6.2.6 <i>Categoría Instituciones Públicas</i>	43
6.2.7 <i>Categoría Generadores Eléctricos</i>	43
6.3 VALORIZACIÓN DE LAS INVERSIONES	44
6.3.1 <i>Aspectos Generales</i>	44
6.3.2 <i>Costos Unitarios</i>	45
6.3.3 <i>Metrados</i>	46
6.3.3.1 <i>Instalaciones Ejecutadas Reconocidas</i>	46
6.3.3.2 <i>Instalaciones Proyectadas</i>	46
6.3.4 <i>Valorización</i>	47
6.3.4.1 <i>Instalaciones Ejecutadas Reconocidas</i>	47
6.3.4.2 <i>Instalaciones Proyectadas</i>	48
6.3.5 <i>Anualidad de la Inversión de la infraestructura reconocida</i>	49
6.4 COSTOS DE EXPLOTACIÓN	49
6.4.1 <i>Estructura central de la empresa modelo</i>	50
6.4.2 <i>Costos de operación y mantenimiento</i>	51
6.4.3 <i>Costos de comercialización</i>	52
6.4.4 <i>Costos de administración</i>	53
6.4.5 <i>Otros costos de explotación</i>	53
6.4.6 <i>Costos Totales de Explotación (OPEX)</i>	54
6.5 RESULTADO DE LA TARIFA MEDIA DE DISTRIBUCIÓN POR DUCTOS	54
6.6 TARIFA MEDIA POR CATEGORÍAS Y MÁRGENES DE COMERCIALIZACIÓN Y DISTRIBUCIÓN POR RED DE DUCTOS	55

7	MARGEN DE DISTRIBUCIÓN GNL.....	57
7.1	TARIFA MEDIA DE TRANSPORTE VIRTUAL.....	57
7.2	TARIFA MEDIA DE REGASIFICACIÓN	58
7.2.1	<i>Valorización de las Inversiones</i>	59
7.2.1.1	Costos Unitarios	59
7.2.1.2	Metrados y valorización	59
7.2.2	<i>Anualidad de la Inversión de la infraestructura reconocida de las Estaciones de Regasificación</i>	60
7.2.3	<i>Costos de Explotación de las Estaciones de Regasificación</i>	60
7.2.4	<i>Resultado del cálculo de la Tarifa Media de Regasificación</i>	61
7.3	MARGEN DE DISTRIBUCIÓN GNL	61
8	TARIFAS POR EL SERVICIO DE DISTRIBUCIÓN DE GAS NATURAL	63
8.1	MÁRGENES DE COMERCIALIZACIÓN Y DISTRIBUCIÓN POR EL SERVICIO DE DISTRIBUCIÓN DE GAS NATURAL	63
8.2	FACTOR DE AJUSTE DEL EQUILIBRIO TARIFARIO.....	64
8.3	IMPACTO EN LOS PRECIOS FINALES A LOS USUARIOS.....	64
8.3.1	<i>Precio del GNL.....</i>	64
8.3.2	<i>Tarifas por el Servicio de Distribución.....</i>	65
8.3.3	<i>Precio Final de Gas Natural a nivel de cliente final.....</i>	65
8.3.4	<i>Evaluación de la competitividad de las tarifas</i>	66
8.3.5	<i>Ingresos estimados con las tarifas de distribución propuestas</i>	67
8.4	MECANISMO DE PROMOCIÓN.....	67
9	CARGOS TARIFARIOS COMPLEMENTARIOS	69
9.1	CARGOS POR INSPECCIÓN, SUPERVISIÓN Y HABILITACIÓN DE LA INSTALACIÓN INTERNA PARA CONSUMIDORES MAYORES A 300 M ³ /MES	69
9.2	CARGOS POR CORTE Y RECONEXIÓN.....	70
9.3	TOPES MÁXIMOS DE ACOMETIDA PARA CONSUMIDORES CON CONSUMOS MENORES O IGUALES A 300 M ³ /MES... 71	
9.4	DERECHO DE CONEXIÓN Y FACTOR K.....	72
10	FACTORES DE ACTUALIZACIÓN Y PROCEDIMIENTO DE AJUSTE	73
11	ANEXOS	77

Resumen

La empresa Gases del Pacífico S.A.C. – Quavii (en adelante “Concesionario” o “GdP”), presentó a Osinerghmin su propuesta de Tarifa de Distribución (en adelante “TD”) el 31 de mayo de 2024, dando inicio al proceso de fijación de tarifa de distribución de la Concesión Norte correspondiente al periodo 2025-2028. Cabe señalar que el presente proceso regulatorio corresponde a la primera regulación tarifaria que realiza Osinerghmin a la Concesión Norte, cuyo periodo de tarifas iniciales finalizará el 30 de diciembre de 2024.

Como parte del referido proceso, Osinerghmin remitió¹ a GdP el Informe Técnico Legal N° 506-2024-GRT con las observaciones al contenido de la Propuesta Tarifaria presentada. En respuesta a lo observado, el Concesionario, remitió² a Osinerghmin los documentos de sustento de su absolución de las citadas observaciones.

En ese contexto, corresponde a Osinerghmin establecer la TD por Categoría Tarifaria, de acuerdo a lo que establece el Texto Único Ordenado del Reglamento de Distribución de Gas Natural por Red de Ductos vigente, aprobado por Decreto Supremo N° 040-2008-EM y las demás normas aplicables.

El suministro de gas natural para las redes de distribución de la Concesión Norte se realiza mediante el uso de camiones cisterna de GNL desde Pampa Melchorita y el uso de instalaciones de regasificación de GNL. Por ello, en aplicación del numeral 2.18 del Reglamento de Distribución, en la determinación del Margen de Distribución para dicha concesión se incluyen de manera adicional a los costos por las instalaciones de distribución por ductos, “los costos por los servicios de compresión, descompresión, licuefacción, regasificación, transporte vehicular de GNC o GNL y otros necesarios para el abastecimiento de los Sistemas de Distribución de Gas Natural por Red de Ductos”³.

Las tarifas por el servicio de distribución de gas natural que serán aplicables a la Concesión Norte están conformadas por (Ver Figura N° 1):

¹ Mediante Oficio N° 1096-2024-GRT notificado el 02 de julio de 2024.

² Mediante Carta N° GDP-COM-S-2024-03628.

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

- Margen de Distribución GNL: que remunera los costos por el servicio de distribución con GNL, siendo estos la regasificación y el transporte por camiones.
- Tarifa Media de Distribución por Ductos: que remunera los costos por el servicio de distribución por ductos.

Figura N° 1



Dado este contexto, el presente informe sustenta la determinación de la TD, Plan Quinquenal de Inversiones y Cargos Tarifarios Complementarios a ser considerados en la regulación tarifaria de la Concesión Norte para el periodo 2025-2028. A continuación, se presenta un resumen de los resultados obtenidos para el periodo regulatorio 2025-2028.

A. Categorías Tarifarias

En relación a las Categorías Tarifarias aplicables a los clientes finales, se han diseñado tomando en consideración los niveles de consumo y cuatro (04) categorías especiales, según lo siguiente.

Categorías Tarifarias

Categorías Tarifarias	Descripción
Categorías por rangos de consumo (Sm³/mes)	
A1	Hasta 100 Sm ³ /mes
A2	Desde 101 hasta 300 Sm ³ /mes
B	Desde 301 hasta 1 000 Sm ³ /mes
C	Desde 1 001 hasta 5 000 Sm ³ /mes
D	Desde 5 001 hasta 38 000 Sm ³ /mes
E	Desde 38 001 hasta 143 000 Sm ³ /mes
F	Desde 143 001 hasta 280 000 Sm ³ /mes
G	Consumidor con consumo mayor a 280 000 Sm ³ /mes
Categorías especiales, independiente del consumo mensual	
IP	Instituciones Públicas
GNV	Para estaciones de servicio y/o gasocentros de gas natural vehicular
Pesca	Clientes del tipo estacional durante el año
GE	Para generadores de electricidad

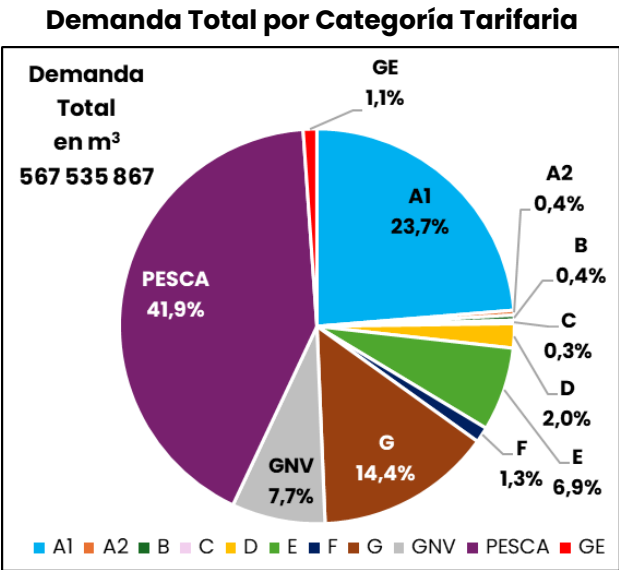
B. Demanda de distribución de gas natural

La demanda de gas natural de la Concesión Norte se estima por categoría tarifaria, con base en la proyección propuesta por el Concesionario, con base en la inversión futura en infraestructura de almacenamiento y regasificación presentada por el Concesionario en su propuesta tarifaria.

En cuanto a la participación por categoría tarifaria, la demanda de los consumidores de bajo consumo (categorías A1+A2), en los cuales se incluye los consumidores residenciales, representa aproximadamente 24,1%, mientras que las demás categorías reguladas (B, C,

D, E, F y G) representan el 25,2%. En lo que respecta a las categorías Especiales, destacan la categoría Pesca con 41,9% y la categoría GNV con 7,7% de participación.

En el gráfico siguiente se muestra la distribución de demanda de la Concesión:



C. Margen de Comercialización y Distribución por Ductos

Costos de Inversión

El costo de inversión se ha evaluado en congruencia con las necesidades de demanda de la concesión. Asimismo, se ha procedido con la adaptación de la infraestructura existente, estandarizando para ello los cruces especiales y las tuberías de conexión existentes.

En tal sentido las inversiones en distribución por ductos existente al 31 de enero del 2024 ascienden a USD 164,18 millones y comprende, entre otros, un total de 3 491 kilómetros de gasoductos de polietileno y 8 ERM de las Estaciones de Distritos existentes. Las inversiones proyectadas de los primeros cuatros años del Plan Quinquenal de Inversiones 2025-2029 ascienden a USD 15,15 millones y prevén la instalación de 91 kilómetros de gasoductos de polietileno y 2 ERM de las Estaciones de Distrito proyectadas.

Costos de Explotación

Los costos de explotación, para el cálculo de las tarifas por ductos, se determinan de acuerdo a la metodología de empresa modelo eficiente. Para la Concesión Norte se estima un valor promedio anual que asciende a USD 7,46 millones. El valor presente de dichos costos asciende a aproximadamente USD 23,84 millones.

Tarifa Media de Distribución por Ductos

El detalle de la determinación de la tarifa media antes descritas, considerando el valor presente de las inversiones, los costos de explotación y los volúmenes de demanda; se presentan en el cuadro a continuación:

Tarifa Media de Distribución por Ductos

Ítem	Unidad	Valor
Costos de Inversión (CAPEX)	Miles USD	70 131,58
Costos de Explotación (OPEX)	Miles USD	23 838,47
Costo de Servicio	Miles USD	93 970,05
Ajuste por Derecho de Conexión	Miles USD	-10 614,36
Costo de Servicio Ajustado	Miles USD	83 355,69
Demanda	Miles m ³	567 535,87
TARIFA MEDIA	USD/Mil m³	146,87

Pliego Tarifario de la Distribución por Ductos

En base a la tarifa media y los niveles de demanda de cada categoría se determinan los márgenes de comercialización y distribución por ductos del Pliego Tarifario del sistema de distribución por red de ductos. Estos márgenes están conformados por los cargos fijos y variables, conforme se presentan a continuación:

Categoría Tarifaria	Rango de Consumo Sm3/Cliente-mes	Margen de Comercialización		Margen de Distribución por Ductos (MDD) USD/Mil Sm³
		Fijo USD/mes	Capacidad USD/(Sm3/d)-mes	
Categorías Volumétricas				
A1	0 m³ - 100 m³	0,54		175,66
A2	101 m³ - 300 m3	1,69		158,96
B	301 m³ - 1 000 m3	3,26		152,42
C	1 001 m³ - 5 000 m3	12,57		144,11
D	5 001 m³ - 38 000 m3		0,1753	132,07
E	38 001 m³ - 143 000 m3		0,1659	125,03
F	143 001 m³ - 280 000 m3		0,1598	120,45
G	280 001 m3 - a más		0,1491	112,39
Categorías Especiales				
IP	Instituciones Públicas	0,29		132,07
GNV	Estaciones GNV		0,1627	122,57
Pesca	Consumidores estacionales			126,85
GE	Generación Eléctrica		0,0998	75,24

Nota: Se debe señalar que el pliego tarifario solo corresponde a los márgenes de comercialización y distribución por el sistema de distribución por red de ductos.

D. Margen de Distribución GNL

El Margen de Distribución está conformado por:

- **Margen de Transporte Virtual (MDTV):** Tarifa de transporte de GNL por camiones desde la planta de licuefacción de Pampa Melchorita hasta las Estaciones de Distrito, valor estimado en 53,2461 USD/Mil m³.
- **Margen de Regasificación (MDR):** Tarifa por las actividades de recepción, almacenamiento y regasificación del GNL transportado; estas actividades se desarrollan en las Estaciones de Distrito, valor estimado en 34,2393 USD/Mil m³. Debemos señalar que las inversiones existentes al 31 de enero del 2024 ascienden a USD 24,90 millones. Para las inversiones proyectadas en Estaciones de

Regasificación la inversión asciende a USD 17,55 millones que corresponde a las nuevas plantas de Malabrigo y Chimbote.

E. Pliego por Categorías Tarifarias

A partir de los Márgenes de Comercialización y Distribución por Ductos y considerando además los Márgenes de Distribución GNL para cada categoría tarifaria, se determina el Pliego Tarifario que será aplicable a la Concesión Norte durante el periodo 2025-2028.

Pliego Tarifario por el Servicio de Distribución (periodo 2025-2028)

Categoría	Rango de Consumo Sm³/Ciente-mes	Margen de Comercialización		Margen de Distribución		
		Fijo (MCF) USD/mes	Capacidad (MCC) USD/(Sm³/d)-mes	Margen de Distribución por Ductos (MDD) USD/Mil Sm³	Margen de Distribución GNL Transporte Virtual (MDTV) USD/Mil Sm³	Regasificación (MDR) USD/Mil Sm³
Categorías Volumétricas						
A1	0 m³ – 100 m³	0,54		175,6648	53,2461	34,2393
A2	101 m³ – 300 m³	1,69		158,955	53,2461	34,2393
B	301 m³ – 1 000 m³	3,26		152,4238	53,2461	34,2393
C	1 001 m³ – 5 000 m³	12,57		144,1113	53,2461	34,2393
D	5 001 m³ – 38 000 m³		0,1753	132,0667	53,2461	34,2393
E	38 001 m³ – 143 000 m³		0,1659	125,0265	53,2461	34,2393
F	143 001 m³ – 280 000 m³		0,1598	120,4462	53,2461	34,2393
G	280 001 m³ – a más		0,1491	112,3882	53,2461	34,2393
Categorías Especiales						
IP	Instituciones Públicas	0,29		132,0667	53,2461	34,2393
GNV	Estaciones GNV		0,1627	122,5667	53,2461	34,2393
Pesca	Consumidores estacionales			126,852	53,2461	34,2393
GE	Generación Eléctrica		0,0998	75,2365	53,2461	34,2393

F. Evaluación de la Competitividad

Para la evaluación de la competitividad del precio final de gas natural frente a los combustibles sustitutos, se basa en la suma de la tarifa media distribución de cada categoría, las cuales contienen los costos la regasificación y el transporte virtual evaluados en el presente informe y el precio del gas natural licuefactado, a octubre de 2024.

Competitividad del Gas Natural

Categoría Tarifaria	Sustituto		Precio Final Propuesto	Ahorro respecto al sustituto	
	Combustible	USD/MMBTU	USD/MMBTU	USD/MMBTU	%
Categorías Volumétricas					
A1	GLP-10kg	23,02	13,40	9,62	41,8%
A2	GLP-45kg	21,46	12,18	9,28	43,3%
B	GLP granel	19,86	12,38	7,48	37,7%
C	GLP granel	19,86	12,15	7,71	38,8%
D	GLP granel	19,86	11,82	8,04	40,5%
E	GLP granel	19,86	11,63	8,23	41,5%
F	GLP granel	19,86	11,50	8,36	42,1%
G	PI-500	21,58	11,28	10,30	47,7%

Categoría Tarifaria	Sustituto		Precio Final Propuesto	Ahorro respecto al sustituto	
	Combustible	USD/MMBTU	USD/MMBTU	USD/MMBTU	%
Categorías Especiales					
IP	GLP granel	19,86	11,97	7,89	39,7%
GNV	GLP veh ^(*)	12,39	11,56	0,83	6,7%
Pesca	Residual 6	21,61	11,53	10,08	46,6%
GE	D2 ^(**)	27,00	10,26	16,74	62,0%

* Para el GNV el ahorro calculado se ha descontado el margen de la estación del GNV al precio del sustituto (4,80 USD/MMBTU).

(**) Precio sin ISC.

G. Cargos Tarifarios Complementarios

Los cargos tarifarios complementarios han sido determinados teniendo en cuenta los tiempos de desplazamientos y tiempos entre suministros, los cuales fueron obtenidos del estudio de tiempos realizado para la Gerencia de Regulación de Tarifas en el año 2021. Asimismo, en lo que respecta a la duración de ejecución de actividades, se han determinado teniendo en cuenta la información técnica proveniente de los procesos regulatorio de las Concesiones de Lima y Callao, y de la Concesión de Ica. Los resultados que se proponen en la presente regulación son los siguientes:

Cargos por Inspección, Supervisión y Habilitación de la Instalación Interna para Consumidores Mayores a 300 m³/mes

Cargo	Cientes Comerciales USD	Cientes Industriales y GNV USD
Inspección	28,95	38,90
Supervisión	49,49	109,13
Habilitación	56,44	211,47
Total	134,88	359,50

Cargos por Corte

Tipo	Descripción	Categoría	USD
I	Cierre del servicio	A1, A2, B e IP	2,92
		C y D	2,92
		E, F y G	63,65
		GNV y PESCA	63,65
II	Retiro de los componentes de la acometida	A1, A2, B e IP	5,57
		C y D	5,57
		E, F y G	88,01
		GNV y PESCA	88,01
III	Corte del servicio	A1, A2, B e IP	114,55
		C y D	117,28
		E, F y G (polietileno)	142,22
		GNV y PESCA (polietileno)	142,22

Propuesta de Cargos por Reconexión

Tipo	Descripción	Categoría	USD
I	Reconexión por cierre del servicio	A1, A2, B e IP	3,88
		C y D	3,88
		E, F y G	47,94
		GNV y PESCA	47,94
II	Reconexión de los componentes de la acometida	A1, A2, B e IP	11,57
		C y D	11,57
		E, F y G	
		GNV y PESCA	
III	Reconexión por corte del servicio	A1, A2, B e IP	125,29
		C y D	125,29
		E, F y G (Polietileno)	160,81
		GNV y PESCA (Polietileno)	160,81

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

Tipo de Medidor	Tope Máximo de Acometida según gabinete de empleado (USD/Acometida)			
	Uso Individual	Uso Compartido		
		Doble	Triple	Cuádruple
G1.6 (2,5 Sm³/h)	66,05	60,77	51,57	47,04
G4 (6 Sm³/h)	78,93	73,04	63,64	59,01
G6 (10 Sm³/h)	103,16			

Propuesta de Cargos por Derechos de Conexión y Factores K

Categoría	Derecho de Conexión [USD/m³-día]	Factor K
Categorías Volumétrico		
A1	62,37	9
A2	62,37	3
B	7,64	3
C	7,83	3
D	3,21	6
E	2,11	6
F	1,09	6
G	1,09	6
Categorías Especiales		
IP	7,64	3
GNV	5,89	4
Pesca	1,90	6
GE	2,34	6

Nota: Para las categorías A1, A2 e IP se considera los consumos promedio mensuales de 0,4757 m³/d.

1 Objetivos

El objetivo del presente informe es sustentar la determinación de:

- Las Tarifas de la Concesión de Distribución de Gas Natural por Red de Ductos de la Concesión Norte para el periodo 2025-2028.
- Los Cargos Tarifarios Complementarios de Inspección, Supervisión y Habilitación de las Instalaciones Internas; Topes Máximos de Acometida para Consumidores Menores a 300 m³/mes; Corte y Reconexión; y, Derechos de Conexión y Factor K.

2 Marco Normativo y Antecedentes

2.1 Marco Normativo

El marco normativo que se tiene en cuenta para el desarrollo del presente informe es el siguiente:

- Texto Único Ordenado de la Ley del Procedimiento Administrativo General, Ley N° 27444, aprobado por Decreto Supremo N° 004-2019-JUS (en adelante "TUO LPAG").
- Decreto Supremo N° 040-2008-EM, que aprueba el Texto Único Ordenado del Reglamento de Distribución de Gas Natural por Red de Ductos (en adelante "Reglamento de Distribución"), el cual establece que, Osinergmin debe aprobar, dentro del proceso de fijación de tarifas, el Plan Quinquenal de Inversiones del Concesionario (en adelante "PQI"), entre otros.
- Resolución N° 659-2008-OS/CD y sus modificatorias, mediante la cual se aprobó la Norma "Procedimiento para la Elaboración de los Estudios Tarifarios sobre Aspectos Regulados de la Distribución de Gas Natural" (en adelante "Norma de Estudios Tarifarios").
- Resolución N° 664-2008-OS/CD que aprobó la Norma "Condiciones de Aplicación de Corte y Reconexión de Suministros en Concesiones de Distribución de Gas Natural" (en adelante "Norma de Corte y Reconexión").
- Resolución N° 056-2009-OS/CD que aprueba el Procedimiento de Viabilidad de Nuevos Suministros de Gas Natural (en adelante "Procedimiento de Viabilidad"), mediante el cual se establece la metodología a seguir para definir la viabilidad técnica y económica de solicitudes de nuevos Suministros de gas natural por red de ductos y/o de ampliaciones de capacidad; así como el tratamiento de dichas solicitudes.
- Resolución N° 080-2012-OS/CD que aprueba la Norma "Procedimientos para Fijación de Precios Regulados" (en adelante "Procedimiento para Fijación de Precios Regulados"), que como Anexo C.2, establece las etapas y plazos del "Procedimiento para Fijación de las Tarifas de Distribución de Gas Natural por Red de Ductos, Acometidas y cargos de mantenimiento, corte y reconexión" (en adelante "Procedimiento").

- Resolución N° 188-2012-OS/CD que aprueba el Procedimiento para la Elaboración y Presentación de la Información Sustentatoria para la Fijación del Valor Nuevo de Reemplazo de Empresas Concesionarias de Distribución de Gas Natural (en adelante “Procedimiento VNRGN”), que contiene los requerimientos de información y los procedimientos que deben emplear los Concesionarios, para efectos de la elaboración y presentación de la información del Valor Nuevo de Reemplazo de las instalaciones de distribución de gas natural por red de ductos.
- Resolución N° 299-2015-OS/CD que aprueba el “Procedimiento para la Liquidación del Plan Quinquenal de Inversiones de las Concesiones de Distribución de Gas Natural por Red de Ductos” (en adelante “Procedimiento de Liquidación”) que contiene los criterios para la aprobación del Plan Anual, entre otros.
- Resolución N° 054-2016-OS/CD que aprueba la Norma de Condiciones Generales del Servicio de Distribución de Gas Natural y de la Aplicación de las Tarifas al Usuario Final (en adelante “Norma de Condiciones Tarifarias”) que contiene las Condiciones Tarifarias que debe aplicarse en las tarifas del servicio de distribución de gas natural definidas al Consumidor final, así como, aspectos sobre la aplicación del precio medio del gas natural y costo medio de transporte.
- Resolución N° 056-2017-OS/CD mediante la cual se fijaron los cargos por Inspección, Supervisión y Habilitación de la Instalación Interna de los Consumidores Mayores a 300 m³ /mes, así como los cargos de corte y reconexión del servicio de distribución de gas natural por red de ductos de la Concesión Norte.

2.2 Antecedentes

- Con fecha 18 de octubre de 2013 se publicó la Resolución Suprema N° 067-2013-EM mediante la cual se otorgó a la empresa Gases del Pacífico S.A.C. – Quavii (en adelante “Concesionario” o “GdP”) la Concesión Norte de Distribución de Gas Natural por Red de Ductos, comprendida por las regiones de Lambayeque, La Libertad, Ancash y Cajamarca y se aprobó el respectivo Contrato de Concesión (en adelante “Contrato de Concesión”).
- Con fecha 10 de abril de 2019, se publicó la Resolución Suprema N° 001-2019-EM con la que se aprobó la Primera Adenda al Contrato de Concesión de GdP (en adelante “Adenda”), en virtud de la cual se modificaron las categorías tarifarias inicialmente aprobadas en el Contrato de la Concesión Norte; segmentándolas en menores rangos de consumo e incorporando una nueva categoría tarifaria especial.
- El 30 de enero de 2021, mediante Oficio N° 2250-2021-MINEM/DGH, la Dirección General de Hidrocarburos (en adelante “DGH”) remitió a Osinergmin el Informe Técnico Legal N° 341-2021-MINEM/DGH-DNH-DGGN, en el que se concluye que la terminación del Primer Periodo Tarifario se producirá el 30 de diciembre de 2024, en caso no se presenten nuevas solicitudes de fuerza mayor y/o suspensión de plazos, por lo que la primera revisión tarifaria debe realizarse luego de transcurrida dicha fecha.

- Con Carta N° GDP-COM-S-2024-01098 recibida el 05 de marzo de 2024, según Registro GRT N° 02360-2024, GdP remitió a Osinergmin copia de su propuesta del PQI 2025-2029 (en adelante "Propuesta de PQI") para la Concesión Norte presentada a la Dirección General de Hidrocarburos del Minem y su respectiva información de sustento.
- Con Oficio N° 0421-2024-GRT notificado el 13 de marzo de 2024, según Registro GRT N° 2538-2024, Osinergmin remitió a GdP las observaciones sobre el cumplimiento de criterios y contenido mínimo de la Propuesta de PQI, conforme a lo dispuesto en los literales a) y b) del artículo 63c del Reglamento de Distribución, otorgándole un plazo de tres (3) días hábiles para la respectiva subsanación.
- Mediante Oficio N° 425-2024-GRT notificado el 15 de marzo de 2024, según Registro GRT N° 2582-2024, Osinergmin solicitó al Minem remitir las solicitudes de acceso al servicio de distribución de gas natural en la Concesión Norte presentadas por los interesados, comunidades y/o asociaciones de viviendas que haya recibido su despacho; asimismo, solicitó se le remita los planos georreferenciados en formato *Shapefile* de los proyectos ejecutados y aquellos que se proyectan ejecutar en el año 2024 en la Concesión Norte que cuenten con financiamiento del FISE y/o del Programa "Con Punche Perú", de corresponder.
- Con Carta N° COM-GDP-S-2024-01322 recibida el 18 de marzo de 2024, según Registro GRT N° 2669-2024, GdP brinda respuesta al Oficio N° 421-2024-GRT.
- Mediante Oficio N° 0366-2024/MINEM-DGH recibido el 27 de marzo de 2024, según Registro GRT N° 3145-2024, el Minem remite a Osinergmin el Informe Técnico Legal N° 041-2024-MINEM/DGH-DGGN-DNH en el que se concluye que la Propuesta de PQI del Concesionario no es concordante con la Política Energética Nacional.
- Con Oficio N° 0508-2024-GRT de fecha 27 de marzo de 2024, según Registro GRT N° 2360-2024, Osinergmin remite al Minem, con copia a GdP, el Informe Técnico Legal N° 193-2024-GRT a través del cual se efectuó la verificación de los criterios y contenido mínimo de la Propuesta de PQI, conforme a lo previsto en los literales a) y b) del artículo 63c del Reglamento de Distribución. En dicho informe y, conforme a la evaluación realizada, se precisó que la Propuesta de PQI debía ser modificada, considerando el pronunciamiento del Minem y absolviendo las observaciones contenidas en el Informe Técnico Legal N° 193-2024-GRT.
- Con Oficio N° 536-2024-GRT notificado el 03 de abril de 2024, según Registro GRT N° 3255-2024, Osinergmin advierte a GdP que, debido a que el procedimiento de regulación de tarifas para el periodo 2024-2028 de la Concesión Norte se inicia obligatoriamente el 31 de mayo de 2024, las observaciones formuladas por Osinergmin y el Minem a la Propuesta de PQI debían ser absueltas a la brevedad de lo posible.
- Mediante Oficio N° 0388-2024/MINEM-DGH recibido el 04 de abril de 2024, según Registro GRT N° 3362-2024, el Minem remitió a Osinergmin la información requerida en el Oficio N° 425-2024-GRT, en relación a las solicitudes de acceso al servicio de distribución presentadas por los interesados, comunidades y/o asociaciones de vivienda; y, los planos georreferenciados en formato *Shapefile* correspondientes al

presente año, que cuenten con financiamiento del FISE y/o del Programa “Con Punche Perú”.

- Con Carta N° GDP-COM-S-2024-02240, recibida el 15 de mayo de 2024, según Registro GRT N° 4712-2024, GdP remitió al Minem su nueva versión de la Propuesta de PQI, que contiene la absolución de las observaciones realizadas por la DGH y Osinergmin a través del Oficio N° 0366-2024/MINEM-DGH y el Oficio N° 0508-2024-GRT, respectivamente.
- Con Oficio N° 0668-2024/MINEM-DGH recibido el 31 de mayo de 2024, según Registro GRT N° 5324-2024, el Minem remite a Osinergmin el Informe Técnico Legal N° 075-2024-MINEM/DGH-DGGN-DNH, el cual concluye que la nueva versión de la Propuesta de PQI presentada por la Concesionaria es concordante con la Política Energética Nacional vigente.
- Mediante Carta N° GDP-COM-S-2024-02636, de fecha 31 de mayo de 2024, según Registro GRT N° 5304-2024, GdP remitió a Osinergmin su Propuesta Tarifaria de Tarifas de Distribución de gas natural por red de ductos y Cargos Complementarios (en adelante “Propuesta Tarifaria”) para el periodo 2025-2028, cumpliendo de esta manera con lo previsto en el ítem a) del Procedimiento.
- Con fecha 06 de junio de 2024, se publicó la convocatoria a audiencia pública en el diario El Comercio (diario de alcance nacional), el diario Mi Ciudad (diario de alcance local en Trujillo – La Libertad) y en el Diario De Chimbote (diario de alcance local en Chimbote).
- En la misma fecha se remitió el Oficio N° 927-2024-GRT, según Registro GRT N° 5400-2024, en el que se solicitó a GdP que como máximo el 10 de junio de 2024 adjunte a su Propuesta Tarifaria los siguientes requisitos mínimos: (i) El Plan de promoción y (ii) la propuesta de baremo de costos unitarios con los sustentos respectivos; así como actualizar la información ingresada de la Propuesta de PQI en el Portal PRIE, de modo que guarde coherencia con lo presentado en la Propuesta Tarifaria.
- En el mencionado oficio se requirió la participación de GdP en las Audiencias Públicas para la presentación y sustento de su Propuesta Tarifaria, PQI y el Plan de Promoción para el periodo 2024-2028, a llevarse a cabo en las ciudades de Trujillo y Chimbote.
- El 10 de junio de 2024, mediante Carta N° GDP-COM-S-2024-02768, según Registro GRT N° 5487-2024, GdP dio respuesta a los requerimientos realizados por Osinergmin en el Oficio N° 924-2024-GRT en relación a la presentación del Plan de Promoción, a la presentación del sustento del Baremo de precios y a la carga de información en el PRIE.
- Conforme con lo previsto en el ítem c) del Procedimiento, los días 12 y 14 de junio de 2024, se realizaron las Audiencias Públicas convocadas por Osinergmin en las ciudades de Trujillo y Chimbote, respectivamente, durante las cuales GdP presentó los detalles de su Propuesta Tarifaria, PQI y otros temas relacionados.

- Con Oficio N° 239-2024-OS-GG notificado el 01 de julio de 2024, según Constancia de Notificación N° 202400151231 y Registro GRT N° 6149-2024, Osinergmin remitió a GdP el Informe Técnico Legal N° 481-2024-GRT y el Informe N° GSE/DSR-1413-2024 que contienen el pronunciamiento de este Organismo sobre los aspectos de regulación y de supervisión respecto de la Propuesta de PQI presentada por el Concesionario para el periodo regulatorio 2025-2028, de conformidad con lo dispuesto en el literal d) del artículo 63c del Reglamento de Distribución.
- Con Oficio N° 1096-2024-GRT notificado el 02 de julio de 2024, según Constancia de Notificación N° 202400155352-1 y Registro GRT N° 5304-2024, Osinergmin remitió a GdP el Informe Técnico Legal N° 506-2024-GRT en el que se detallan las observaciones efectuadas por Osinergmin al contenido de la Propuesta Tarifaria presentada por GdP, cumpliendo de esta manera con la etapa prevista en el ítem d) del Procedimiento
- Mediante Carta N° GDP-COM-S-2024-03628, de fecha 31 de julio de 2024, según Registro GRT N° 7113-2024, GdP remitió a Osinergmin los documentos correspondientes a su absolución de las observaciones realizadas a la Propuesta Tarifaria para el periodo 2025-2028, acompañada de su Propuesta de PQI actualizado, así como la actualización de su Propuesta Tarifaria y la actualización del Modelo Tarifario, cumpliendo de esta manera con la etapa prevista en el ítem e) del Procedimiento.

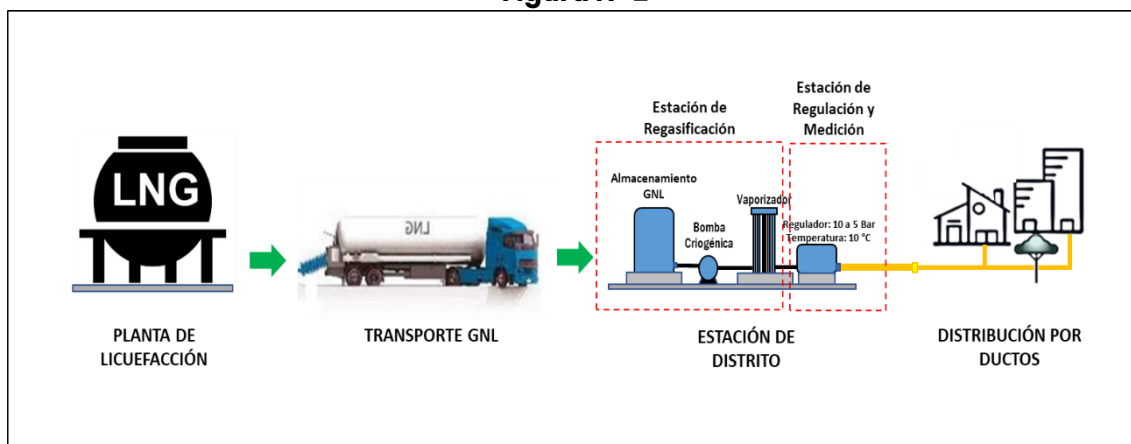
3 Suministro de Gas Natural de la Concesión Norte

El sistema de distribución por ductos de la Concesión Norte se suministra de gas natural desde la planta de licuefacción de Pampa Melchorita. Este gas es transportado como GNL en camiones cisterna hacia las Estaciones de Distrito ubicadas en las localidades de Chimbote, Huaraz, Trujillo, Pacasmayo, Chiclayo, Lambayeque y Cajamarca.

Los camiones entregan el GNL a las Estaciones de Distrito donde este es recepcionado, almacenado, regasificado, medido, regulado y odorizado; para posteriormente ser inyectado como gas natural a las redes de distribución de cada localidad. Para realizar estos procesos, las Estaciones de Distrito cuentan con dos tipos de instalaciones claramente diferenciadas: las Estaciones de Regasificación y las Estaciones de Regulación, Medición y Odorización.

La Figura 2 muestra un esquema de cómo se suministra de gas natural a la Concesión Norte.

Figura N° 2



En lo que respecta a los precios y tarifas que son facturados a los usuarios en la Concesión Norte durante el Primer Periodo Tarifario y vigente hasta el 30 de diciembre de 2024, tenemos los siguientes:

- Precio GNL en Pampa Melchorita, de acuerdo al Contrato de Suministro de GNL suscrito entre el Concesionario y Shell Perú.

- Flete de Transporte Virtual desde Pampa Melchorita, para el transporte por camiones cisterna, regulado en el numeral f.2 del literal f. (Procedimiento de Facturación aplicable) de la Cláusula 11.2 del Contrato de la Concesión Norte durante la vigencia del Primer Periodo Tarifario.
- Tarifas de Distribución y Comercialización, reguladas en el literal b. de la Cláusula 11.2 del Contrato de la Concesión Norte durante la vigencia del Primer Periodo Tarifario.

4 Criterios Regulatorios

4.1 Término del periodo de tarifas iniciales e inicio del primer periodo regulatorio

En cuanto a la fecha de inicio del Primer Periodo Tarifario de la Concesión Norte, cabe precisar que de acuerdo con el literal a) del numeral 11.1 de la Cláusula 11 del Contrato de Concesión, el plazo de vigencia de las tarifas y cargos iniciales es de ocho (8) años contado a partir del término de un año después de la fecha de Cierre, siendo que, para la primera y siguientes revisiones tarifarias, la Sociedad Concesionaria iniciará ante Osinergmin el procedimiento regulatorio respectivo, con la antelación, los requisitos y estudios requeridos por las Leyes Aplicables y Osinergmin.

En consideración que la Fecha de Cierre se produjo el 31 de octubre de 2013, el inicio del Primer Periodo Tarifario se efectuó el 31 de octubre de 2014, fecha desde la cual corresponde contabilizar los 8 años de vigencia. Sin embargo, como consecuencia de diversos sucesos ocurridos en el primer periodo regulatorio de la Concesión Norte, la DGH realizó un análisis para la determinación de la culminación del primer periodo tarifario en dicha concesión, Así, en el Informe Técnico Legal N° 341-2021-MINEM/DGH-DGGN-DNH, la DGH señaló que el término del Primer Periodo Tarifario, será luego del 30 de diciembre de 2024, en el caso de no presentarse nuevas solicitudes de Fuerza Mayor y/o Suspensión de los plazos del Contrato de Concesión que afecten el cómputo del mencionado periodo; por lo que la primera revisión tarifaria debe realizarse luego de transcurrida dicha fecha.

Al respecto, se debe tener en consideración que conforme con lo establecido en el artículo 63c del Reglamento de Distribución, las inversiones correspondientes a cada periodo tarifario deben programarse mediante planes quinquenales, ejecutados a través de planes anuales, considerando años calendarios. Por tal razón, si el primer periodo regulatorio se iniciara el 31 de diciembre de 2024, resultaría materialmente imposible que el Concesionario presente y ejecute el plan anual 2024, dada la inviabilidad de cumplir con las exigencias normativas en un solo día (lo que incluye, por ejemplo, la obligación de considerar cronogramas trimestrales de ejecución).

En ese sentido, el periodo regulatorio debe iniciar el 1 de enero de 2025 a fin de viabilizar el cumplimiento del marco normativo aplicable. Por tanto, en observancia del criterio regulatorio previsto en el artículo 121 del Reglamento de Distribución, se debe mantener la vigencia de las tarifas iniciales hasta el 31 de diciembre de 2024.

Esta medida busca asegurar la correspondencia entre la vigencia cuatrianual de las tarifas de distribución y el periodo quinquenal del Plan Quinquenal (valga la redundancia), para la fijación de las tarifas de distribución, que considera, entre otros, las inversiones acumuladas para los cuatro años del periodo de regulación.

Esto implica que las inversiones que el Concesionario proyecte ejecutar en el quinto año del Plan Quinquenal serán remuneradas a través de las tarifas correspondientes al siguiente periodo regulatorio. Así, las inversiones proyectadas para el año 2029 deberán considerarse como parte de los compromisos de inversión del Plan Quinquenal 2029–2033 y serán remuneradas con las tarifas de distribución aprobadas para el periodo regulatorio 2029–2032.

Es importante resaltar que en tanto resulta materialmente imposible para el Concesionario realizar nuevas inversiones en un solo día, la prórroga excepcional de las tarifas iniciales del Contrato de Concesión hasta el 31 de diciembre de 2024 no afecta la recaudación de los recursos para cubrir los costos eficientes de la prestación del servicio existentes.

Por las razones expuestas, la vigencia de las tarifas iniciales debe mantenerse hasta el 31 de diciembre de 2024, de modo que el nuevo periodo regulatorio se inicie el 01 de enero de 2025 hasta el 31 de diciembre de 2028. El razonamiento antes expuesto también debe ser observado para la vigencia del Plan Quinquenal de Inversiones; por lo que este deberá iniciar en el año 2025 y concluir en el año 2029.

4.2 Sobre las Tarifas por el Servicio de Distribución aplicables a la Concesión Norte

Como se ha desarrollado en la sección 3 del presente documento, dadas las características actuales del suministro de gas natural para la Concesión Norte, resulta necesario el uso de instalaciones orientadas a las actividades de transporte virtual y regasificación de GNL, de manera adicional a la infraestructura de distribución por ductos.

Desde el punto de vista tarifario, el numeral 2.18 del Reglamento de Distribución establece que el Margen de Distribución puede incluir, en adición a los costos por las instalaciones de distribución por ductos, *“los costos por los servicios de compresión, descompresión, licuefacción, regasificación, transporte vehicular de GNC o GNL y otros necesarios para el abastecimiento de los Sistemas de Distribución de Gas Natural por Red de Ductos”*⁴.

Dado ese contexto normativo, cuyo análisis detallado se desarrolla ampliamente en el Informe Legal N° 786–GRT, las tarifas por el servicio de distribución de gas natural que serán aplicables a la Concesión Norte están conformadas, adicionalmente, por un margen que remunere los costos por el servicio de distribución con GNL (Margen de

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

Distribución GNL), que incluye el transporte virtual, y por las tarifas por la distribución por ductos (Tarifa Media de Distribución por Ductos). Ver figura a continuación.

Figura N° 3



En el caso específico del Margen de Distribución GNL, este incluye los costos por el transporte de GNL por camiones eficiente desde la planta de licuefacción de Pampa Melchorita hasta las Estaciones de Distrito y los costos por las actividades de regasificación del GNL transportado, las cuales se desarrollan en las Estaciones de Distrito.

Resulta pertinente indicar que la aplicación del Margen de Distribución GNL estará condicionado a que el suministro de la concesión se realice mediante dicha tecnología. Esto quiere decir que cuando el suministro a la Concesión Norte se realice mediante un gasoducto de transporte, las inversiones asociadas al GNL deberán ser reevaluadas, pudiendo dejar de formar parte del Sistema de Distribución, en caso la totalidad del suministro sea reemplazada. En consecuencia, dichos costos deberán ser acondicionados a las nuevas necesidades o excluidos del reconocimiento eficiente de las inversiones.

4.3 Reconocimiento de la infraestructura de la concesión

El reconocimiento de la infraestructura para fines tarifarios está condicionado al cumplimiento del principio de eficiencia exigible al Concesionario. Dicho principio se encuentra previsto en la Cláusula 2 del Contrato de la Concesión Norte, y establece que el servicio de distribución de gas natural deberá ser prestado de conformidad con las Leyes Aplicables y del Contrato de manera tal de garantizar, entre otros, la eficiencia del Servicio.

En lo relativo al Reglamento de Distribución, debemos tener en cuenta que para el artículo 109, la anualidad del Valor Nuevo de Reemplazo de las inversiones representa la retribución anual que garantice la recuperación y la rentabilidad de las inversiones destinadas a prestar el servicio de distribución. Siendo que las inversiones son aquellas necesarias para tal fin, no pudiendo reconocerse aquellas inversiones que no resulten necesarias.

Por otro lado, de acuerdo a lo dispuesto en el artículo 110 del Reglamento de Distribución, para la fijación del VNR es facultad de Osinergmin rechazar fundadamente la incorporación de bienes y costos innecesarios, lo cual es acorde con el numeral 21.2 del Procedimiento de Estudios Tarifarios que señala que 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"*.

Asimismo, el artículo 5 de la Ley N° 26734 de creación de Osinergmin dispone como una de sus funciones el “Velar por el cumplimiento de la normatividad que regule la calidad y eficiencia del servicio brindado al usuario.”

Por lo expuesto, el Regulador se encuentra obligado a observar el cumplimiento del mencionado principio de eficiencia previsto en el artículo 14 del Reglamento General de Osinergmin, aprobado con Decreto Supremo N° 054-2001-PCM, aplicable a todas sus actuaciones, decisiones, y en el cumplimiento de todos los encargos que se le confieren, más aún cuando estos se encuentran vinculados a la determinación de una tarifa a ser pagada por usuarios de un servicio público de distribución de gas natural por red de ductos, tal como lo ha declarado el artículo 79 de la Ley N° 26221, Ley Orgánica de Hidrocarburos.

4.4 Sobre el nivel de las tarifas de distribución del gas natural y el diseño tarifario

En la regulación de los servicios públicos debe existir una ponderación de los objetivos asociados a la eficiencia, con aquellos asociados a la equidad. En el Perú, a través del Reglamento de Distribución de Gas Natural por Red de Ductos, se puede concluir que existe una decisión de política de Estado para priorizar el objetivo de equidad, siendo que el marco regulatorio de la distribución de gas natural busca promover el acceso al gas natural de los diferentes tipos de consumidores, garantizando que las tarifas que pagan los consumidores por el consumo de gas natural deben representarles cierto nivel de ahorro con respecto al uso del combustible sustituto. En ese contexto, el diseño tarifario de la distribución de gas natural también responde a los objetivos de acceso sugeridos por el marco normativo vigente.

Es en ese contexto, que el establecimiento de tarifas en la distribución de gas natural comprende dos etapas: en la primera se determina el nivel de las tarifas que permite garantizar el equilibrio económico financiero de la empresa regulada, mientras que en la segunda se realiza la asignación del nivel de las tarifas a cada Categoría Tarifaria (diseño tarifario). A continuación, se explica la metodología que se emplea para determinar el nivel de las tarifas, mientras que el diseño tarifario será tratado en la sección 5.2 *Metodología del diseño tarifario* del presente informe.

El nivel de las tarifas debe estructurarse de modo tal que se cumplan con las exigencias y parámetros establecidos en el marco normativo vigente; al respecto, se ha identificado que una de las primeras condiciones dispuestas en el Reglamento de Distribución consiste en que las tarifas de distribución de gas natural deben remunerar los costos eficientes de la empresa⁵; en este sentido, el método que nos permite alcanzar este objetivo es el establecimiento de una Empresa Modelo Eficiente.

La regulación por Empresa Modelo Eficiente se encuentra dentro de los esquemas de regulación por incentivos y ha sido ampliamente aplicada desde la década de los ochenta del siglo pasado en los sectores eléctricos, telecomunicaciones y saneamiento.

⁵ El artículo 105° del TUO del Reglamento de Distribución de Gas Natural por Red de Ductos, que señala lo siguiente:

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

A través de este tipo de regulación, se crea una empresa referencial que brinda el servicio público al mínimo costo con la tecnología vigente, y son los costos de esta empresa los que se utilizan para fijar las tarifas. Este tipo de modelo presenta las siguientes ventajas:

- La Empresa Modelo Eficiente creada representa los costos eficientes de inversión y explotación.
- La existencia de períodos fijos y exentos de revisiones tarifarias incentiva la reducción de costos por parte de la empresa regulada (eficiencia productiva) y optimiza el desarrollo de las inversiones (limitación del efecto Averch-Johnson), al igual que la regulación por "Price Cap".
- La empresa regulada tiene la posibilidad de obtener ganancias si es capaz de aumentar su eficiencia dentro de cada periodo tarifario.
- Establece que las tarifas deben ser fijadas en base a los Costos Medios de Largo Plazo, situación que es óptima cuando la empresa debe autofinanciarse.

5 Metodología para la determinación de las tarifas de distribución

5.1 Criterios para la determinación del Costo Medio

En base a los costos obtenidos de la Empresa Modelo Eficiente se puede lograr alcanzar la eficiencia productiva mediante una aproximación al costo marginal de largo plazo usando el costo medio de una red eficiente para abastecer la demanda dentro de los próximos 4 años.

Según el artículo 28 de la Norma Estudios Tarifarios, el costo medio se determina como el cociente de la suma de los valores presentes de los costos de inversión (CAPEX) y los costos de explotación (OPEX), y el valor presente de la demanda. La fórmula que expresa lo indicado es la siguiente:

$$Costo_Medio = \frac{\sum_{i=1}^N \left(\frac{aCI_i + COyM_i}{(1+r)^i} \right)}{\sum_{i=1}^N \left(\frac{D_i}{(1+r)^i} \right)}$$

Donde:

aCI _i	:	Anualidad (a 30 años) del Costo de Inversión (CAPEX), que comprende el Valor Nuevo de Reemplazo existente más las inversiones proyectadas acumuladas al año "i" ⁶ .
COyM _i	:	Costo anual de operación y mantenimiento al año "i".
D _i	:	Demanda o consumo de los consumidores al año "i".
r	:	Tasa de Actualización.
N	:	Periodo de cálculo (4 años).

⁶ De acuerdo al Artículo 109° del TUO del Reglamento de Distribución de Gas Natural.

5.1.1 Proyección de la Demanda

En concordancia con lo señalado en el artículo 17 de la Norma Estudios Tarifarios, para estimar la proyección de demanda de los Consumidores se tiene en cuenta la proyección del número de clientes y los consumos unitarios asociados en el horizonte de análisis. En estos cálculos se asume como año base de proyección el año 2024, sin embargo, la información histórica utilizada toma como referencia es desde el 2022, siendo que 2020 y 2021 están influenciados por efectos adversos que fueron generados por la pandemia del Covid-19.

La demanda de gas de la Concesión Norte se ha analizado dividiendo a los clientes por Categorías de Consumidores volumétricas y especiales, conforme a lo dispuesto en el Reglamento de Distribución.

En cada Categoría de Consumidor, la proyección de demanda resulta de la revisión del número de clientes actuales y proyectados propuestos por el Concesionario, y de los consumos unitarios medios por tipo de cliente obtenidos a partir de información estadística histórica.

5.1.2 Costos de Inversión (CAPEX)

El CAPEX se conforma sobre la base del Valor Nuevo de Reemplazo (VNR) de las redes existentes y la valorización de las redes proyectadas para el Periodo de Regulación que son aprobadas en el Plan Quinquenal de Inversiones.

- **Valor Nuevo de Reemplazo de las instalaciones reconocidas:** se determina según los lineamientos establecidos en los artículos 110 y 111 del Reglamento de Distribución, en los cuales se indica que dicho VNR debe representar el costo de renovar las obras y bienes físicos para prestar el servicio de distribución a precios y tecnología vigentes. Este último, toma en consideración los valores eficientes de las inversiones asociadas, costos financieros, costos administrativos de la construcción, costos de servidumbres y otros relacionados directamente con la etapa constructiva. Adicionalmente, se verifican los resultados de inversión con los resultados contenidos en los estados financieros del Concesionario.

Tal como se señala en el artículo 23 de la Norma Estudios Tarifarios, los costos unitarios utilizados en la sustentación de los costos de inversión, deben desagruparse en: a) uso de materiales, b) uso de equipos, c) gastos generales y utilidades de los contratistas y, d) el componente importado y nacional correspondiente.

- **Inversión en instalaciones proyectadas:** estas se basan en la infraestructura (tuberías de acero, tuberías de polietileno, estaciones de regulación, etc.) del Plan Quinquenal aprobado que el Concesionario debe desarrollar en los siguientes 5 años para la prestación del servicio de distribución. La valorización de esta infraestructura considera los costos unitarios utilizados en la determinación del VNR existente.

El costo anual de inversión que se utiliza para la determinación del Costo Medio, se calcula considerando una anualidad de las inversiones acumuladas para los cuatro años del Periodo Regulatorio. Dicha anualidad contempla un periodo de repago de 30 años y una tasa de actualización anual de 12% (establecida en el artículo 115 del Reglamento de Distribución).

5.1.3 Costos de Explotación (OPEX)

Los costos de explotación consideran los costos eficientes necesarios para la gestión operativa, comercial y administrativa de la empresa de distribución, en concordancia con lo dispuesto en los artículos 108 y 112 del Reglamento de Distribución.

Los costos de explotación eficientes se determinan en base a lo señalado en los artículos 24, 25 y 26 de la Norma Estudios Tarifarios. A modo general, los criterios que se describen en el marco normativo señalado son los siguientes:

- Determinación de una empresa modelo con costos eficientes. La estructura de la empresa modelo considera las actividades de distribución, comercialización, administración y otras relacionadas a la operación y mantenimiento.
- Definición de las actividades de operación, de acuerdo a lo que se establece en el Manual de Operación y Mantenimiento del Concesionario.
- Revisión de la propuesta tarifaria y de los reportes de contabilidad regulatoria presentados por el Concesionario.
- Comparación (*Benchmarking*) con empresas nacionales o extranjeras del negocio de distribución de gas natural. A partir de esta comparación se obtienen indicadores estándares que permiten evaluar y corregir la empresa modelo eficiente evaluada.
- Comparación (*Benchmarking*) con empresas nacionales dedicadas a servicios públicos similares (empresas de distribución eléctrica o de agua). Similar al punto anterior, permiten evaluar y corregir a la empresa modelo eficiente que se está evaluando.
- Inclusión de otros cargos: aporte por regulación, pérdidas físicas, costo financiero del gas y otros cargos que correspondan.

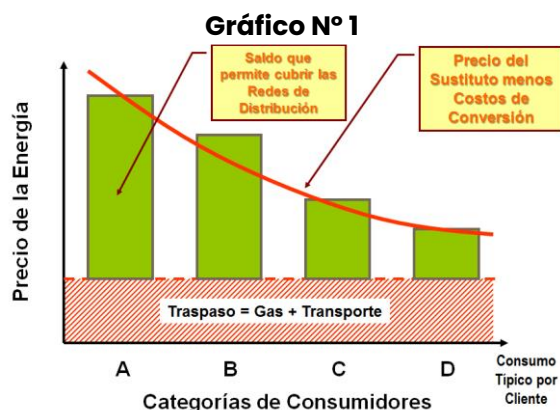
5.2 Metodología del diseño tarifario

La metodología que se aplica en el diseño tarifario se basa en lo dispuesto por el artículo 107 del Reglamento de Distribución, principalmente en lo referido a que se debe procurar obtener tarifas que sean competitivas frente al combustible sustituto.

Asimismo, al haberse determinado los Costos Medios a través del esquema de la Empresa Modelo Eficiente, se garantiza que la empresa alcance la eficiencia productiva y cubra así sus costos eficientes.

Para realizar el diseño tarifario, es decir, determinar las tarifas para cada una de las Categorías de Consumidores, se han seguido los siguientes pasos:

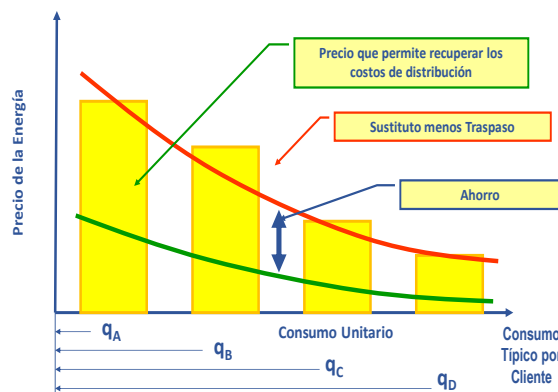
- Se estima la disposición a pagar por el gas natural (incluido el precio en boca de pozo y el transporte) para las diferentes Categorías Tarifarias, en base al precio de los sustitutos y consumos unitarios típicos.
- Se calcula la disposición neta a pagar por el servicio de distribución de gas natural, restándose el precio en boca de pozo y el transporte, así como los costos de conversión.



- Se ajusta una curva de disposición a pagar de todo el mercado.
- Se calcula la demanda potencial de gas natural considerando el número de Consumidores que pueden ser abastecidos y los consumos unitarios esperados.
- Se calcula el monto total de facturación considerando las máximas disposiciones a pagar.
- Se crea un factor que equilibre la facturación de la empresa con los costos necesarios para prestar el servicio de distribución de gas natural, a fin de lograr el equilibrio económico.
- Todos los costos se reparten entre las Categorías Tarifarias en proporción al ahorro esperado respecto al combustible sustituto.
- Se ajusta una curva de Costo Medio equivalente y se calculan las tarifas de distribución por Categoría Tarifaria.

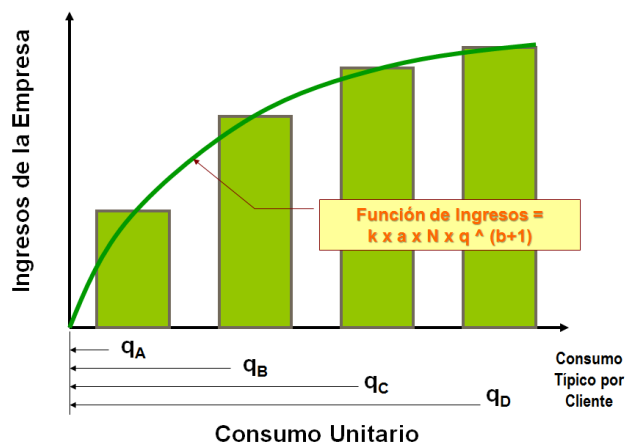
Esta curva de Costo Medio (CMe) debe ser igual a la tarifa que paga cada consumidor, la cual se muestra en el siguiente gráfico.

Gráfico N° 2

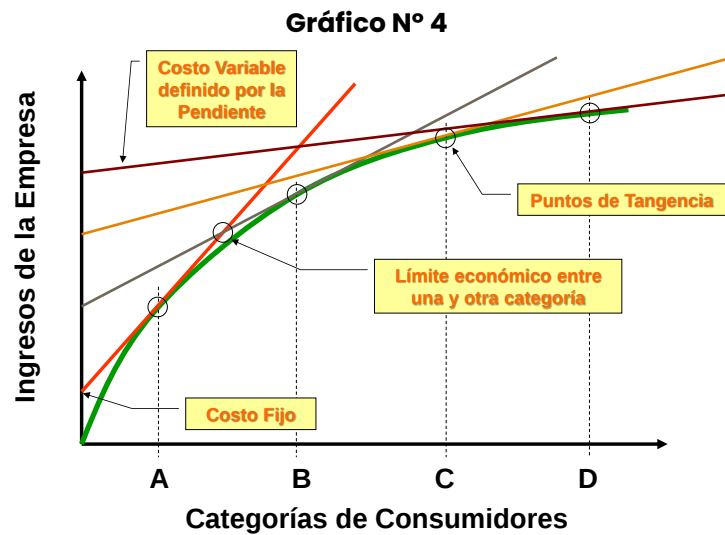


Luego se determina la función de ingresos de la empresa que varía según los volúmenes de consumo de cada cliente y a partir de esta se estiman los cargos variables y fijos que debe pagar cada Consumidor de cada Categoría Tarifaria.

Gráfico N° 3



Los cargos variables son decrecientes a medida que se incrementa el consumo unitario por cliente, mientras que los cargos fijos por estar conectados a la red se incrementan a medida que aumentan los niveles de consumo. Cabe señalar que al haberse empleado un esquema de asignación de costos de tipo *roll-in* el costo total de las nuevas redes se asigna entre todos los clientes (nuevos y existentes) por igual. De emplearse un esquema de asignación de costos incremental el costo de desarrollo de la ampliación del sistema (costo marginal) se asignaría exclusivamente a los nuevos clientes, (principalmente residenciales) lo que ocasionaría que tuvieran que pagar cargos fijos elevados.



En consecuencia, la definición de las tarifas de distribución mediante un factor de ajuste, traslada los beneficios del ahorro del gas natural a todos los consumidores por igual, asignando la tarifa media a cada consumidor de acuerdo con su grado de ahorro (competitividad) respecto del combustible sustituto.

6 Tarifa Media de Distribución por Ductos

6.1 Categorías Tarifarias

De acuerdo con la metodología anteriormente expuesta y considerando la propuesta del Concesionario y lo establecido en el artículo 9 de la Norma de Condiciones Tarifarias, se han determinado las Categorías Tarifarias que tendrán lugar en la presente regulación tarifaria. Cabe señalar que las categorías tarifarias aplicadas dentro del periodo de tarifas iniciales no contaban con una clara distinción respecto a las categorías especiales independiente del consumo mensual, es por ello que para el primer periodo regulatorio se definirán categorías especiales en cumplimiento de la normativa vigente.

- Se define la segmentación de la categoría A (cuyo rango de consumo era de 0 a 300 Sm³/mes) en: A1 (de 0 a 100 Sm³/mes) y A2 (de 101 a 300 Sm³/mes). Se debe señalar que se ha extendido a 300 m³/mes en razón que el Reglamento de Distribución plantea condiciones particulares para todos aquellos clientes que presentan menor o igual consumo que el mencionado. Asimismo, se debe señalar que, la segmentación señalada se realiza con el fin de perfeccionar la focalización de los mecanismos promocionales en la conexión al gas natural, considerando que los usuarios afectos a la categoría A1, en su mayoría son del tipo residencial (93,1%).
- Se define la categoría de Instituciones Públicas, en principio porque está definida en el Reglamento de Distribución como parte de las Categorías Especiales mínimas que deben estar establecidas en la Propuesta Tarifaria, además dicha categoría permite considerar a usuarios tales como hospitales, centro de salud e instituciones educativas, que sean independiente del consumo mensual por cliente, permitiéndole asignar tarifas que les sean más competitivas para dichos usuarios.
- Se define la categoría GNV, en principio porque está definida en el Reglamento de Distribución como parte de las Categorías Especiales mínimas que deben estar establecidas en la Propuesta Tarifaria. Además, dicha categoría permite considerar a las estaciones de servicio de GNV que sean independientes del consumo, por lo que al tener todas las estaciones una misma tarifa de distribución,

se colocan todas ellas en el mercado del GNV en iguales condiciones de competencia.

- Se define la categoría Pesca, la cual se crea a propuesta del Concesionario. Asimismo, considerando que los clientes de dicha categoría presentan consumos del tipo estacional en todo el año (solo algunos meses del año operan, el resto o es mínimo incluso puede ser cero), lo que los convierte en clientes especiales respecto de otros clientes industriales. Dicho esto, se hace necesario establecer una tarifa para esta categoría basada en el consumo de gas natural y no incluir cargos fijos.
- Se define la categoría Generación Eléctrica, en principio porque está definida en el Reglamento de Distribución como parte de las Categorías Especiales mínimas que deben estar establecidas en la Propuesta Tarifaria. Además, dicha categoría permite considerar a cualquier Generador Eléctrico (independiente de su consumo de gas natural) con una misma tarifa de distribución, colocando a todas ellas en iguales condiciones de competencia en el mercado del despacho eléctrico.

En el Cuadro N° 1 se presentan las categorías tarifarias que se proponen para la Concesión Norte para el periodo 2025 – 2028.

Cuadro N° 1
Categorías Tarifarias

Categorías Tarifarias	Descripción
Categorías por rangos de consumo (Sm³/mes)	
A1	Hasta 100 Sm ³ /mes
A2	Desde 101 hasta 300 Sm ³ /mes
B	Desde 301 hasta 1 000 Sm ³ /mes
C	Desde 1 001 hasta 5 000 Sm ³ /mes
D	Desde 5 001 hasta 38 000 Sm ³ /mes
E	Desde 38 001 hasta 143 000 Sm ³ /mes
F	Desde 143 001 hasta 280 000 Sm ³ /mes
G	Consumidor con consumo mayor a 280 000 Sm ³
Categorías especiales, independiente del consumo mensual	
IP	Instituciones Públicas
GNV	Para estaciones de servicio y/o gasocentros de gas natural vehicular
Pesca	Clientes del tipo estacional durante el año
GE	Para generadores de electricidad

6.2 Estimación de la Demanda

Se hizo el diagnóstico del mercado actual y se estimó el mercado potencial de clientes que podrían acceder al suministro de gas natural en la Concesión.

El mercado total de la Concesión se segmentó de acuerdo a las Categorías Tarifarias propuestas. A partir de dicha segmentación y de la información estadística histórica, se determinaron los consumos unitarios promedio por categoría y se realizó la proyección

de clientes a ser conectados y la demanda asociada a dicha proyección, el resultado se presenta en el Cuadro N° 2.

Cuadro N° 2
Consumo Promedio por Cliente según Categoría Tarifaria – Escenario Base

Categorías Tarifarias	Consumo Promedio Mensual (m³/Cliente)
A1	13,56
A2	168,60
B	489,93
C	1 999,54
D	18 284,72
E	72 175,85
F	186 824,56
G	1 061 916,01
Categorías Especiales	
GNV	119 305,64
Pesq	147 941,86
GE	100 096,90

A partir de la proyección base de los usuarios comprendidos en las categorías propuestas se proyectó para los próximos 4 años el número de clientes y la demanda por Categorías Tarifarias, cuyo resultado se presentan en los Cuadro N° 3 y Cuadro N° 4

Cuadro N° 3
Proyección del número de clientes conectados acumulados – Escenario Base

Categoría	Número de clientes al finalizar el año			
	Año 1	Año 2	Año 3	Año 4
A1	234 896	251 646	267 530	283 411
A2	311	335	359	383
B	109	121	133	145
C	20	20	20	20
D	16	16	16	16
E	14	14	14	14
F	1	1	1	1
G	2	2	2	2
GNV	9	9	10	10
Pesca	36	44	44	44
GE	1	1	2	3

Cuadro N° 4
Proyección de la demanda de distribución de gas natural (Miles m³)

Categoría	Demanda actualizada		Demanda Proyectada				
	Demanda	%	1	2	3	4	Total
A1	134 489,41	23,7%	38 133	40 869	43 611	46 279	168 892
A2	2 234,61	0,4%	626	678	728	778	2 809
B	2 368,07	0,4%	637	710	784	858	2 988
C	1 542,57	0,3%	472	477	484	489	1 923
D	11 284,78	2,0%	3 445	3 488	3 544	3 594	14 071
E	38 976,69	6,9%	11 931	12 059	12 220	12 376	48 586
F	7 206,41	1,3%	2 256	2 232	2 237	2 239	8 965
G	81 922,87	14,4%	24 548	25 208	25 925	26 660	102 341
GNV	43 459,28	7,7%	9 844	12 869	15 414	17 379	55 507
Pesca	237 669,59	41,9%	44 750	84 522	86 208	87 927	303 408
GE	6 381,59	1,1%	140	1 643	1 706	5 321	8 809
Total	567 535,87	100,0%	136 782	184 757	192 861	203 900	718 300

El análisis efectuado se resume destacando el hecho que, en los cuatro años de proyección, el consumo de gas crece en promedio a 20,25% anual, siendo que al final del periodo tarifario se estima que la demanda se incrementa en 102,49% respecto al año 2024. En el Cuadro N° 5 se presenta la evolución de la demanda y la tasa de crecimiento anual.

Cuadro N° 5
Evolución de demanda

Año	Demanda Mil m³	Crecimiento %
1	136 782,09	35,83%
2	184 757,01	35,07%
3	192 860,90	4,39%
4	203 900,39	5,72%

La demanda de los clientes, tal como se menciona en la metodología y criterios generales, se basa en determinar el número de clientes que potencialmente podrían consumir gas natural y determinar sus consumos unitarios respectivos, ello se evalúa en cada categoría tarifaria y se presenta a continuación.

6.2.1 Categorías A (A1 y A2), B y C

Se ha efectuado la proyección del consumo para las categorías A (que corresponde a la suma de las categorías A1 y A2) y B, las cuales involucran a los clientes con menor consumo unitario. Estos clientes son los más numerosos y por tanto definen el compromiso de inversión en la Concesión Norte en lo referente a la conexión de clientes residenciales. Asimismo, para proyectar la demanda, se estimó el consumo unitario mensual y el promedio anual, sin considerar aquellos clientes que registran consumo cero (0).

En el Gráfico N° 5 y Gráfico N° 6 para la categoría A (A1+A2); y, el Gráfico N° 7 y el Gráfico N° 8 para la categoría B, se presentan los resultados de las proyecciones de clientes y demanda por categoría tarifaria.

Gráfico N° 5

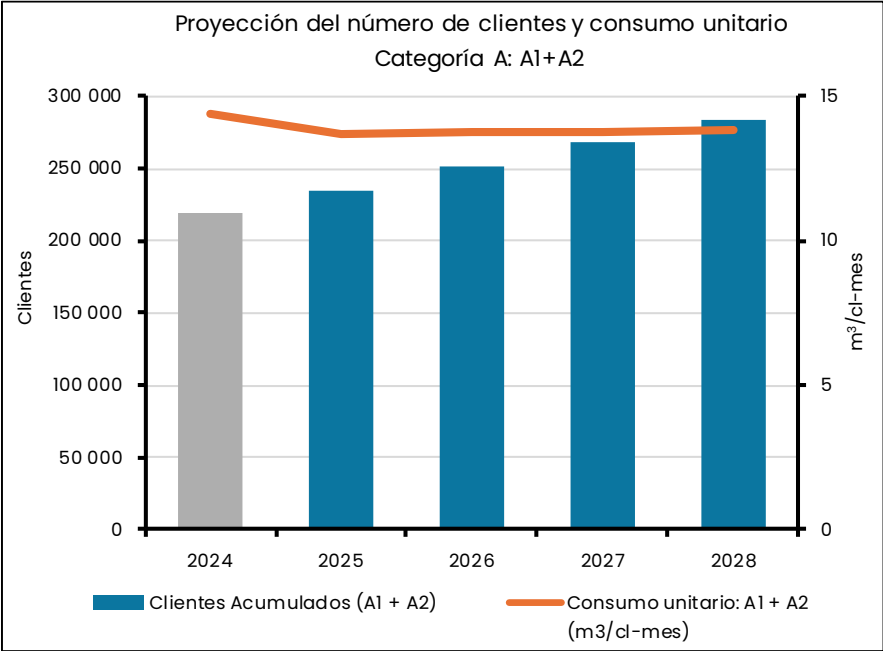


Gráfico N° 6

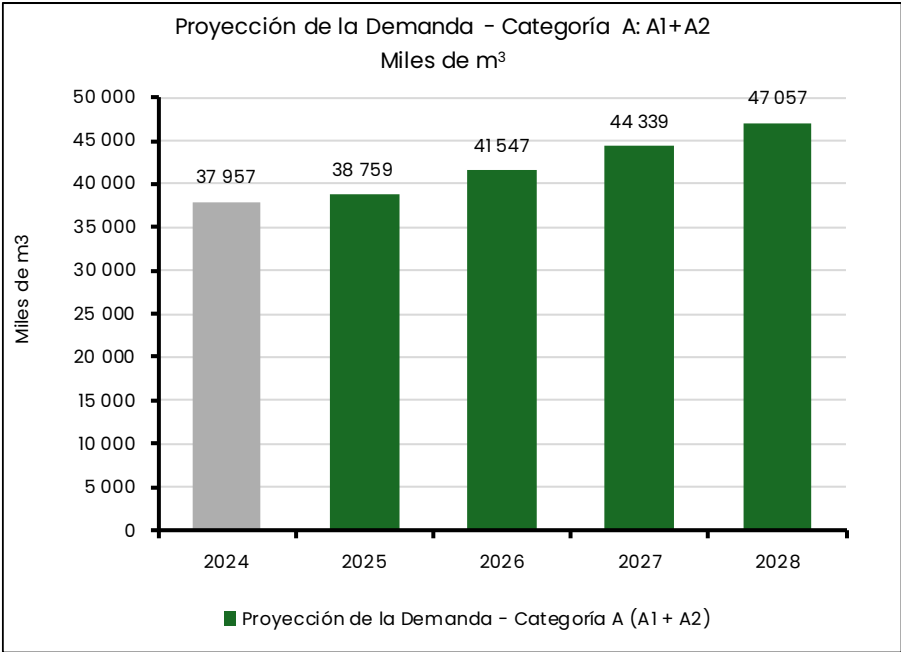


Gráfico N° 7

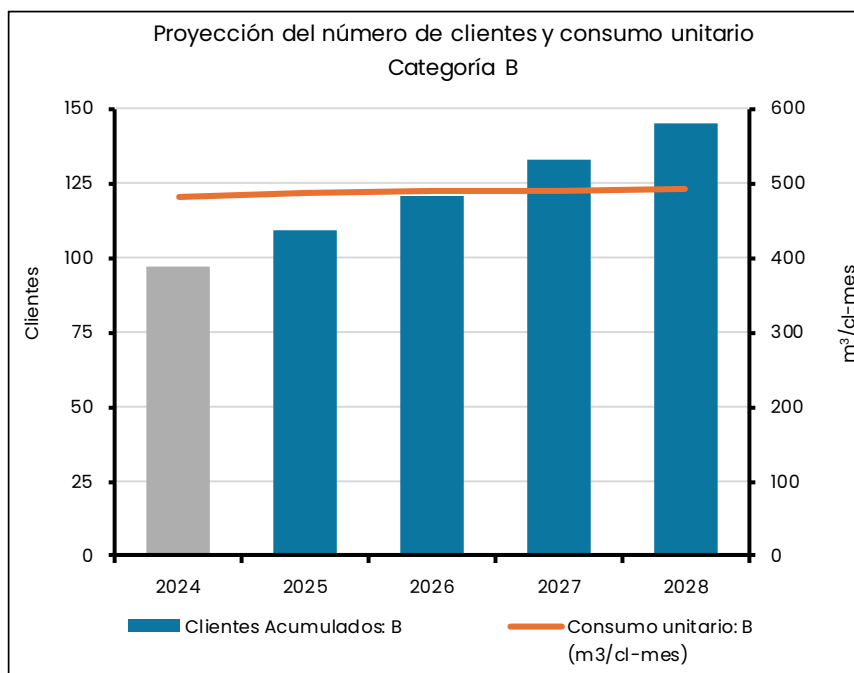
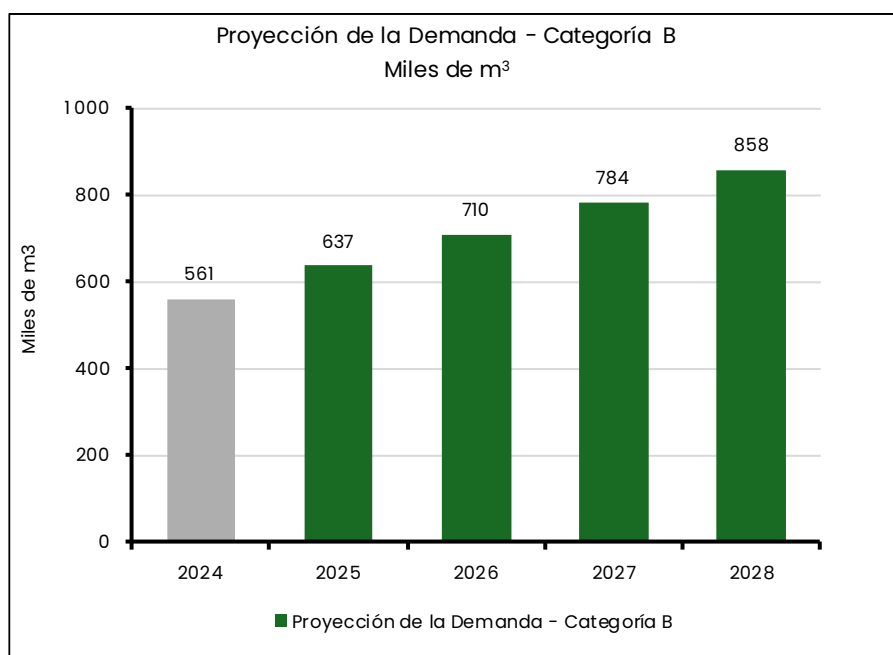


Gráfico N° 8



La demanda del sector comercial (demanda de la Categoría C) se estimó tomando en consideración la evolución histórica de la demanda y cantidad de clientes de este segmento del mercado, estimándose el consumo unitario mensual y el promedio anual conservador, para los efectos de proyectar la demanda para el presente periodo regulatorio.

Los resultados de la proyección de los clientes y consumos realizada para la categoría C se presentan en el Gráfico N° 9 y Gráfico N° 10.

Gráfico N° 9

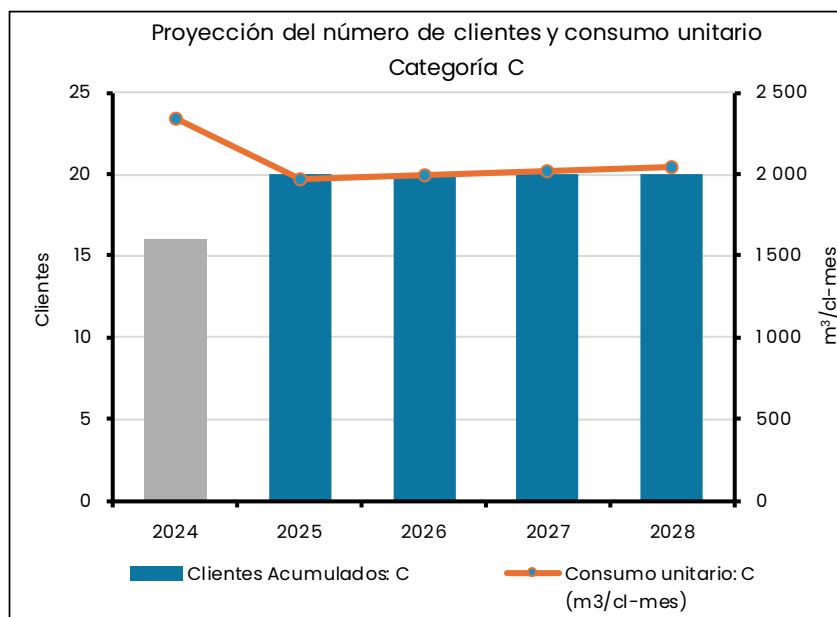
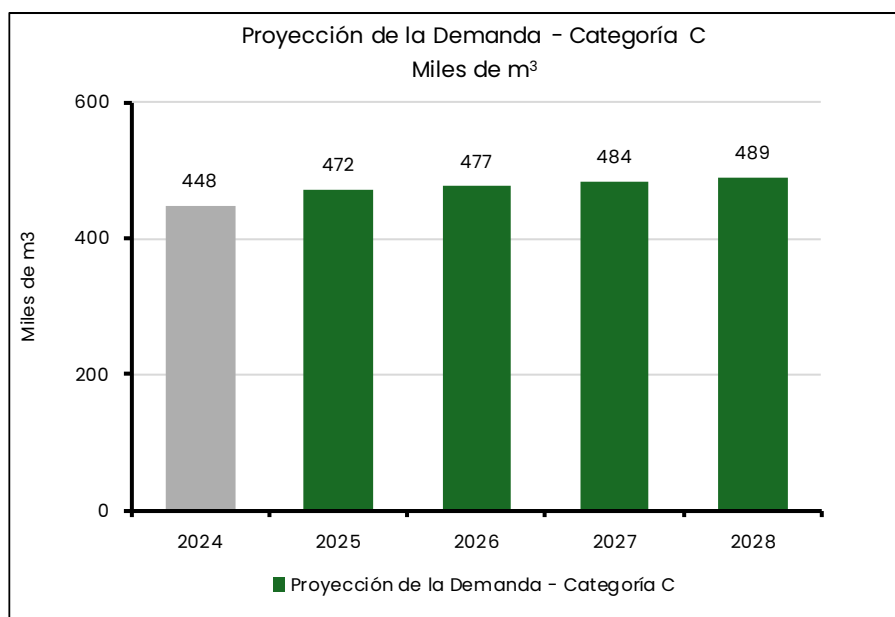


Gráfico N° 10



6.2.2 Categorías D, E y F

En las categorías D, E y F (Industriales) se estimó la demanda en función de la capacidad que se tiene contratada. Asimismo, se puede apreciar del histórico, una evolución errática, debido a que los clientes han ido cambiando de categoría producto de la evolución de su consumo unitario mensual, por lo que han ido migrado entre categorías, variando el número de clientes. Asimismo, se incluyó en la proyección de la demanda a los clientes identificados dentro del ámbito de desarrollo de las redes del Concesionario, obtenidos del estudio de Demanda de la Concesión Norte, desarrollado por Osinergmin

A continuación, se presenta los resultados de la proyección de los clientes y consumos evaluada para las categorías D, E y F, En ese sentido, en el Gráfico N° 11 y Gráfico N° 12 se presenta lo referido a la categoría D; en el Gráfico N° 13 y Gráfico N° 14 corresponde a la categoría E; y finalmente , en el Gráfico N° 15 y Gráfico N° 16 se presenta lo concerniente a la categoría F.

Gráfico N° 11

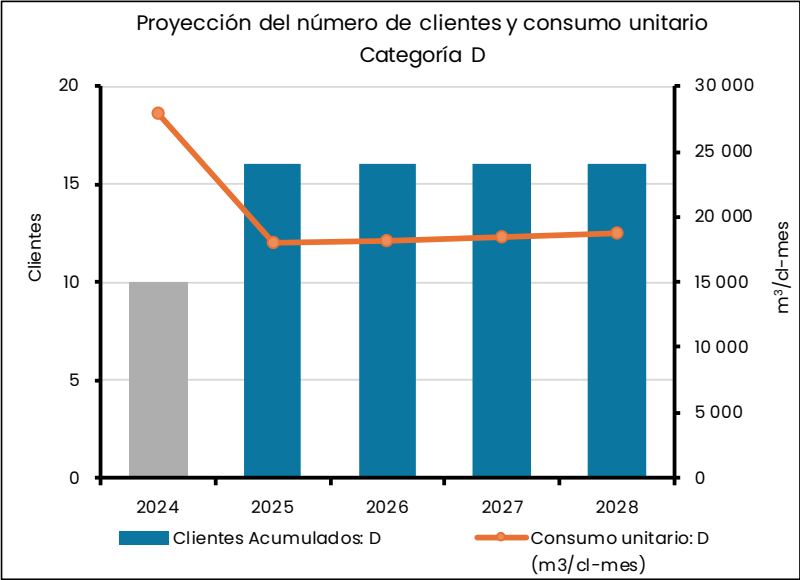


Gráfico N° 12

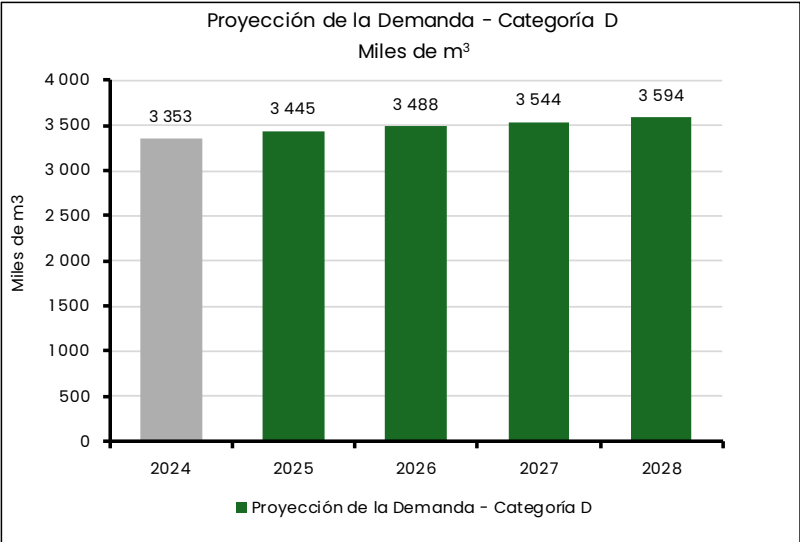


Gráfico N° 13

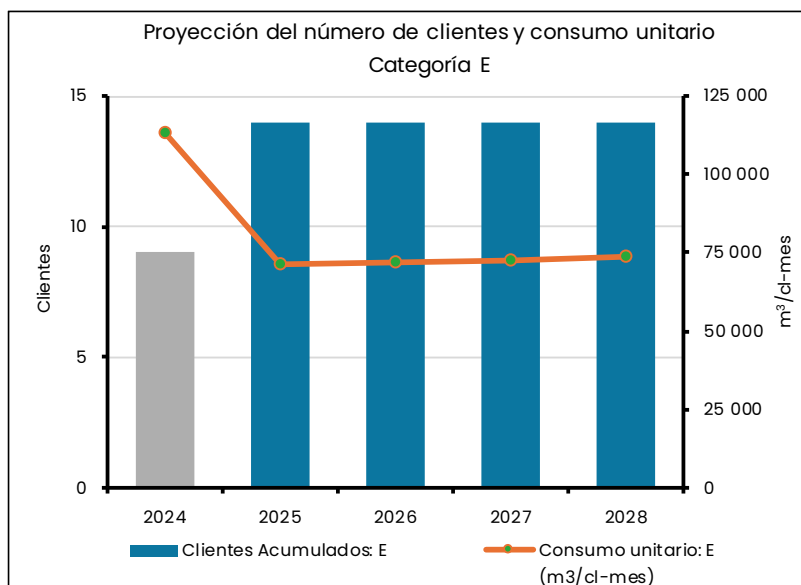


Gráfico N° 14

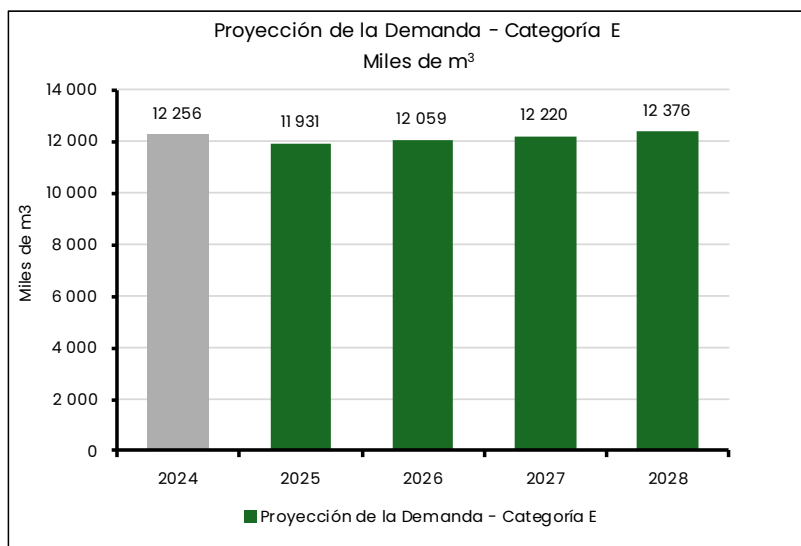


Gráfico N° 15

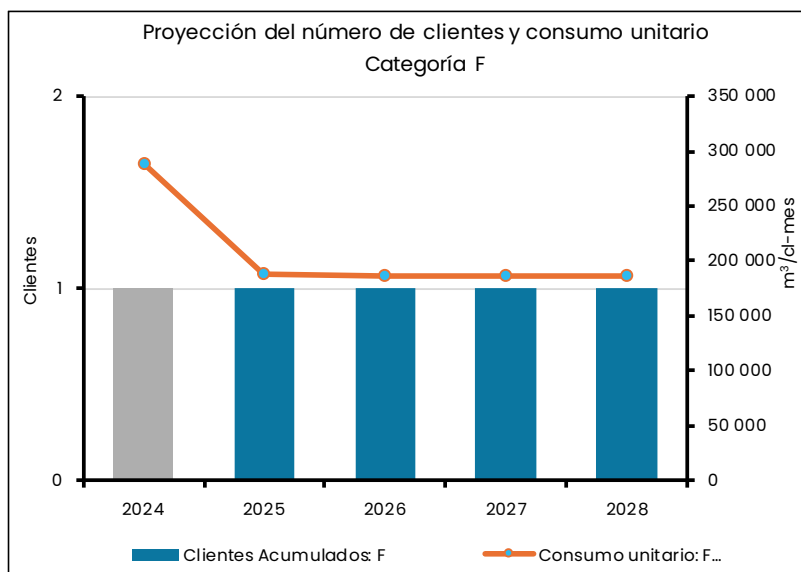
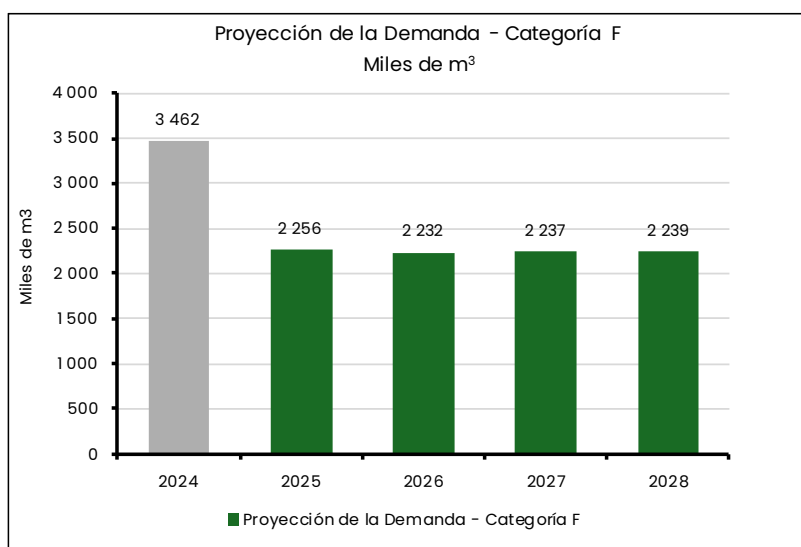


Gráfico N° 16



6.2.3 Categoría G

La demanda de la Categoría G (Gran Industria) se estimó de forma equivalente a las categorías industriales anteriores e incluye la incorporación de un cliente con demanda ancla para la Concesión.

Los resultados de la proyección de los clientes y consumos evaluada para la categoría G se presentan en el Gráfico N° 17 y Gráfico N° 18.

Gráfico N° 17

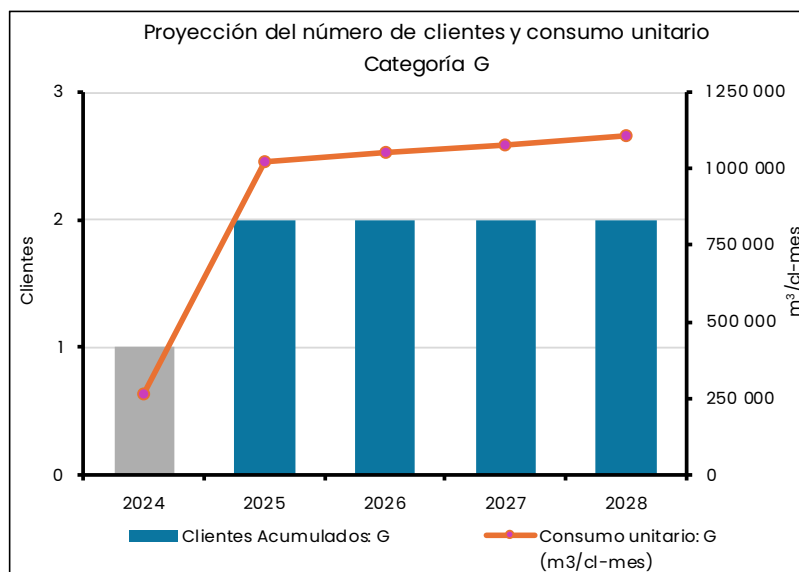
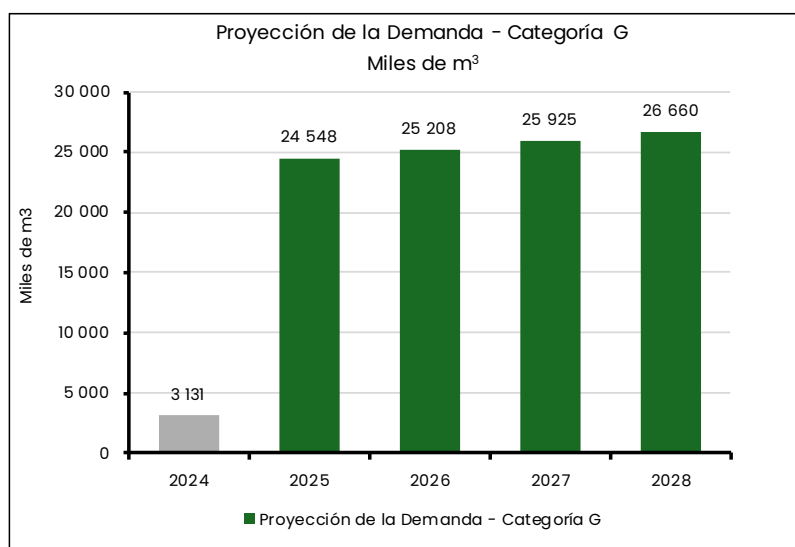


Gráfico N° 18



6.2.4 Categoría GNV

La demanda del segmento vehicular de la Concesión está constituida tanto por las estaciones de GNV (Gas Natural Comprimado o GNC) y GNLV (Gas Natural Licuefactado vehicular).

Si bien las estaciones a GNV atienden principalmente a la demanda de las ciudades de la Concesión, las estaciones a GNLV, forman parte de un plan que, en conjunto con otros Concesionarios, se propone establecer una red de estaciones GNLV que se han comenzado a construir a lo largo de la costa peruana.

Dada esta particularidad y a las alianzas que se formarán entre los Concesionarios para los planes de expansión y los compromisos contractuales y propios, para la

proyección de la demanda de la categoría, se ha considerado conveniente asumir la demanda propuesta por el Concesionario como el escenario más probable.

Los resultados de la proyección de los clientes y consumos evaluada para la categoría GNV se presentan en el Gráfico N° 19 y Gráfico N° 20:

Gráfico N° 19

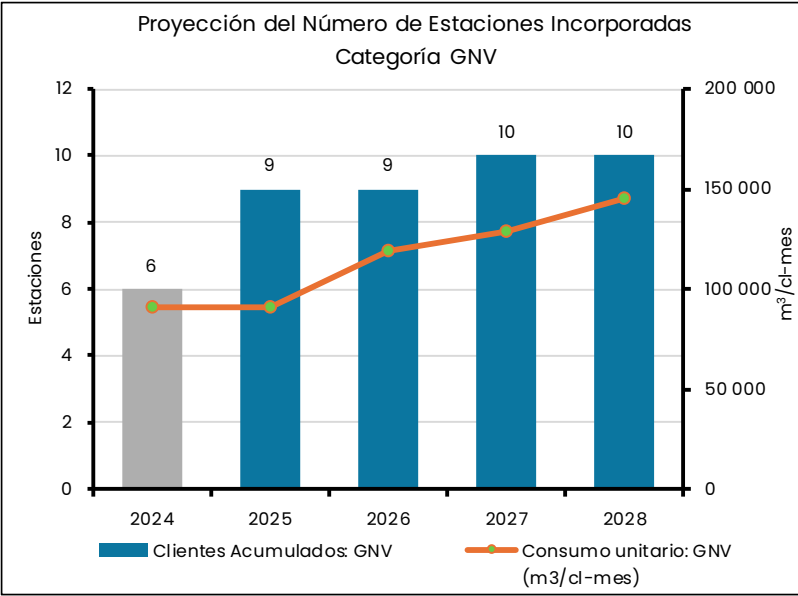
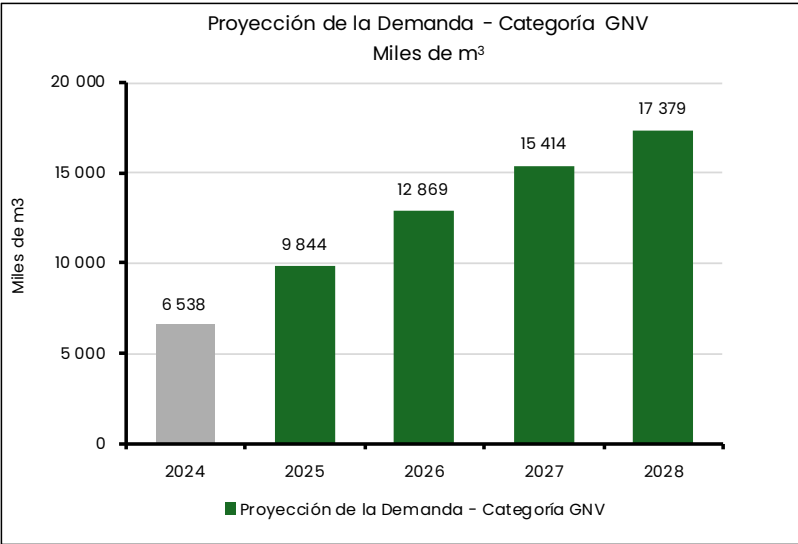


Gráfico N° 20



6.2.5 Categoría Pesca

En la categoría Pesca se encuentran todas las industrias que procesan productos marinos, siendo las más relevantes las dedicadas a la producción de harina de pescado. La principal particularidad de estos clientes radica en la estacionalidad de consumo del gas natural que alcanza sus topes durante las dos temporadas de pesca del año de producción pesquera, la misma que está condicionada por

periodos de veda, ello según disponibilidad de biomasa y las cuotas de pesca que se asignan a cada empresa.

Por lo tanto, para la proyección de la demanda se ha tenido en cuenta la evolución del consumo de los dos últimos años completos (2022 y 2023) junto con los consumos registrados durante el primer semestre del 2024, así como la consideración de un incremento vegetativo de 2% anual para 2025-2028. Finalmente, precisar que se han incluido a todas las empresas reportadas por el Concesionario en su propuesta tarifaria y aquellas que se encuentra potencialmente conectables.

Los resultados de la proyección de los clientes y consumos evaluada para la categoría Pesca se presentan en el Gráfico N° 21 y Gráfico N° 22:

Gráfico N° 21

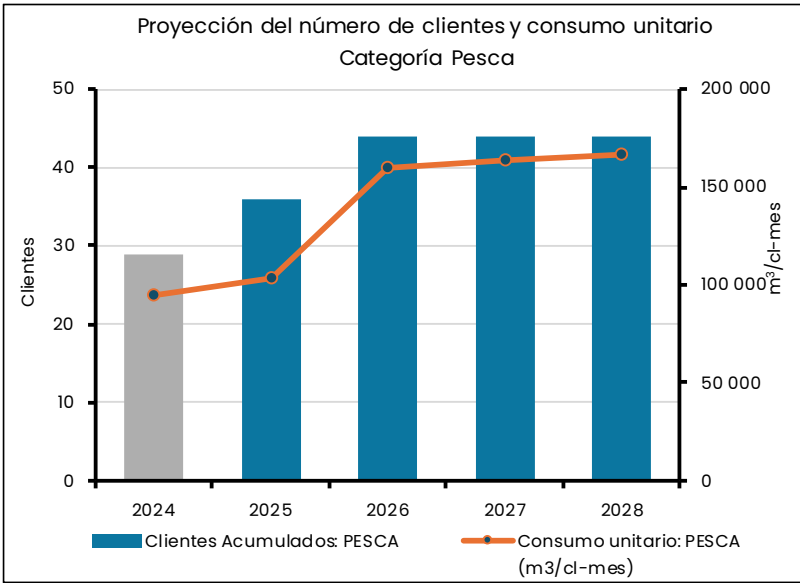
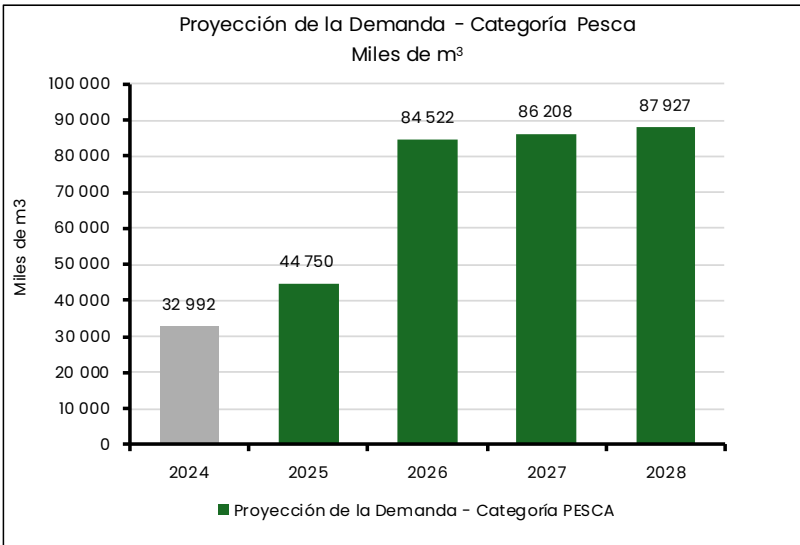


Gráfico N° 22



6.2.6 Categoría Instituciones Públicas

Dentro de la categoría Instituciones Públicas se encuentran instituciones que brindan servicios de forma masiva a la población. Asimismo, el Concesionario indica que la conexión de dichos clientes se dificulta, dado que poseen procesos internos que requieren de plazos prolongados en la gestión y/o los trámites para la aprobación de presupuestos, planes, decisiones e incluso pueden afectarse por la alta rotación de funcionarios.

Por consiguiente, en el presente periodo regulatorio, se establece que en lugar de la existencia de una categoría IP específica y que forme parte del cálculo del equilibrio tarifario, se le aplique a este tipo de clientes las tarifas resultantes de la Categoría C. Es decir, para la aplicabilidad de la tarifa se construirá un pliego especial basado en los cargos aprobados para esta categoría. Asimismo, esto no excluye a que el Concesionario nombre a este tipo de clientes especiales dentro de la categoría para su identificación posterior.

6.2.7 Categoría Generadores Eléctricos

La categoría tarifaria GE se crea para el presente periodo regulatorio como categoría especial, adicional dentro del pliego tarifario de la Concesión. Esta categoría agrupa a los clientes de cogeneración y/o autogeneración identificados por el Concesionario y que fueron incluidos en su propuesta tarifaria en virtud que habrían iniciado las gestiones comerciales correspondientes.

Se anticipa que los clientes de esta categoría operarían bajo la modalidad de *peak shaving* mediante autogeneración o cogeneración con gas natural, es decir, reducirían su demanda máxima de energía en periodos de alto consumo aprovechando su capacidad de generar energía de manera independiente. En esa línea, la demanda y su proyección, que el Concesionario identifica para la categoría GE se presentan en el Cuadro N° 6 y los gráficos Gráfico N° 23 y Gráfico N° 24.

Cuadro N° 6
Proyección de la Demanda de Gas Natural de la Generación Eléctrica

Año	Demanda GE Mil m³
2025	139,5
2026	1 642,5
2027	1 705,9
2028	5 321,4

Gráfico N° 23

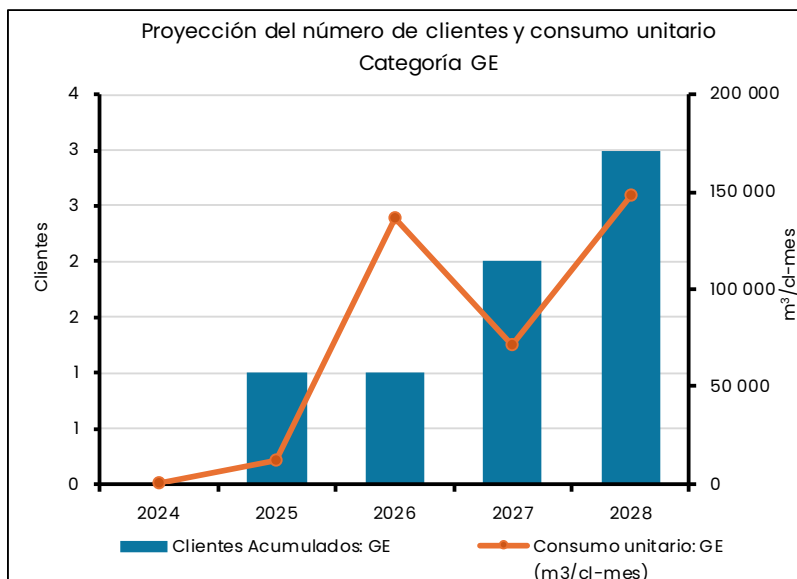
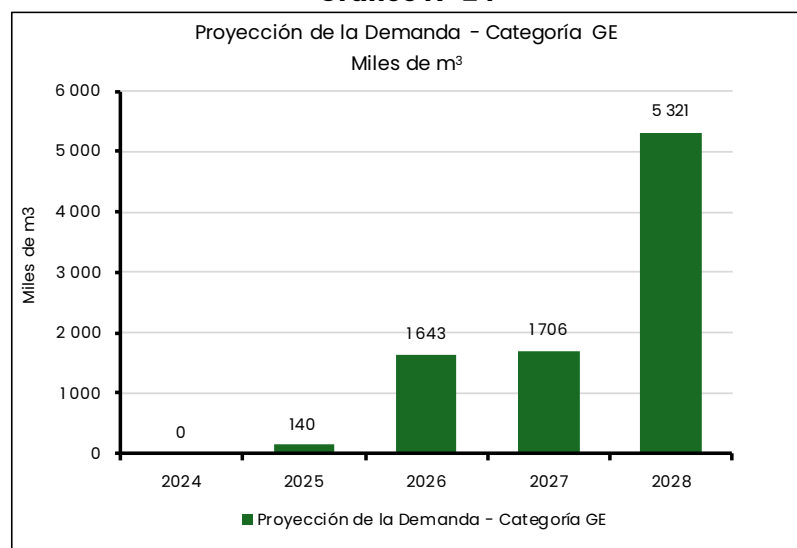


Gráfico N° 24



6.3 Valorización de las Inversiones

La valorización de las inversiones se ha seguido la metodología y criterios explicados en el numeral 5 del presente documento. El sustento en el cual se basa los costos requeridos para valorizar las inversiones se encuentra en el Anexo N° 1 del presente documento.

6.3.1 Aspectos Generales

Con respecto a la determinación del costo de inversión en la Concesión Norte, resulta necesario señalar que la concesión se encuentra culminando la etapa del Periodo de Tarifas Iniciales, la cual finalizará el 30 de diciembre de 2024. En dicho periodo, el Concesionario ha instalado infraestructura del sistema de distribución de gas natural en las diferentes localidades que pertenecen a los departamentos de La Libertad,

Áncash, Lambayeque, y Cajamarca, sien las localidades las siguientes: Trujillo, Pacasmayo, Chimbote, Huaraz, Chiclayo y Lambayeque y Cajamarca.

Se debe indicar que, de acuerdo al Reglamento de Distribución, el Regulador debe aprobar el VNR de las instalaciones eficientes que contiene la Concesión, por ello, corresponde evaluar las mencionadas instalaciones hasta el 31 de enero de 2024, tal como indicó el Concesionario en su Propuesta Tarifaria. La infraestructura eficiente de distribución planteada en la Propuesta Tarifaria posterior al 01 de febrero de 2024, es reconocida en la base tarifaria como inversión proyectada. En dicha inversión proyectada se encuentra el Plan Quinquenal de Inversiones, la cual, de forma particular para el presente proceso regulatorio está iniciando a partir 01 de enero de 2025.

El Periodo de Tarifas Iniciales se está extendiendo al 31 de diciembre del 2024, considerando que solo queda un día para culminar el año 2024 y difícilmente en dicho día el Concesionario desarrollará inversiones. La legalidad de la extender el Periodo de Tarifas Iniciales hasta el 31 de diciembre de 2024 se desarrolla en el Informe Legal N° 786-2024-GRT.

Asimismo, se debe indicar que actualmente la Concesión no cuenta con un VNR aprobado previo, por ello, el VNR del presente proceso regulatorio corresponde al primero que será aprobado por el regulador para la Concesión Norte y contendrá la valorización de las instalaciones eficientes que presenta dicha Concesión.

En ese sentido, para determinar del costo de inversión se ha evaluado la magnitud de la infraestructura existente relacionada con los niveles de demanda y necesidades de la Concesión. Para ello, en aplicación del Reglamento de Distribución se ha identificado la infraestructura necesaria para brindar el servicio de distribución en la Concesión Norte, la cual, se desarrolla en los siguientes numerales.

6.3.2 Costos Unitarios

Las inversiones se reportan y valorizan en base a los criterios establecidos en el Procedimiento VNREGN y sus modificatorias.

De acuerdo con la norma mencionada, la valorización se realiza a partir del metrado reportado por la Concesión Norte, correspondiente a:

- (i) Las instalaciones reconocidas desde el inicio de la Concesión hasta el 31 de enero de 2024,
- (ii) Las instalaciones proyectadas del desde 01 de febrero de 2024 hasta el 31 de diciembre de 2024,
- (iii) Las instalaciones proyectadas en el Plan Quinquenal de Inversiones correspondientes al periodo regulatorio.

Para la valorización de las instalaciones se ha utilizado el Baremo de Costos Unitarios, el mismo que está sustentado con los estudios técnicos correspondientes relacionados a costos de los materiales, rendimientos de cada unidad constructiva,

costos de personal, costos del contratista y costos indirectos del Concesionario. Dichos costos corresponden a costos eficientes de mercado. Los resultados se presentan Anexo N° 1.

6.3.3 Metrados

El metrado utilizado considera las instalaciones adaptadas hasta el 31 de enero del 2024, asimismo el metrado considera las redes proyectadas y las redes reportadas a partir del 01 de febrero del 2024 a diciembre de 2024 y lo referente al Plan Quinquenal de Inversiones.

6.3.3.1 Instalaciones Ejecutadas Reconocidas

Los metrados de las instalaciones ejecutadas reconocidas hasta el 31 de enero del 2024, en cuanto a cantidades y unidades considerados para la valorización, se presentan en el siguiente cuadro.

Cuadro N° 7
Metrado de instalaciones reconocidas al 31 de enero del 2024

Grupo	SubGrupo	Unidad	Existente									Total
			2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024*	
Gasoducto	Acero	m	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	PE	m	-	48 686	703 827	1 334 491	740 584	492 925	76 476	2 655	-	3 399 644
Tubería de Conexión	Acero	m	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	PE	m	1	665	84 945	265 717	66 128	61 092	50 225	36 330	-	565 103
Estaciones	ERP	Unidad	-	7	-	-	1	-	-	-	-	8
	City Gate	Unidad	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Válvulas	Acero	Unidad	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	PE	Unidad	-	85	521	848	464	411	99	46	-	2 474
Obras Especiales	Cruce de Ríos	Unidad	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	Cruce de Vías	Unidad	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	Hot Tap	Unidad	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	Otras Obras	Unidad	-	9	-	1	6	8	1	-	4	29

(*): Considera información hasta el 31 de enero de 2024.

Respecto a las Obras Especiales, demos señalar que para efectos de la evaluación se han estandarizado y considerado dentro de otras obras especiales, ello por la naturaleza de su construcción.

6.3.3.2 Instalaciones Proyectadas

Las instalaciones proyectadas corresponden a los metrados dentro del periodo del 1 de febrero del 2024 a 31 de diciembre del 2029, y la pertinencia de la infraestructura a considerar está basado en lo establecido en el Reglamento de Distribución. Por ello se presenta se presentan en dos partes:

- Parte 1, se encuentra comprendido entre el 01 de febrero de 2024 al 30 de diciembre de 2024 y corresponden al Periodo de Tarifas Iniciales, dado que dicho periodo concluye el 30 de diciembre de 2024. Sin embargo, se está extendiendo dicho periodo al 31 de diciembre de 2024, considerando

que solo corresponde a un día del año 2024 y difícilmente en dicho periodo el Concesionario desarrolle inversiones.

- Parte 2, corresponde a los primeros cuatro años del Plan Quinquenal de Inversiones, el cual inicia el 1 de enero del 2025 y culmina el 31 de diciembre de 2029.

Los metrados de las instalaciones proyectadas reconocidas hasta 31 de diciembre de 2029, en cuanto a cantidades y unidades considerados para la valorización, se presentan en el Cuadro N° 8

Cuadro N° 8
Metrado de instalaciones proyectadas
01 de febrero del 2024 a diciembre del 2029

Grupo	SubGrupo	Unidad	Proyectado					Total
			2024*	2025	2026	2027	2028	
Gasoducto	Acero	m	-	-	-	-	-	-
	PE	m	-	58 509	32 675	179	10	91 372
Tubería de Conexión	Acero	m	-	-	-	-	-	-
	PE	m	-	52 495	55 553	52 681	52 671	213 399
Estaciones	ERP	Unidad	-	1	1	-	-	2
	City Gate	Unidad	-	-	-	-	-	-
Válvulas	Acero	Unidad	-	-	-	-	-	-
	PE	Unidad	-	67	35	6	1	109
Obras Especiales	Cruce de Ríos	Unidad	-	-	-	-	-	-
	Cruce de Vías	Unidad	-	-	-	-	-	-
	Hot Tap	Unidad	-	-	-	-	-	-
	Otras Obras	Unidad	-	15	1	-	-	16

Nota: Para el año 2024 corresponden desde el 01 de febrero de 2024 al 30 de diciembre de 2024, perteneciente al primer periodo tarifario. Del 1 de enero del 2025 al 31 de diciembre de 2029 corresponde al Plan Quinquenal de Inversiones 2025-2029, para efectos tarifarios solo se considera los primeros 4 años del mencionado plan

6.3.4 Valorización

6.3.4.1 Instalaciones Ejecutadas Reconocidas

La valorización de los metrados de las instalaciones ejecutadas reconocidas hasta el 31 de enero del 2024 se ha realizado utilizando el Baremo de Costos Unitarios del Anexo N° 1. Los resultados de la valorización del VNR del sistema de distribución se presenta en el siguiente cuadro.

Cuadro N° 9
Valorización del Metrado Reconocido al 31 de enero de 2024 (USD)

Grupo	SubGrupo	Existente									Total
		2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024(*)	
Gasoducto	Acero	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	PE	-	3 837 863	31 249 553	52 292 710	28 384 046	19 823 781	3 748 791	201 314	-	139 538 059
Tubería de Conexión	Acero	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	PE	29	26 361	3 440 826	9 695 153	2 476 809	2 167 925	1 519 260	1 184 732	-	20 511 095
Estaciones	ERP	-	2 097 563	-	-	365 688	-	-	-	-	2 463 252
	City Gate	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Válvulas	Acero	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	PE	-	85 555	159 282	177 893	86 286	133 956	56 570	9 452	-	708 994
Obras Especiales	Cruce de Ríos	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	Cruce de Vías	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	Hot Tap	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	Otras Obras	-	222 127	-	22 086	123 294	208 919	21 917	-	97 902	696 245
Total		29	6 269 470	34 849 661	62 187 842	31 436 123	22 334 582	5 346 537	1 395 498	97 902	163 917 645

(*): Considera información hasta el 31 de enero de 2024

Respecto a las inversiones complementarias acumuladas reconocidas hasta el 31 de enero del 2024 asciende a USD 260 344.

El VNR de la infraestructura reconocida es el siguiente:

- VNR Periodo 2013 al 31 dic 2024 : USD 163 917 645
- Inversiones Complementarias : USD 260 344
- **VNR Total Periodo 2013 al 31 dic 2024 : USD 164 177 989**

6.3.4.2 Instalaciones Proyectadas

La valorización de los metrados de las instalaciones proyectadas desde el 1 de febrero del 2024 a 31 de diciembre del 2029 se ha realizado utilizando el Baremo de Costos Unitarios del Anexo N° 1, el cual asciende a 15,15 MMUSD, el detalle de la valorización se presenta en el Cuadro N° 10.

Cuadro N° 10
Valorización del Metrado Proyectado del 01 de febrero del 2024 a diciembre del 2028 (USD)

Grupo	SubGrupo	Proyectado					Total
		2024	2025	2026	2027	2028	
Gasoducto	Acero	-	-	-	-	-	-
	PE	-	4 857 406	1 409 045	14 942	-	6 281 940
Tubería de Conexión	Acero	-	-	-	-	-	-
	PE	-	1 843 442	1 950 825	1 849 964	1 849 615	7 493 846
Estaciones	ERP	-	686 534	253 627	-	-	940 161
	City Gate	-	-	-	-	-	-
Válvulas	Acero	-	-	-	-	-	-
	PE	-	87 184	20 721	5 434	309	113 648

Grupo	SubGrupo	Proyectado					Total
		2024	2025	2026	2027	2028	
Obras Especiales	Cruce de Ríos	-	-	-	-	-	-
	Cruce de Vías	-	-	-	-	-	-
	Hot Tap	-	-	-	-	-	-
	Otras Obras	-	296 704	19 780	-	-	316 484
Inversiones Complementarias		-	-	-	-	-	-
Total		-	7 771 270	3 653 998	1 870 340	1 850 471	15 146 080

Nota: Para el año 2024 corresponden desde el 01 de febrero de 2024 al 30 de diciembre de 2024, perteneciente al Primer Periodo Tarifario. Del 1 de enero del 2025 al 31 de diciembre de 2029 corresponde al Plan Quinquenal de Inversiones 2025-2029, para efectos tarifarios solo se considera los primeros 4 años del mencionado plan.

6.3.5 Anualidad de la Inversión de la infraestructura reconocida

La anualidad de la inversión que se considerara en el cálculo de la tarifa corresponde a la anualidad de las inversiones acumuladas considerando una tasa de descuento del 12%⁷ y un periodo de recuperación de 30⁸ años.

El resultado de los cálculos se presenta en el Cuadro N° 11:

Cuadro N° 11
Anualidad de la Inversión (USD)

Grupo	SubGrupo	Año 1	Año 2	Año 3	Año 4	Total
Gasoducto	Acero	-	-	-	-	-
	PE	17 925 781	18 100 705	18 102 560	18 102 628	72 231 675
Tubería de Conexión	Acero	-	-	-	-	-
	PE	2 775 174	3 017 357	3 247 018	3 476 636	12 516 184
Estaciones	ERP	391 026	422 512	422 512	422 512	1 658 562
	City Gate	-	-	-	-	-
Válvulas	Acero	-	-	-	-	-
	PE	98 840	101 413	102 087	102 126	404 466
Obras Especiales	Cruce de Ríos	-	-	-	-	-
	Cruce de Vías	-	-	-	-	-
	Hot Tap	-	-	-	-	-
	Otras Obras	123 268	125 724	125 724	125 724	500 440
Inversiones Acumuladas Directas		21 314 090	21 767 711	21 999 901	22 229 626	87 311 328
Inversiones Complementarias		32 320	32 320	32 320	32 320	129 280
Total Anualidad de Inversiones		21 346 410	21 800 031	22 032 221	22 261 946	87 440 608
Total Anualidad de Inv. Actualizadas		20 170 461	18 392 047	16 596 375	14 972 697	70 131 580

6.4 Costos de Explotación

De acuerdo a lo dispuesto en el Reglamento de Distribución, el Margen de Distribución se basará en una empresa eficiente⁹ y; de manera específica, los costos de operación y mantenimiento corresponderán a costos eficientes comparables con valores internacionales aplicables¹⁰.

⁷ Art. 115 Reglamento de Distribución

⁸ Art. 109 Reglamento de Distribución

⁹ Art. 108 del Reglamento de Distribución

¹⁰ Art. 112 del Reglamento de Distribución

En ese sentido, para la determinación de los costos de explotación de la Concesión Norte se emplea el criterio de empresa modelo, que permite la construcción “bottom up” de los costos eficientes en que incurriría una empresa de dimensiones similares al actual Concesionario. Asimismo, para la determinación de los citados costos se tendrá en cuenta la comparación con los estados financieros del actual Concesionario y con empresas nacionales y extranjeras de servicios públicos similares.

La construcción de los costos de la empresa modelo se basa en los criterios descritos en los artículos 24, 25 y 26 de la Norma de Estudios Tarifarios y comprende las actividades de operación y mantenimiento, las actividades comerciales y las actividades administrativas que permitirían la gestión eficiente de la citada empresa. Adicionalmente, serán incorporados costos adicionales de explotación que están asociados con aspectos del mercado de gas natural.

6.4.1 Estructura central de la empresa modelo

En lo que respecta a la estructura central de la empresa modelo, se ha realizado el dimensionamiento del personal eficiente, con base en las actividades de operación y mantenimiento, las actividades comerciales y las actividades administrativas. El dimensionamiento considera, además, las características de la Concesión Norte como son el número de zonas a atender, la cantidad de usuarios, la longitud de las redes y la infraestructura a ser reconocida en la base tarifaria.

La estructura central de la empresa modelo reconoce un total de 118 colaboradores: 61 colaboradores orientados a las actividades de operación y mantenimiento, 19 colaboradores orientados a las actividades comerciales y 38 colaboradores orientados a las actividades gerenciales y administrativas.

Cuadro N° 12
Estructura Central de la empresa modelo

Área	Gerente General	Gerente	Jefe	Ejecutivo	Profesional	Técnico	Auxiliar	TOTAL
Gerencia General	1	1	2	1	1	3	4	13
Gerencia	1						1	2
Asuntos Corporativos		1	1	1	1	1	2	7
Auditoría Interna			1			1		2
Coordinación de Riesgos y Cumplimientos					0	1	1	2
Gerencia Administrativa y Financiera		1	1	3	7	6	7	25
Gerencia		1					1	2
Contabilidad				1	1			2
Facturación y Cartera				1	3	2	3	9
Logística				1	1	3	3	8
Seguridad					1			1
Talento Humano			1		1	1		3
Gerencia de Operaciones		1	2	3	5	47	3	61
Gerencia Técnica		1					1	2

Área	Gerente General	Gerente	Jefe	Ejecutivo	Profesional	Técnico	Auxiliar	TOTAL
Jefatura de Distritos			1	1		30	1	33
Jefatura de HSEQ				1	1			2
Jefatura de O+M			1	1	4	17	1	24
Gerencia Comercial		1	2	2	4	3	7	19
Gerencia Comercial		1						1
Grandes Clientes			1	1	1	2	0	5
Residenciales y Comerciales			1	1	3	1	7	13
Total Estructura Central	1	4	7	9	17	59	21	118

Elaboración propia.

Para la estimación de la remuneración anual por cargo se tomaron en cuenta las remuneraciones de la encuesta PWC Perú al año 2024. La información recogida de la fuente PWC ha sido focalizada tomando en cuenta empresas del Subsector Electricidad (P50), con ingresos anuales hasta los USD 30 millones y un volumen de personal de entre 100 y 500 trabajadores.

6.4.2 Costos de operación y mantenimiento

Comprende la valorización de las actividades directas para la operatividad de la empresa modelo y aquellas destinadas al mantenimiento de los activos de la concesión. Los costos que se incluyen en este rubro son los siguientes:

- Costos de operación y mantenimiento de la infraestructura utilizada para el servicio de distribución. Esta estimación se realiza sobre la base del Programa de Mantenimiento del Concesionario, teniendo en consideración la periodicidad de las actividades, costos eficientes de mercado y los elementos típicos de la red de distribución.
- Costos de inspección, supervisión y habilitación para clientes con consumo menor a los 300 m3/mes.
- Costos de revisión quinquenal de instalaciones internas y mantenimiento de Acometidas para clientes con consumo menor a los 300 m3/mes.
- Costo de odorización del gas natural distribuido.
- Costo de mantenimiento de los sistemas informáticos (software y hardware).
- Costos del personal de la estructura central de la empresa modelo, asociado a las actividades de operación y mantenimiento (incluidos beneficios sociales).
- Gastos no personales, que corresponde a los costos indirectos asociados al personal de operación y mantenimiento.

El resumen de los costos de operación y mantenimiento de la empresa modelo eficiente se presenta en el cuadro siguiente:

Cuadro N° 13
Costos de operación y mantenimiento (USD)

Año	2025	2026	2027	2028
Operación y Mantenimiento	2 925 742	3 056 605	3 134 845	3 201 011
Costos de Operación	96 952	101 463	102 352	103 238
Costos de Mantenimiento	1 598 916	1 685 485	1 724 285	1 763 042
Odorización	16 669	22 515	23 503	24 848
Supervisión Directa	1 213 205	1 247 141	1 284 705	1 309 883
Personal	897 570	913 260	946 080	961 771
Gastos Diversos	315 635	333 881	338 625	348 112

Elaboración propia.

6.4.3 Costos de comercialización

Comprende la valorización de las actividades directas de gestión comercial y comercialización de gas natural de la concesión. Los costos que se incluyen en este rubro son los siguientes:

- Costos de los servicios de lectura, procesamiento, impresión, reparto de facturas y gestión de la cobranza.
- Costos del servicio de Atención al Cliente.
- Costos del servicio de *Call Center*.
- Costos del personal de la estructura central de la empresa modelo, asociado a las actividades de comercialización (incluidos beneficios sociales).
- Gastos no personales, que corresponde a los costos indirectos asociados al personal de comercialización.

El resumen de los costos de comercialización de la empresa modelo eficiente se presenta en el cuadro siguiente:

Cuadro N° 14
Costos de comercialización (USD)

Año	2025	2026	2027	2028
Comercialización	2 243 449	2 405 259	2 505 261	2 614 609
Costos de Atención Comercial	315 559	372 580	372 580	372 580
Costos de Facturación	1 292 380	1 384 576	1 471 985	1 559 371
Supervisión Directa	635 510	648 104	660 697	682 658
Personal	529 756	537 277	544 797	552 318
Gastos Diversos	105 754	110 827	115 900	130 340

Elaboración propia.

6.4.4 Costos de administración

Los costos de administración comprenden aquellas actividades de gestión que brindan soporte a las actividades operativas directas de la empresa modelo.

- Costos del personal de la estructura central de la empresa modelo, asociado a las actividades de administración (incluidos beneficios sociales).
- Gastos no personales, que corresponde a los costos indirectos asociados al personal de administración.

El resumen de los costos de comercialización de la empresa modelo eficiente se presenta en el cuadro siguiente:

Cuadro N° 15
Costos de administración (USD)

Año	2025	2026	2027	2028
Administración	1 316 114	1 316 114	1 316 114	1 316 114
Sistemas	313 085	313 085	313 085	313 085
Personal	843 290	843 290	843 290	843 290
Gastos Diversos	159 740	159 740	159 740	159 740

Elaboración propia.

6.4.5 Otros costos de explotación

Adicionalmente, los costos de explotación de la Empresa Modelo Eficiente de distribución de gas natural incluyen los siguientes rubros:

a) Costo Financiero del Gas

Comprende el costo financiero del gas natural por la diferencia de días que existen entre el pago del suministro al productor, el servicio de transporte al transportista y la venta de dicho gas natural a los clientes regulados de la concesión.

El proceso de pago de la compra de gas y servicio de transporte se encuentra dentro del proceso del ciclo comercial en la cual la empresa desde el punto de vista del sector es la que asegura la cadena de pago de todo el servicio, por un lado realiza la facturación y cobranza por el servicio y por otro lado efectúa el pago a los proveedores del gas y de transporte, estas operaciones se realizan en forma diaria y cíclica, es decir, con ingresos frecuentes de dinero y pagos cíclicos del *upstream*. Esta operación no requiere de ningún financiamiento de largo plazo ya que se paga directamente con el flujo de dinero de las operaciones diarias. Por ello, resulta razonable el reconocimiento del 3% de costo financiero ya que esta cubre el costo financiero por la diferencia de los días estimados en 15 días, entre el pago a los proveedores y la cobranza de los usuarios.

b) Pérdidas físicas

Las pérdidas físicas que se estiman en un 0,37% anual de los costos pagados por suministro y transporte. Este factor corresponde a parámetros reconocidos en procesos regulatorios previos.

c) Aporte a los organismos reguladores

Estos aportes se estiman en 1% anual de los montos facturados por el Concesionario.

Cuadro N° 16
Otros costos (USD)

Año	2025	2026	2027	2028
Otros	471 297	636 599	664 522	702 560
Costo Financiero del GN	37 796	51 053	53 292	56 343
Pérdidas	113 430	153 215	159 935	169 090
Alícuota OSINERGMIN	320 070	432 331	451 295	477 127

Elaboración propia.

6.4.6 Costos Totales de Explotación (OPEX)

Los costos de explotación totales resultan de la adición de los costos de Distribución, Comercialización, Administración y otros costos adicionales; los cuales han sido calculados aplicando el criterio de empresa modelo eficiente.

A continuación, en el Cuadro N° 17 se presenta un resumen de los costos de explotación considerados para la empresa modelo eficiente de distribución de gas natural por redes.

Cuadro N° 17
Costos de Explotación de la Empresa Modelo (USD)

Costos de Explotación (USD)	2025	2026	2027	2028
Operación y Mantenimiento	2 925 742	3 056 605	3 134 845	3 201 011
Comercialización	2 243 449	2 405 259	2 505 261	2 614 609
Administración	1 316 114	1 316 114	1 316 114	1 316 114
Otros	471 297	636 599	664 522	702 560
TOTAL	6 956 602	7 414 578	7 620 743	7 834 294

Elaboración propia.

6.5 Resultado de la Tarifa Media de Distribución por Ductos

El resultado de la Tarifa Media, es calculada en base a los costos de inversión y los costos de explotación para los 4 años del periodo regulatorio y asciende a 146,87 USD/mil m³, correspondientes al periodo regulatorio de 4 años. Dicha tarifa corresponde a un Costo de Servicio Ajustado actualizado de USD 83,35 millones y a una Demanda actualizada de 567,53 millones m³. En el Cuadro N° 18 se muestra el cálculo de la Tarifa Media.

Cuadro N° 18
Cálculo de la Tarifa Media de Distribución por Red de Ductos

Ítem	Unidad	Valor
Costos de Inversión (CAPEX)	Miles USD	70 131,99
Costos de Explotación (OPEX)	Miles USD	23 838,47
Costo de Servicio	Miles USD	93 970,46
Ajuste por Derecho de Conexión	Miles USD	-10 614,36
Costo de Servicio Ajustado	Miles USD	83 356,10
Demanda	Miles m ³	567 535,87
TARIFA MEDIA	USD/Mil m³	146,87

6.6 Tarifa media por Categorías y Márgenes de Comercialización y Distribución por red de ductos

Las tarifas medias por categoría tarifaria que resulta de la aplicación de lo descrito en las secciones previas se presentan en el Cuadro N° 19.

Cuadro N° 19
Tarifas Medias de Distribución por res de ductos por Categoría Tarifaria

Categorías Tarifarias	Consumo Promedio Mensual (m ³ /Cliente)	Tarifa Media (USD/Mil m ³)
Categorías Volumétricas		
A1	13,6	303,2
A2	168,6	256,4
B	489,9	246,6
C	1 999,5	237,9
D	18 284,7	225,3
E	72 175,9	218,0
F	186 824,6	213,2
G	1 061 916,0	204,8
Categorías Especiales		
IP(*)	25,0	231,1
GNV	119 305,6	215,4
PESCA	147 941,9	214,3
GE	100 096,9	166,0

(*) Tarifa asignada basada en la categoría D

Finalmente, se determinan los márgenes de comercialización y distribución del Pliego Tarifario del sistema de distribución por red de ductos. Estos márgenes están conformados por los cargos fijos y variables, conforme se presentan en Cuadro N° 20.

Cuadro N° 20
Márgenes de Distribución por red de ductos propuestas para la Concesión Norte
del Periodo 2025-2028

Categoría Tarifaria	Rango de Consumo Sm3/Cliente-mes	Margen de Comercialización		Margen de Distribución por Ductos (MDD) USD/Mil Sm³
		Fijo USD/mes	Capacidad USD/(Sm³/d)-mes	
Categorías Volumétricas				
A1	0 m³ - 100 m³	0,54		175,66
A2	101 m³ - 300 m3	1,69		158,96
B	301 m³ - 1 000 m3	3,26		152,42
C	1 001 m³ - 5 000 m3	12,57		144,11
D	5 001 m³ - 38 000 m3		0,1753	132,07
E	38 001 m³ - 143 000 m3		0,1659	125,03
F	143 001 m³ - 280 000 m3		0,1598	120,45
G	280 001 m3 - a más		0,1491	112,39
Categorías Especiales				
IP	Instituciones Públicas	0,29		132,07
GNV	Estaciones GNV		0,1627	122,57
Pesca	Consumidores estacionales			126,85
GE	Generación Eléctrica		0.0998	75.24

Nota: Se debe señalar que el pliego tarifario solo corresponde a los márgenes de comercialización y distribución por el sistema de distribución por red de ductos.

El pliego tarifario antes presentado será utilizado para determinar el pliego por categorías por el servicio de distribución de gas natural en la Concesión Norte, el cual se desarrolla en el numeral 8 del presente informe.

7 Margen de Distribución GNL

En esta sección se determina el Margen de Distribución GNL que está conformado por dos componentes. El primero corresponde a la tarifa de transporte de GNL por camiones desde la planta de licuefacción de Pampa Melchorita hasta las Estaciones de Distrito, la cual se denomina *Tarifa Media de Transporte Virtual*. El segundo componente corresponde a la tarifa por las actividades de recepción, almacenamiento y regasificación del GNL transportado; estas actividades se desarrollan en las Estaciones de Distrito y se denomina *Tarifa Media de Regasificación*.

Como se ha explicado en el numeral 4.2, la aplicación del Margen de Distribución GNL estará condicionado a que el suministro de la Concesión se realice mediante dicha tecnología; en caso el suministro a la Concesión Norte se realice mediante un gasoducto de transporte, se deberá evaluar la pertinencia del uso de la tecnología GNL a efectos de un reconocimiento eficiente de las inversiones.

7.1 Tarifa Media de Transporte Virtual

Para la determinación de la Tarifa Media de Transporte Virtual considerando el reconocimiento de costos eficientes, se tiene en cuenta la metodología desarrollada en el Informe *"Actualización de los Valores de la Tabla de Referencia para la aplicación del sistema de pago de Obligaciones Tributarias en el Servicio de Transporte de Bienes realizados por vía Terrestre, aprobado por Decreto Supremo No 033- 2006-MTC"*.

Dicha metodología se basa en un análisis de los costos de inversión y operación necesarios para realizar el transporte de GNL por camiones, y calcula de manera unitaria (por camión y por volumen de gas) la tarifa para dicha actividad.

Los principales parámetros del cálculo de la Tarifa Media de Transporte Virtual se describen a continuación:

- El valor de la inversión del vehículo (tracto) se estima en USD 137 500 y del remolque (tráiler) se estima en USD 243 000. Para este último se considera una capacidad de tanque GNL bruta de 60 m³ y una capacidad útil de GNL de 48,6 m³. El tiempo de vida de los camiones es de 10 años y para el remolque de 30 años.
- En lo que respecta a los parámetros logísticos: se determina una distancia ponderada de 805 km, desde Pampa Melchorita hasta el punto de entrega del GNL;

un tiempo de viaje redondo de 1,2 días y un requerimiento de adquisición de 14 camiones de GNL para un volumen de demanda de GNL de 524 m³/día.

- En lo que respecta a los costos de operación y mantenimiento, se estiman los costos por los peajes, el combustible (gas natural), los lubricantes y filtros, las llantas y por el mantenimiento programado de los camiones.
- En lo que respecta a los costos administrativos, se estiman los costos por los seguros, el personal de conducción y los gastos asociados generales a la gestión administrativa.

A partir de los criterios señalados, la Tarifa Media de Transporte Virtual resulta 53,25 USD/Miles m³, y el correspondiente detalle de su cálculo se presenta en el Anexo N° 3 del Informe del Consultor (Anexo N° 3 del presente informe). En el cuadro a continuación se presenta un resumen de los principales resultados:

Cuadro N° 21
Tarifa Media de Transporte Virtual

Concepto	Costo fijo (USD/mes)	Costo Variable (USD/km)
Remuneraciones de tripulación	1 305,14	
Depreciación	1 365,83	
Gastos financieros	880,50	
Combustibles		0,1582
Lubricantes y filtros		0,0184
Llantas		0,1034
Repuestos y reparaciones		0,0258
Seguro vehicular	1 383,15	
Administración y Gastos generales	1 500,14	
Peaje		0,1988
Pago a inversionistas	1 627,28	
Sub-Totales	8 062,03	0,5045
Costo Variable de Transporte USD/km		0,777
Tarifa Media de Transporte Virtual (USD/mil m³)		53,25

7.2 Tarifa Media de Regasificación

Las Estaciones de Distrito que actualmente están instaladas en la Concesión Norte cuentan con el sistema de recepción, almacenamiento y regasificación de GNL, definido como Estaciones de Regasificación (ER), el cual permite que se abastezca dicha Concesión, mediante el Transporte Virtual de GNL.

Las mencionadas Estaciones de Regasificación constan de los siguientes componentes principales:

- Terrenos y obras civiles generales
- Instalaciones de almacenamiento y regasificación
- Otras instalaciones (seguridad, control, Instalaciones eléctricas, mecánicas y grupo electrógeno).

Actualmente, las mencionadas estaciones de Regasificación forman parte de la Concesión Norte, dado que se considera un Bien de la Concesión necesario para brindar el servicio de distribución de gas natural en dicha concesión. Sin embargo, considerando que la presente regulación tarifaria corresponde a la primera regulación a cargo de Osinergmin, resulta necesario separar los costos de la regasificación del Sistema de Distribución por Red de Ductos, considerando que dichas Estaciones podrían ser reemplazadas total o parcialmente al llegar algún gasoducto en la Concesión Norte. A continuación, se presenta los aspectos considerados de los costos Inversión y de explotación que determina el costo de la regasificación. El detalle de los cálculos se presenta en el Anexo N° 2 del Informe del Consultor (Anexo N° 3 del presente informe).

7.2.1 Valorización de las Inversiones

La valorización de las inversiones ha seguido la metodología y criterios similares a los usados en el cálculo de la valorización del sistema de distribución, es decir, verificando que la infraestructura existente y proyectada cuente con lo mínimo necesario para una operación eficiente y que a su vez esté acorde a las necesarias de la demanda de las localidades contenidas en la Concesión.

7.2.1.1 Costos Unitarios

Para la valorización de las instalaciones se ha realizado una valorización en base a ratios. Dichos costos corresponden a costos eficientes de mercado. Los resultados se presentan en el Anexo N° 1, los cuales están soportados por lo modelos en formato MS-Excel.

7.2.1.2 Metrados y valorización

El metrado existente considera las instalaciones ejecutadas hasta el 31 de enero del 2024, asimismo el metrado de las instalaciones proyectadas se consideran a partir del 01 de febrero del 2024 hasta diciembre de 2029.

a) Estaciones Ejecutadas Reconocidas

Los metrados y valorización de las estaciones ejecutadas reconocidas hasta el 31 de enero del 2024, se presentan en el siguiente Cuadro N° 19.

Cuadro N° 22
Metrado y valorización de las Estaciones de Regasificación ejecutadas

Grupo	SubGrupo	Unidad	Existente									Total
			2017	2018	2019	2020	2021	2021	2022	2023	2024*	
Estaciones	ER	Unidad	7	-	-	-	1	-	-	-	-	8
		USD	19 400 545	-	-	-	5 501 194	-	-	-	-	24 901 739

(*): Considera información hasta el 31 de enero de 2024.

b) Estaciones Proyectadas

Las Estaciones de Regasificación proyectadas corresponden a los metrados dentro del periodo del 1 de febrero del 2024 a 31 de diciembre del 2029. En dicha proyección se incluyen dos estaciones, una en Chimbote para la atención de la nueva demanda industrial; y otra en Malabrigo. Los resultados de los metrados y valorización de ambos escenarios se muestran a continuación:

Cuadro N° 23

Metrado y valorización de las estaciones de regasificación proyectadas

Grupo	SubGrupo	Unidad	Proyectadas						Total
			2024*	2025	2026	2027	2028	2029	
Estaciones	ER	Unidad	-	1	1	-	-	-	2
		MMUSD	-	15 023 457	2 522 957	-	-	-	17 546 413

(*): Corresponden desde el 01 de febrero de 2024 al 30 de diciembre de 2024.

7.2.2 Anualidad de la Inversión de la infraestructura reconocida de las Estaciones de Regasificación

En el cálculo de la Tarifa Media de Regasificación se incluye la anualidad de las inversiones acumuladas, considerando una tasa de descuento del 12%¹¹ y un periodo de recuperación de 30¹² años. El resultado de los cálculos se presenta en el siguiente cuadro:

Cuadro N° 24

Anualidad de la Inversión (USD)

Grupo	SubGrupo	Año 1	Año 2	Año 3	Año 4	Total
Estaciones	ER	4 956 473	5 269 683	5 269 683	5 269 683	20 765 524

Cuadro N° 25

Anualidad de la Inversión (USD) actualizada

Grupo	SubGrupo	Año 1	Año 2	Año 3	Año 4	Total
Estaciones	ER	4 425 423	4 200 959	3 750 857	3 348 979	15 726 218

7.2.3 Costos de Explotación de las Estaciones de Regasificación

El costo de explotación de las Estaciones de Regasificación considera el costo de la seguridad y seguros de las instalaciones, el costo del personal que las opera y mantiene, y los gastos de naturaleza no personal (bienes y servicios) asociados. Este monto se determina como un 3% del valor de la inversión, adicionalmente se agrega el costo del software requerido para el sistema *fire&gas*.

¹¹ Art. 115 Reglamento de Distribución

¹² Art. 109 Reglamento de Distribución

Cuadro N° 26
Costos de Operación y Mantenimiento de las Estaciones de
Regasificación actualizada (USD)

Grupo	SubGrupo	Año 1	Año 2	Año 3	Año 4	Total
Estaciones	ER	761 654	1 049 909	1 000 724	893 503	3 705 790

7.2.4 Resultado del cálculo de la Tarifa Media de Regasificación

La Tarifa Media de Regasificación es calculada en base a los costos de inversión y los costos de explotación para los 4 años del periodo regulatorio. En el cuadro siguiente se muestra el cálculo de la citada tarifa:

Cuadro N° 27
Cálculo de la Tarifa Media de Regasificación

Ítem	Unidad	Base
CAPEX	Miles USD	15 726,22
OPEX	Miles USD	3 705,79
COSTO TOTAL	Miles USD	19 432,01
DEMANDA	Mil m ³	567 535,87
TARIFA MEDIA	USD/Mil m³	34,24

7.3 Margen de Distribución GNL

Finalmente, se determina el Margen de Distribución GNL que integra la Tarifa Media de Transporte y la Tarifa Media de Regasificación, conforme se presenta en el Cuadro N° 28. Se debe señalar que, se ha asignado el mencionado margen a todos los usuarios por igual, a efectos de cargar el costo incurrido por ambos aspectos en los consumidores que presentan un mayor consumo.

Cuadro N° 28
Margen de Distribución GNL para la Concesión Norte del Periodo 2025–2028

Categoría Tarifaria	Rango de Consumo	Margen de Distribución GNL	
		Transporte Virtual (MDTV) USD/Mil Sm³	Regasificación (MDR) USD/Mil Sm³
Categorías Volumétricas			
A1	0 m³ – 100 m³	53,2461	34,2393
A2	101 m³ – 300 m³	53,2461	34,2393
B	301 m³ – 1 000 m³	53,2461	34,2393
C	1 001 m³ – 5 000 m³	53,2461	34,2393
D	5 001 m³ – 38 000 m³	53,2461	34,2393
E	38 001 m³ – 143 000 m³	53,2461	34,2393
F	143 001 m³ – 280 000 m³	53,2461	34,2393
G	280 001 m³ – a más	53,2461	34,2393
Categorías Especiales			
IP	Instituciones Públicas	53,2461	34,2393
GNV	Estaciones GNV	53,2461	34,2393
Pesca	Consumidores estacionales	53,2461	34,2393
GE	Generación Eléctrica	53,2461	34,2393

El pliego tarifario antes presentado será utilizado para determinar el pliego por categorías por el servicio de distribución de gas natural en la Concesión Norte, el cual se desarrolla en el numeral 8 del presente informe.

8 Tarifas por el Servicio de Distribución de Gas Natural

8.1 Márgenes de Comercialización y Distribución por el Servicio de Distribución de Gas Natural

Finalmente, se determinan los márgenes de comercialización y distribución del Pliego Tarifario. Estos márgenes están conformados por los cargos fijos y variables, conforme se presentan en el Cuadro N° 29.

Cuadro N° 29
Tarifas de Distribución por el Servicio de Distribución de gas Natural propuestas para la Concesión Norte del Periodo 2025–2028

Categoría	Rango de Consumo Sm³/Cliente-mes	Margen de Comercialización		Margen de Distribución		
		Fijo (MCF) USD/mes	Capacidad (MCC) USD/(Sm³/d)-mes	Margen de Distribución por Ductos (MDD) USD/Mil Sm³	Margen de Distribución GNL Transporte Virtual (MDTV) USD/Mil Sm³	Regasificación (MDR) USD/Mil Sm³
Categorías Volumétricas						
A1	0 m³ – 100 m³	0,54		175,6648	53,2461	34,2393
A2	101 m³ – 300 m³	1,69		158,955	53,2461	34,2393
B	301 m³ – 1 000 m³	3,26		152,4238	53,2461	34,2393
C	1 001 m³ – 5 000 m³	12,57		144,1113	53,2461	34,2393
D	5 001 m³ – 38 000 m³		0,1753	132,0667	53,2461	34,2393
E	38 001 m³ – 143 000 m³		0,1659	125,0265	53,2461	34,2393
F	143 001 m³ – 280 000 m³		0,1598	120,4462	53,2461	34,2393
G	280 001 m³ – a más		0,1491	112,3882	53,2461	34,2393
Categorías Especiales						
IP	Instituciones Públicas	0,29		132,0667	53,2461	34,2393
GNV	Estaciones GNV		0,1627	122,5667	53,2461	34,2393
Pesca	Consumidores estacionales			126,852	53,2461	34,2393
GE	Generación Eléctrica		0,0998	75,2365	53,2461	34,2393

8.2 Factor de ajuste del Equilibrio Tarifario

Este Factor de ajuste permite establecer el equilibrio entre los ingresos proyectados por categoría tarifaria y el costo medio proyectado para el periodo tarifario evaluado. Para determinar el Factor de ajuste del Equilibrio Tarifario y con ello, las tarifas por Categoría Tarifaria se realiza el siguiente procedimiento:

1. Se toma como base las tarifas vigentes de la Concesión, con la finalidad de establecer un equilibrio tarifario preservando el criterio de competitividad frente a los sustitutos que se consideran para cada una de las categorías tarifas vigentes.
2. Se verifica la existencia del equilibrio tarifario entre ingreso medio y costo medio por Categoría Tarifaria.
3. En caso no se obtenga el equilibrio tarifario mencionado en el punto anterior, se determina un factor de ajuste para determinar las nuevas tarifas por categoría de la Concesión, tal como se puede apreciar en los siguientes cuadros.

Cuadro N° 30
Cuadro de Equilibrio Tarifario de la Concesión

Categoría	Demanda actualizada (Miles m³)					Tarifa sin ajuste de equilibrio tarifario (USD/Miles m³)	Ingresos sin ajuste de equilibrio tarifario (USD)
	Año 1	Año 2	Año 3	Año 4	Total		
A1	36 032	34 480	32 851	31 126	134 489	112.86	15 178 140
A2	591	572	548	523	2 235	421.67	942 258
B	601	599	591	577	2 368	421.67	998 534
C	446	403	365	329	1 543	408.85	630 673
D	3 255	2 943	2 669	2 417	11 285	258.54	2 917 578
E	11 274	10 174	9 205	8 324	38 977	258.53	10 076 581
F	2 132	1 883	1 685	1 506	7 206	258.52	1 862 972
G	23 196	21 268	19 529	17 930	81 923	258.50	21 177 344
GNV	9 302	10 857	11 611	11 689	43 459	164.53	7 150 279
Pesca	42 285	71 309	64 939	59 137	237 670	258.75	61 497 689
GE	132	1 386	1 285	3 579	6 382	258.52	1 649 743
TOTAL INGRESO SIN AJUSTE TARIFARIO							124 081 789
COSTO TOTAL (USD)							102 787 697
FACTOR DE AJUSTE QUE EQUILIBRA LOS INGRESOS							0,828386648

Nota: se debe señalar que la comparación se efectúa con base en el costo del sistema de distribución por ductos e incluye la regasificación.

8.3 Impacto en los precios finales a los usuarios

8.3.1 Precio del GNL

El precio de GNL de la Concesión Norte se establece en el Contrato de Suministro de Gas Natural Licuado (suscrito con REPSOL GNL PERÚ SAC, ahora SHELL GNL PERU SAC), y corresponde al precio ex planta Melchorita y está conformado por el Precio de Gas

Natural para Regiones del Lote 88, la Tarifa de Transporte de TGP y el Margen de Licuefacción

Para efectos de la presente evaluación se considera el Precio GNL actualizado el mes de octubre 2024, que asciende a 0,20937 USD/m³ para Consumidores Residenciales y 0,22703 USD/m³ para Otros Consumidores.

8.3.2 Tarifas por el Servicio de Distribución

Las Tarifas del Servicio de Distribución por Categoría Tarifaria, que incluye la Tarifa de distribución por ductos y la tarifa de distribución GNL, que se consideran para fines de la evaluación de la competitividad, se presenta a continuación:

Cuadro N° 31
Tarifas de Distribución por Categoría Tarifaria

Categorías Tarifarias	Tarifas del servicio de Distribución (USD/Mil m ³)
Categorías Volumétricas	
A1	303,15
A2	256,44
B	246,56
C	237,88
D	225,31
E	217,97
F	213,19
G	204,78
Categorías Especiales	
IP	231,08
GNV	215,40
Pesca	214,34
GE	166,00

8.3.3 Precio Final de Gas Natural a nivel de cliente final

El precio final de gas natural a nivel de cliente final, conforme al principio tarifario de aditividad, resulta de la suma del precio de GNL y las tarifas del servicio de distribución (que incluye la regasificación y el transporte virtual).

Los resultados del precio final de gas natural a nivel de cliente final se presentan a continuación en el Cuadro N° 32. Asimismo, se presentan las variaciones de dichos precios respecto de los precios aplicables en la actualidad a efectos de cuantificar el impacto por categoría. En el cuadro siguiente se presenta las comparaciones.

Cuadro N° 32
Impacto en los precios finales a los usuarios

Categoría Tarifaria	Precio Final Propuesto USD/MMBTU	Precio Final Vigente* USD/MMBTU	Variación %
Categorías Volumétricas			

Categoría Tarifaria	Precio Final Propuesto USD/MMBTU	Precio Final Vigente* USD/MMBTU	Variación %
A1	13.5	13,1	2.8%
A2	12.2	21,3	-42.6%
B	12.4	21,8	-42.9%
C	12.2	21,4	-43.0%
D	11.9	17,4	-31.9%
E	11.7	17,4	-33.0%
F	11.6	16,6	-30.2%
G	11.3	15,7	-28.0%
Categorías Especiales			
IP	12.0	21,8	-44.8%
GNV	11.6	14,9	-22.3%
Pesca	11.6	17,4	-33.6%
GE	10.3	17,4	-40.8%

*Tarifas vigentes a octubre de 2024.

8.3.4 Evaluación de la competitividad de las tarifas

La evaluación de la competitividad de las tarifas finales de la Concesión Norte, como bien lo reconoce el Concesionario, no solo depende de las Tarifas del Servicio de Distribución fijadas por Osinergmin, sino también del precio del suministro de GNL, cuyo precio no es regulado por Osinergmin por estar vigente el Contrato de Suministro de GNL.

En tal sentido, la competitividad de las tarifas finales de gas natural es una problemática que no puede ser resuelta exclusivamente por el Regulador desde su ámbito de competencia. Las condiciones particulares de la Concesión Norte, (abastecimiento a partir de GNL suministrado desde Melchorita), requieren de la intervención del Minem, en su calidad de ente rector, político y normativo del sector hidrocarburos. Por tanto, corresponde que los resultados de la evaluación de competitividad de las tarifas serán puestos en conocimiento del Minem, para los fines pertinentes.

Sin perjuicio de lo señalado, en cumplimiento del marco normativo y contractual, Osinergmin debe evaluar la competitividad de las tarifas. Para ello, se debe comparar el precio final de gas natural respecto del combustible sustituto por cada Categoría Tarifaria, procurando obtener competitividad de la tarifa final del gas natural.

Sobre la base de las consideraciones expuestas, los resultados de la evaluación de la competitividad de las tarifas propuestas se muestran en los cuadros siguientes:

Cuadro N° 33
Competitividad del Precio Final de Gas Natural

					Propuesta Osinergmin		
Categoría Tarifaria	Sustituto		Precio Final	Porcentaje de Ahorro Vigente Tarifa Final	Precio Final	Porcentaje de Ahorro	Variación
	Combustible	USD/MMBTU	USD/MMBTU	%	USD/MMBTU	%	%
Categorías Volumétricas							
A1	GLP-10kg	23.02	13.09	43.1%	13.40	41.8%	1.3%
A2	GLP-45kg	21.46	21.30	0.8%	12.18	43.3%	-42.5%

Categoría Tarifaria	Sustituto		Precio Final	Porcentaje de Ahorro Vigente Tarifa Final	Propuesta Osinergmin		
					Precio Final	Porcentaje de Ahorro	Variación
	Combustible	USD/MMBTU	USD/MMBTU	%	USD/MMBTU	%	%
B	GLP-G	19.86	21.77	-9.6%	12.38	37.7%	-47.3%
C	GLP-G	19.86	21.43	-7.9%	12.15	38.8%	-46.7%
D	GLP-G	19.86	17.43	12.2%	11.82	40.5%	-28.3%
E	GLP-G	19.86	17.43	12.2%	11.63	41.5%	-29.2%
F	GLP-G	19.86	16.56	16.6%	11.50	42.1%	-25.5%
G	PI-500	21.58	15.75	27.0%	11.28	47.7%	-20.7%
Categorías Especiales							
IP	GLP-G	19.86	21.77	-9.6%	11.97	39.7%	-49.3%
GNV	GLP Vehic.	12.39	14.94	-20.5%	11.56	6.7%	-27.2%
Pesca	PI-6	21.61	17.44	19.3%	11.53	46.6%	-27.3%
GE	D2	27.00	17.43	35.4%	10.26	62.0%	-26.6%

8.3.5 Ingresos estimados con las tarifas de distribución propuestas

Con las tarifas propuestas se calculó los ingresos que tendría el concesionario y se comparó con las tarifas vigentes. A continuación, se presentan los resultados.

Cuadro N° 34
Estimación de los Ingresos actualizados del periodo tarifario

Categoría Tarifaria	Consumo m³/mes	Ingresos actualizados (Millones USD)		Variación de Ingresos respecto a la Tarifa Vigente
		Propuesta Tarifaria	A Tarifa Vigente	
Categorías Volumétricas				
A1	13.6	33,61	15,18	121.4%
A2	168.6	0,45	0,94	-51.8%
B	489.9	0,46	1,00	-54.2%
C	1 999.5	0,28	0,63	-54.8%
D	18 284.7	1,94	2,92	-33.4%
E	72 175.9	6,42	10,08	-36.3%
F	186 824.6	1,15	1,86	-38.1%
G	1 061 916.0	12,41	21,18	-41.4%
Categorías Especiales				
IP ⁽¹⁾	25.0	0.00	0	0.0%
GNV	119 305.6	7.05	7.15	-1.4%
PESCA	140 005.3	38.29	61.50	-37.7%
GE ⁽²⁾	100 096.9	0.72	1.65	-56.4%
TOTAL		102.79	124,08	-17,16%

Nota: Se utilizó la demanda que indica cada caso. Para el cálculo de la tarifa vigente se usó la demanda propuesta por Osinergmin.

(1) No se registró demanda en la proyección.

(2) Se ha asumido igual a la categoría F por el nivel de consumo.

8.4 Mecanismo de Promoción

Respecto al Mecanismo de Promoción se debe señalar que, de la verificación de la competitividad del precio final del gas natural en las categorías tarifarias señaladas en el numeral 8.3.4, se observa que no todas presentan ahorros igual o por encima del 20% respecto al combustible sustituto. Por tanto, en concordancia con el criterio previsto en el

literal a) del artículo 112a del Reglamento de Distribución¹³, se concluye que no procede la aprobación del plan de conexiones residenciales a beneficiarse con los gastos de promoción (en adelante “Plan de Promoción”).

La decisión adoptada en modo alguno avala la posición del Concesionario consistente en que la presentación de un Plan de Promoción es potestativa. Por el contrario, Osinergmin se ratifica en que la presentación y aprobación de un Plan de Promoción es obligatoria, en tanto no reste competitividad a las tarifas.

¹³ “Artículo 112a.- Del Mecanismo de Promoción

(...)”

a. El costo de promoción no afecte la competitividad en el uso del gas natural por parte de los clientes no residenciales. (...)”

9 Cargos Tarifarios Complementarios

Los Cargos Tarifarios Complementarios representan los cargos adicionales a las tarifas de distribución que deben también ser regulados por el Osinergmin. Los cargos que se presentan como propuesta para el presente proceso regulatorio son los siguientes:

- Inspección, Supervisión y Habilitación de las Instalaciones Internas para Consumidores Mayores a 300 m³/mes.
- Corte y Reconexión.
- Topes máximos de Acometida para consumidores con consumos menores o iguales a 300 m³/mes.
- Derecho de Conexión y Factor K.

El detalle de la determinación de dichos cargos se desarrolla en el Informe N° 785-2024-GRT, sin embargo, resulta pertinente indicar que para la elaboración de los cargos mencionados se tuvo en cuenta la determinación y valorización de las actividades involucradas, la mano de obra, los equipos y recursos que se requieren de manera eficiente para su ejecución.

Asimismo, los criterios seguidos son aquellos establecidos en los capítulos IV, V y VI de la Norma Estudios Tarifarios, los cuales están dirigidos principalmente a determinar los componentes que incluyen dichos cargos y al diseño de las fórmulas de actualización para cada caso.

Los resultados obtenidos para los Cargos Tarifarios Complementarios se presentan en las siguientes secciones:

9.1 Cargos por Inspección, Supervisión y Habilitación de la Instalación Interna para Consumidores Mayores a 300 m³/mes

Para el caso de los presentes cargos, en virtud de los criterios de eficiencia, se ha visto por conveniente la diferenciación de los cargos de ISH en 2: i) para clientes comerciales; y ii) para clientes industriales y GNV.

Es importante indicar que, desde el punto de vista normativo, el Procedimiento de Estudios Tarifarios establece¹⁴ pautas para la determinación de dichos cargos, sin embargo, este no precisa que deba aplicarse un único cargo por ISH para todos los consumidores mayores a 300 m³/mes. En ese sentido, se realiza la propuesta focalizada de los referidos cargos, obteniéndose lo siguiente:

Cuadro N° 35
Propuesta de cargos por Inspección, Supervisión y Habilitación de la Instalación
Interna para Consumidores Mayores a 300 m³/mes

Cargo	Clientes Comerciales USD	Clientes Industriales y GNV USD
Inspección	28,95	38,90
Supervisión	49,49	109,13
Habilitación	56,44	211,47
Total	134,88	359,50

Nota. La calificación de las Instalaciones Internas de los clientes, como Comerciales, Industriales o GNV, se hará conforme a lo establecido en las Normas Técnicas NTP 111.011; NTP 111.010 y NTP 111.019

9.2 Cargos por Corte y Reconexión

Para los cargos de corte y reconexión, estos se determinan sobre la base de un análisis de tiempos y movimientos para la ejecución de las actividades asociadas a dichos cargos. Los resultados obtenidos se resumen a continuación:

Cuadro N° 36
Propuesta de Cargos por Corte

Tipo	Descripción	Categoría	USD
I	Cierre del servicio	A1, A2, B e IP	2,92
		C y D	2,92
		E, F y G	63,65
		GNV y PESCA	63,65
II	Retiro de los componentes de la acometida	A1, A2, B e IP	5,57
		C y D	5,57
		E, F y G	88,01
		GNV y PESCA	88,01
III	Corte del servicio	A1, A2, B e IP	114,55
		C y D	117,28
		E, F y G (polietileno)	142,22
		GNV y PESCA (polietileno)	142,22

¹⁴ Capítulo Sexto: Otros Cargos Regulados.

Cuadro N° 37
Propuesta de Cargos por Reconexión

Tipo	Descripción	Categoría	USD
I	Reconexión por cierre del servicio	A1, A2, B e IP	3,88
		C y D	3,88
		E, F y G	47,94
		GNV y PESCA	47,94
II	Reconexión de los componentes de la acometida	A1, A2, B e IP	11,57
		C y D	11,57
		E, F y G	
		GNV y PESCA	
III	Reconexión por corte del servicio	A1, A2, B e IP	125,29
		C y D	125,29
		E, F y G (Polietileno)	160,81
		GNV y PESCA (Polietileno)	160,81

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

Para el caso de los Topes máximos de Acometida se ha verificado la información de los costos de los componentes a través de las publicaciones de importaciones; en lo que respecta a los costos de instalación, estos fueron determinados sobre la base de la revisión y el análisis de la consistencia de las actividades y rendimientos involucrados en cada tipo de cargo.

Cuadro N° 38
Topes máximos de Acometida para consumidores con consumos menores o iguales a 300 m³/mes

Tipo de Medidor	Tope Máximo de Acometida en gabinete de uso individual o compartido (USD/Acometida)			
	Uso Individual	Uso Compartido		
		Doble	Triple	Cuádruple
G1.6 (2,5 Sm³/h)	66,05	60,77	51,57	47,04
G4 (6 Sm³/h)	78,93	73,04	63,64	59,01
G6 (10 Sm³/h)	103,16			

9.4 Derecho de Conexión y Factor K

En el caso de los cargos por Derecho de Conexión y los Factores K, a continuación, se presentan los resultados obtenidos.

Cuadro N° 39
Propuesta de Cargos por Derechos de Conexión y Factores K

Categoría	Derecho de Conexión [USD/m³-día]	Factor K
A1	62,37	9
A2	62,37	3
B	7,64	3
C	7,83	3
D	3,21	6
E	2,11	6
F	1,09	6
G	1,09	6
Categorías Especiales		
IP	7,64	3
GNV	5,89	4
Pesca	1,90	6
GE	2,34	6

Nota: Para las categorías A1, A2 e IP se considera los consumos promedio mensuales de 0,4757 m³/d.

10 Factores de Actualización y Procedimiento de Ajuste

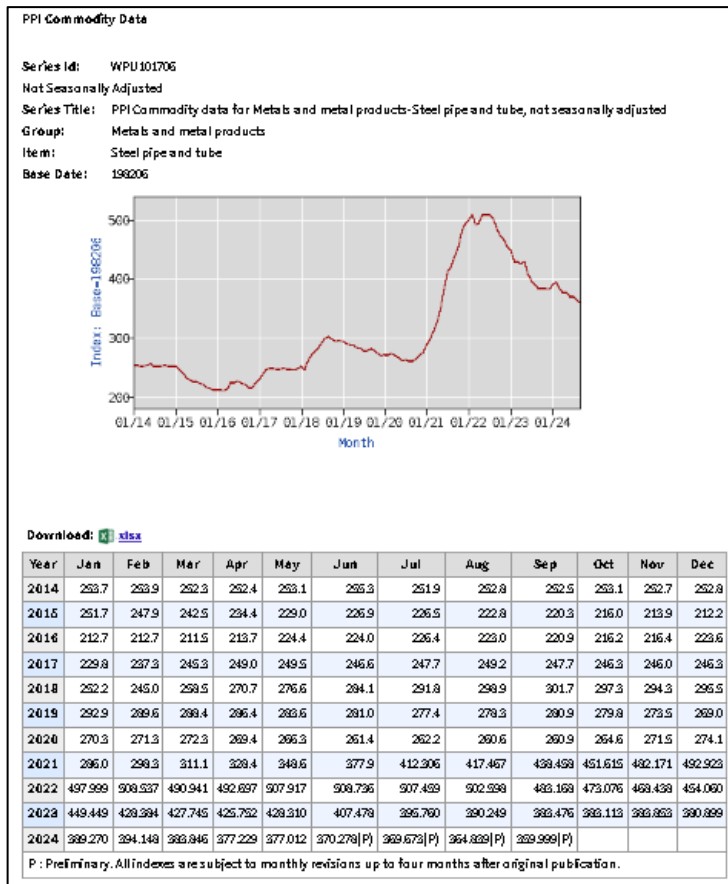
La fórmula de actualización se ha determinado en función de la participación de cada componente que componen la tarifa de distribución o cada cargo complementario que aprueba Osinergmin, de tal forma que la actualización refleje la variación de mercado del valor de la mencionada tarifa o cargo.

La determinación del valor del Factor de Actualización de Costos Unitarios (FA), se efectuará de acuerdo a lo siguiente:

$$FA = a \times \frac{PPI_a}{PPI_0} + b \times \frac{IAC_a}{IAC_0} + c \times \frac{IPE_a}{IPE_0} + d \times \frac{IPM_a}{IPM_0}$$

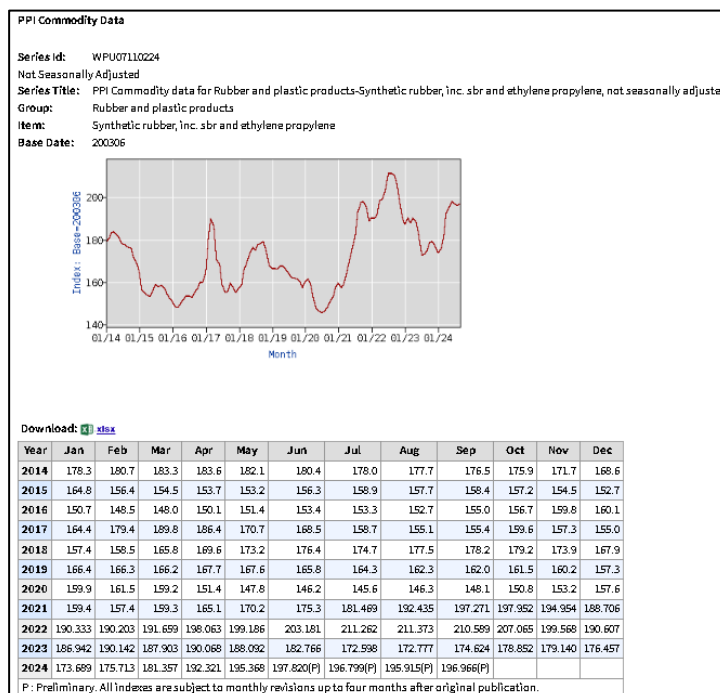
Donde:

- FA : Factor de Actualización de Costos Unitarios.
- a : Coeficiente de participación de la inversión existente.
- b : Coeficiente de participación del acero en la ampliación.
- c : Coeficiente de participación del polietileno en la ampliación.
- d : Coeficiente de participación de bienes y servicios nacionales en la ampliación.
- IAC_a : Índice de Acero equivalente al WPU101706 publicado por el "U.S. Department of Labor Bureau of Labor Statistics" y disponible su página web: www.bls.gov.
- IAC₀ : Índice de Acero correspondiente al mes de marzo de 2024, estableciéndose su valor base igual a 383,846.



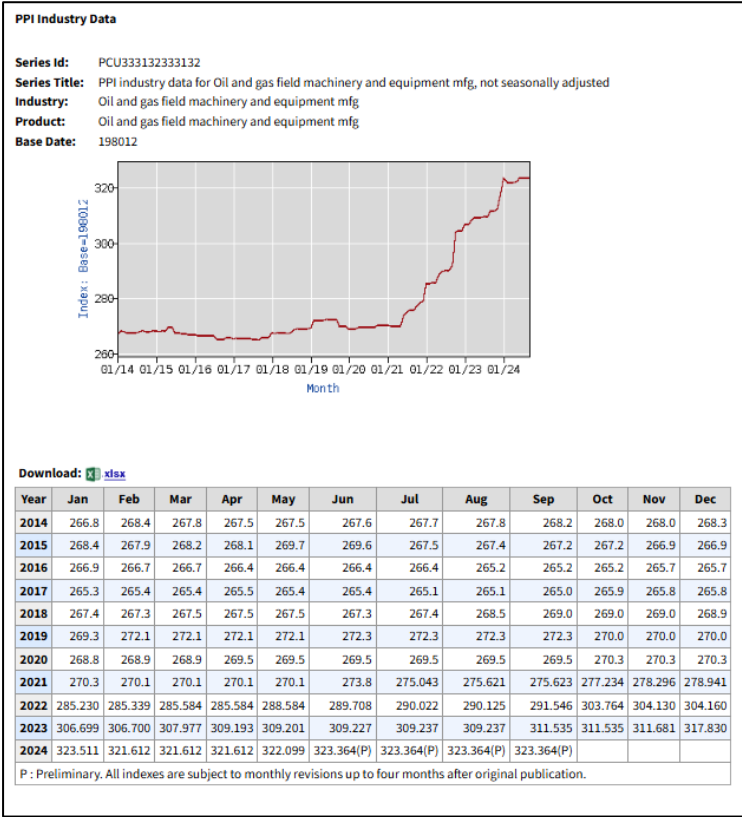
IPE_d : Índice de Polietileno equivalente al WPU07110224 publicado por el “U.S. Department of Labor Bureau of Labor Statistics” y disponible su página web: www.bls.gov.

IPE₀ : Índice de Polietileno correspondiente al mes de marzo de 2024 estableciéndose su valor base igual 181,357.



PPI_a : Índice PPI equivalente al PCU333132333132 (Industry data for Oil and gas field machinery and equipment mfg, not seasonally adjusted) publicado por el “U.S. Department of Labor Bureau of Labor Statistics” y disponible su página web: www.bls.gov. Se aplicará cada año y será el vigente al mes de marzo.

PPI₀ : Valor Base a marzo de 2024 igual a 321.612.



IPM_a : Índice de Precios al Por Mayor publicado por el Instituto Nacional de Estadística e Informática (INEI). Se utilizará el valor del mes de la última publicación oficial disponible al día 28 del mes anterior a aquel en que las tarifas resultantes sean aplicadas.

IPM₀ : Valor Base a marzo de 2024 igual a 131,760080.

Año	Mes	Índice
2024	Enero	131,877703
	Febrero	132,308899
	Marzo	131,760080
	Abril	131,583653
	Mayo	131,306379
	Junio	131,296238
	Julio	132,120567
	Agosto	131,721517
	Septiembre	131,208716
	Octubre	
	Noviembre	
	Diciembre	

Los coeficientes de participación a, b, c y d respectivos para cada componente, se indican en el siguiente cuadro:

Cuadro N° 40
Coeficientes de las Fórmulas de Actualización

VNR Existente				
Parámetro	a	b	c	d
VNR Existente	1	0	0	0
TARIFAS DE DISTRIBUCIÓN				
Parámetro	a	b	c	d
MDD y MC	0,0192	0,0068	0,0359	0,9381
MDTV	0	0	0	1
MDR	0,4175	0	0	0,5825
INSTALACIÓN DE ACOMETIDA				
Tipo de Medidor	a	b	c	d
G1,6	0,8919	0	0	0,1081
G4	0,9110	0	0	0,0890
G6	0,8871	0	0	0,1129
DERECHO DE CONEXIÓN				
Categorías	a	b	c	d
A1, A2, B, IP, C y D	0	0	1	0
E, F, G, GNV, Pesca y GE	0	0	1	0
INSPECCIÓN, SUPERVISIÓN Y HABILITACIÓN DE REDES INTERNAS				
Categorías	a	b	c	d
B, C, D, E, F, G, IP, GNV, Pesca y GE	0	0	0	1
CORTE Y RECONEXIÓN				
Parámetro	a	b	c	d
CORTE	0	0	0	1
RECONEXIÓN	0	0	0	1

11 Anexos

Anexo N° 1

Lista de Costos Unitarios 2024

CÓDIGO VNR	DESCRIPCIÓN	USD/ml
0102010101	Tubería de Polietileno de 20 mm Alta Densidad Terreno Normal Pavimento Afirmado	29,75
0102010102	Tubería de Polietileno de 20 mm Alta Densidad Terreno Normal Pavimento Flexible	37,41
0102010103	Tubería de Polietileno de 20 mm Alta Densidad Terreno Normal Pavimento Rígido	38,14
0102010104	Tubería de Polietileno de 20 mm Alta Densidad Terreno Normal Pavimento Mixto	45,62
0102010201	Tubería de Polietileno de 20 mm Alta Densidad Terreno Arenoso Pavimento Afirmado	34,30
0102010202	Tubería de Polietileno de 20 mm Alta Densidad Terreno Arenoso Pavimento Flexible	41,96
0102010203	Tubería de Polietileno de 20 mm Alta Densidad Terreno Arenoso Pavimento Rígido	42,69
0102010204	Tubería de Polietileno de 20 mm Alta Densidad Terreno Arenoso Pavimento Mixto	50,17
0102010301	Tubería de Polietileno de 20 mm Alta Densidad Terreno Semi Rocoso Pavimento Afirmado	38,85
0102010302	Tubería de Polietileno de 20 mm Alta Densidad Terreno Semi Rocoso Pavimento Flexible	46,51
0102010303	Tubería de Polietileno de 20 mm Alta Densidad Terreno Semi Rocoso Pavimento Rígido	47,24
0102010304	Tubería de Polietileno de 20 mm Alta Densidad Terreno Semi Rocoso Pavimento Mixto	54,72
0102010401	Tubería de Polietileno de 20 mm Alta Densidad Terreno Rocoso Pavimento Afirmado	57,04
0102010402	Tubería de Polietileno de 20 mm Alta Densidad Terreno Rocoso Pavimento Flexible	64,71
0102010403	Tubería de Polietileno de 20 mm Alta Densidad Terreno Rocoso Pavimento Rígido	65,44
0102010404	Tubería de Polietileno de 20 mm Alta Densidad Terreno Rocoso Pavimento Mixto	72,92
0102010405	Tubería de Polietileno de 20 mm Alta Densidad Terreno Rocoso Pavimento Natural	50,48
010201020101	Tubería de Polietileno de 20 mm Baja Densidad Terreno Normal Pavimento Afirmado	29,75
010201020102	Tubería de Polietileno de 20 mm Baja Densidad Terreno Normal Pavimento Flexible	37,41
010201020103	Tubería de Polietileno de 20 mm Baja Densidad Terreno Normal Pavimento Rígido	38,14
010201020104	Tubería de Polietileno de 20 mm Baja Densidad Terreno Normal Pavimento Mixto	45,62
010201020201	Tubería de Polietileno de 20 mm Baja Densidad Terreno Arenoso Pavimento Afirmado	34,30
010201020202	Tubería de Polietileno de 20 mm Baja Densidad Terreno Arenoso Pavimento Flexible	41,96
010201020203	Tubería de Polietileno de 20 mm Baja Densidad Terreno Arenoso Pavimento Rígido	42,69
010201020204	Tubería de Polietileno de 20 mm Baja Densidad Terreno Arenoso Pavimento Mixto	50,17
010201020301	Tubería de Polietileno de 20 mm Baja Densidad Terreno Semi Rocoso Pavimento Afirmado	38,85
010201020302	Tubería de Polietileno de 20 mm Baja Densidad Terreno Semi Rocoso Pavimento Flexible	46,51
010201020303	Tubería de Polietileno de 20 mm Baja Densidad Terreno Semi Rocoso Pavimento Rígido	47,24
010201020304	Tubería de Polietileno de 20 mm Baja Densidad Terreno Semi Rocoso Pavimento Mixto	54,72
010201020401	Tubería de Polietileno de 20 mm Baja Densidad Terreno Rocoso Pavimento Afirmado	57,04
010201020402	Tubería de Polietileno de 20 mm Baja Densidad Terreno Rocoso Pavimento Flexible	64,71
010201020403	Tubería de Polietileno de 20 mm Baja Densidad Terreno Rocoso Pavimento Rígido	65,44
010201020404	Tubería de Polietileno de 20 mm Baja Densidad Terreno Rocoso Pavimento Mixto	72,92
010202010101	Tubería de Polietileno de 25 mm Alta Densidad Terreno Normal Pavimento Afirmado	30,26
010202010102	Tubería de Polietileno de 25 mm Alta Densidad Terreno Normal Pavimento Flexible	37,92
010202010103	Tubería de Polietileno de 25 mm Alta Densidad Terreno Normal Pavimento Rígido	38,65
010202010104	Tubería de Polietileno de 25 mm Alta Densidad Terreno Normal Pavimento Mixto	46,13
010202010201	Tubería de Polietileno de 25 mm Alta Densidad Terreno Arenoso Pavimento Afirmado	34,84
010202010202	Tubería de Polietileno de 25 mm Alta Densidad Terreno Arenoso Pavimento Flexible	42,50
010202010203	Tubería de Polietileno de 25 mm Alta Densidad Terreno Arenoso Pavimento Rígido	43,23
010202010204	Tubería de Polietileno de 25 mm Alta Densidad Terreno Arenoso Pavimento Mixto	50,71
010202010301	Tubería de Polietileno de 25 mm Alta Densidad Terreno Semi Rocoso Pavimento Afirmado	39,42
010202010302	Tubería de Polietileno de 25 mm Alta Densidad Terreno Semi Rocoso Pavimento Flexible	47,08
010202010303	Tubería de Polietileno de 25 mm Alta Densidad Terreno Semi Rocoso Pavimento Rígido	47,81
010202010304	Tubería de Polietileno de 25 mm Alta Densidad Terreno Semi Rocoso Pavimento Mixto	55,29
010202010401	Tubería de Polietileno de 25 mm Alta Densidad Terreno Rocoso Pavimento Afirmado	57,74
010202010402	Tubería de Polietileno de 25 mm Alta Densidad Terreno Rocoso Pavimento Flexible	65,41
010202010403	Tubería de Polietileno de 25 mm Alta Densidad Terreno Rocoso Pavimento Rígido	66,13
010202010404	Tubería de Polietileno de 25 mm Alta Densidad Terreno Rocoso Pavimento Mixto	73,61
010203010101	Tubería de Polietileno de 32 mm Alta Densidad Terreno Normal Pavimento Afirmado	31,09
010203010102	Tubería de Polietileno de 32 mm Alta Densidad Terreno Normal Pavimento Flexible	38,76
010203010103	Tubería de Polietileno de 32 mm Alta Densidad Terreno Normal Pavimento Rígido	39,49
010203010104	Tubería de Polietileno de 32 mm Alta Densidad Terreno Normal Pavimento Mixto	46,96
010203010201	Tubería de Polietileno de 32 mm Alta Densidad Terreno Arenoso Pavimento Afirmado	35,72
010203010202	Tubería de Polietileno de 32 mm Alta Densidad Terreno Arenoso Pavimento Flexible	43,38
010203010203	Tubería de Polietileno de 32 mm Alta Densidad Terreno Arenoso Pavimento Rígido	44,11

CÓDIGO VNR	DESCRIPCIÓN	USD/mi
010203010204	Tubería de Polietileno de 32 mm Alta Densidad Terreno Arenoso Pavimento Mixto	51,59
010203010301	Tubería de Polietileno de 32 mm Alta Densidad Terreno Semi Rocosos Pavimento Afirmado	40,34
010203010302	Tubería de Polietileno de 32 mm Alta Densidad Terreno Semi Rocosos Pavimento Flexible	48,01
010203010303	Tubería de Polietileno de 32 mm Alta Densidad Terreno Semi Rocosos Pavimento Rígido	48,73
010203010304	Tubería de Polietileno de 32 mm Alta Densidad Terreno Semi Rocosos Pavimento Mixto	56,21
010203010401	Tubería de Polietileno de 32 mm Alta Densidad Terreno Rocosos Pavimento Afirmado	58,84
010203010402	Tubería de Polietileno de 32 mm Alta Densidad Terreno Rocosos Pavimento Flexible	66,50
010203010403	Tubería de Polietileno de 32 mm Alta Densidad Terreno Rocosos Pavimento Rígido	67,23
010203010404	Tubería de Polietileno de 32 mm Alta Densidad Terreno Rocosos Pavimento Mixto	74,71
010203010405	Tubería de Polietileno de 32 mm Alta Densidad Terreno Rocosos Pavimento Natural	52,27
010203020101	Tubería de Polietileno de 32 mm Baja Densidad Terreno Normal Pavimento Afirmado	31,09
010203020102	Tubería de Polietileno de 32 mm Baja Densidad Terreno Normal Pavimento Flexible	38,76
010203020103	Tubería de Polietileno de 32 mm Baja Densidad Terreno Normal Pavimento Rígido	39,49
010203020104	Tubería de Polietileno de 32 mm Baja Densidad Terreno Normal Pavimento Mixto	46,96
010203020201	Tubería de Polietileno de 32 mm Baja Densidad Terreno Arenoso Pavimento Afirmado	35,72
010203020202	Tubería de Polietileno de 32 mm Baja Densidad Terreno Arenoso Pavimento Flexible	43,38
010203020203	Tubería de Polietileno de 32 mm Baja Densidad Terreno Arenoso Pavimento Rígido	44,11
010203020204	Tubería de Polietileno de 32 mm Baja Densidad Terreno Arenoso Pavimento Mixto	51,59
010203020301	Tubería de Polietileno de 32 mm Baja Densidad Terreno Semi Rocosos Pavimento Afirmado	40,34
010203020302	Tubería de Polietileno de 32 mm Baja Densidad Terreno Semi Rocosos Pavimento Flexible	48,01
010203020303	Tubería de Polietileno de 32 mm Baja Densidad Terreno Semi Rocosos Pavimento Rígido	48,73
010203020304	Tubería de Polietileno de 32 mm Baja Densidad Terreno Semi Rocosos Pavimento Mixto	56,21
010203020401	Tubería de Polietileno de 32 mm Baja Densidad Terreno Rocosos Pavimento Afirmado	58,84
010203020402	Tubería de Polietileno de 32 mm Baja Densidad Terreno Rocosos Pavimento Flexible	66,50
010203020403	Tubería de Polietileno de 32 mm Baja Densidad Terreno Rocosos Pavimento Rígido	67,23
010203020404	Tubería de Polietileno de 32 mm Baja Densidad Terreno Rocosos Pavimento Mixto	74,71
010204010101	Tubería de Polietileno de 40 mm Alta Densidad Terreno Normal Pavimento Afirmado	36,68
010204010102	Tubería de Polietileno de 40 mm Alta Densidad Terreno Normal Pavimento Flexible	45,76
010204010103	Tubería de Polietileno de 40 mm Alta Densidad Terreno Normal Pavimento Rígido	46,63
010204010104	Tubería de Polietileno de 40 mm Alta Densidad Terreno Normal Pavimento Mixto	55,49
010204010201	Tubería de Polietileno de 40 mm Alta Densidad Terreno Arenoso Pavimento Afirmado	42,22
010204010202	Tubería de Polietileno de 40 mm Alta Densidad Terreno Arenoso Pavimento Flexible	51,30
010204010203	Tubería de Polietileno de 40 mm Alta Densidad Terreno Arenoso Pavimento Rígido	52,17
010204010204	Tubería de Polietileno de 40 mm Alta Densidad Terreno Arenoso Pavimento Mixto	61,03
010204010301	Tubería de Polietileno de 40 mm Alta Densidad Terreno Semi Rocosos Pavimento Afirmado	47,76
010204010302	Tubería de Polietileno de 40 mm Alta Densidad Terreno Semi Rocosos Pavimento Flexible	56,84
010204010303	Tubería de Polietileno de 40 mm Alta Densidad Terreno Semi Rocosos Pavimento Rígido	57,71
010204010304	Tubería de Polietileno de 40 mm Alta Densidad Terreno Semi Rocosos Pavimento Mixto	66,57
010204010401	Tubería de Polietileno de 40 mm Alta Densidad Terreno Rocosos Pavimento Afirmado	69,91
010204010402	Tubería de Polietileno de 40 mm Alta Densidad Terreno Rocosos Pavimento Flexible	79,00
010204010403	Tubería de Polietileno de 40 mm Alta Densidad Terreno Rocosos Pavimento Rígido	79,86
010204010404	Tubería de Polietileno de 40 mm Alta Densidad Terreno Rocosos Pavimento Mixto	88,73
010204020101	Tubería de Polietileno de 40 mm Baja Densidad Terreno Normal Pavimento Afirmado	36,68
010204020102	Tubería de Polietileno de 40 mm Baja Densidad Terreno Normal Pavimento Flexible	45,76
010204020103	Tubería de Polietileno de 40 mm Baja Densidad Terreno Normal Pavimento Rígido	46,63
010204020104	Tubería de Polietileno de 40 mm Baja Densidad Terreno Normal Pavimento Mixto	55,49
010204020201	Tubería de Polietileno de 40 mm Baja Densidad Terreno Arenoso Pavimento Afirmado	42,22
010204020202	Tubería de Polietileno de 40 mm Baja Densidad Terreno Arenoso Pavimento Flexible	51,30
010204020203	Tubería de Polietileno de 40 mm Baja Densidad Terreno Arenoso Pavimento Rígido	52,17
010204020204	Tubería de Polietileno de 40 mm Baja Densidad Terreno Arenoso Pavimento Mixto	61,03
010204020301	Tubería de Polietileno de 40 mm Baja Densidad Terreno Semi Rocosos Pavimento Afirmado	47,76
010204020302	Tubería de Polietileno de 40 mm Baja Densidad Terreno Semi Rocosos Pavimento Flexible	56,84
010204020303	Tubería de Polietileno de 40 mm Baja Densidad Terreno Semi Rocosos Pavimento Rígido	57,71
010204020304	Tubería de Polietileno de 40 mm Baja Densidad Terreno Semi Rocosos Pavimento Mixto	66,57
010204020401	Tubería de Polietileno de 40 mm Baja Densidad Terreno Rocosos Pavimento Afirmado	69,91
010204020402	Tubería de Polietileno de 40 mm Baja Densidad Terreno Rocosos Pavimento Flexible	79,00
010204020403	Tubería de Polietileno de 40 mm Baja Densidad Terreno Rocosos Pavimento Rígido	79,86
010204020404	Tubería de Polietileno de 40 mm Baja Densidad Terreno Rocosos Pavimento Mixto	88,73
010205010101	Tubería de Polietileno de 50 mm Alta Densidad Terreno Normal Pavimento Afirmado	37,48
010205010102	Tubería de Polietileno de 50 mm Alta Densidad Terreno Normal Pavimento Flexible	46,56
010205010103	Tubería de Polietileno de 50 mm Alta Densidad Terreno Normal Pavimento Rígido	47,42
010205010104	Tubería de Polietileno de 50 mm Alta Densidad Terreno Normal Pavimento Mixto	56,29

CÓDIGO VNR	DESCRIPCIÓN	USD/mi
010205010201	Tubería de Polietileno de 50 mm Alta Densidad Terreno Arenoso Pavimento Afirmado	43,09
010205010202	Tubería de Polietileno de 50 mm Alta Densidad Terreno Arenoso Pavimento Flexible	52,18
010205010203	Tubería de Polietileno de 50 mm Alta Densidad Terreno Arenoso Pavimento Rígido	53,04
010205010204	Tubería de Polietileno de 50 mm Alta Densidad Terreno Arenoso Pavimento Mixto	61,90
010205010301	Tubería de Polietileno de 50 mm Alta Densidad Terreno Semi Rocoso Pavimento Afirmado	48,70
010205010302	Tubería de Polietileno de 50 mm Alta Densidad Terreno Semi Rocoso Pavimento Flexible	57,79
010205010303	Tubería de Polietileno de 50 mm Alta Densidad Terreno Semi Rocoso Pavimento Rígido	58,65
010205010304	Tubería de Polietileno de 50 mm Alta Densidad Terreno Semi Rocoso Pavimento Mixto	67,51
010205010401	Tubería de Polietileno de 50 mm Alta Densidad Terreno Rocoso Pavimento Afirmado	71,16
010205010402	Tubería de Polietileno de 50 mm Alta Densidad Terreno Rocoso Pavimento Flexible	80,24
010205010403	Tubería de Polietileno de 50 mm Alta Densidad Terreno Rocoso Pavimento Rígido	81,11
010205010404	Tubería de Polietileno de 50 mm Alta Densidad Terreno Rocoso Pavimento Mixto	89,97
010205020101	Tubería de Polietileno de 50 mm Baja Densidad Terreno Normal Pavimento Afirmado	37,48
010205020102	Tubería de Polietileno de 50 mm Baja Densidad Terreno Normal Pavimento Flexible	46,56
010205020103	Tubería de Polietileno de 50 mm Baja Densidad Terreno Normal Pavimento Rígido	47,42
010205020104	Tubería de Polietileno de 50 mm Baja Densidad Terreno Normal Pavimento Mixto	56,29
010205020201	Tubería de Polietileno de 50 mm Baja Densidad Terreno Arenoso Pavimento Afirmado	43,09
010205020202	Tubería de Polietileno de 50 mm Baja Densidad Terreno Arenoso Pavimento Flexible	52,18
010205020203	Tubería de Polietileno de 50 mm Baja Densidad Terreno Arenoso Pavimento Rígido	53,04
010205020204	Tubería de Polietileno de 50 mm Baja Densidad Terreno Arenoso Pavimento Mixto	61,90
010205020301	Tubería de Polietileno de 50 mm Baja Densidad Terreno Semi Rocoso Pavimento Afirmado	48,70
010205020302	Tubería de Polietileno de 50 mm Baja Densidad Terreno Semi Rocoso Pavimento Flexible	57,79
010205020303	Tubería de Polietileno de 50 mm Baja Densidad Terreno Semi Rocoso Pavimento Rígido	58,65
010205020304	Tubería de Polietileno de 50 mm Baja Densidad Terreno Semi Rocoso Pavimento Mixto	67,51
010205020401	Tubería de Polietileno de 50 mm Baja Densidad Terreno Rocoso Pavimento Afirmado	71,16
010205020402	Tubería de Polietileno de 50 mm Baja Densidad Terreno Rocoso Pavimento Flexible	80,24
010205020403	Tubería de Polietileno de 50 mm Baja Densidad Terreno Rocoso Pavimento Rígido	81,11
010205020404	Tubería de Polietileno de 50 mm Baja Densidad Terreno Rocoso Pavimento Mixto	89,97
010206010101	Tubería de Polietileno de 63 mm Alta Densidad Terreno Normal Pavimento Afirmado	40,28
010206010102	Tubería de Polietileno de 63 mm Alta Densidad Terreno Normal Pavimento Flexible	49,36
010206010103	Tubería de Polietileno de 63 mm Alta Densidad Terreno Normal Pavimento Rígido	50,23
010206010104	Tubería de Polietileno de 63 mm Alta Densidad Terreno Normal Pavimento Mixto	59,09
010206010201	Tubería de Polietileno de 63 mm Alta Densidad Terreno Arenoso Pavimento Afirmado	45,99
010206010202	Tubería de Polietileno de 63 mm Alta Densidad Terreno Arenoso Pavimento Flexible	55,07
010206010203	Tubería de Polietileno de 63 mm Alta Densidad Terreno Arenoso Pavimento Rígido	55,94
010206010204	Tubería de Polietileno de 63 mm Alta Densidad Terreno Arenoso Pavimento Mixto	64,80
010206010301	Tubería de Polietileno de 63 mm Alta Densidad Terreno Semi Rocoso Pavimento Afirmado	51,70
010206010302	Tubería de Polietileno de 63 mm Alta Densidad Terreno Semi Rocoso Pavimento Flexible	60,78
010206010303	Tubería de Polietileno de 63 mm Alta Densidad Terreno Semi Rocoso Pavimento Rígido	61,65
010206010304	Tubería de Polietileno de 63 mm Alta Densidad Terreno Semi Rocoso Pavimento Mixto	70,51
010206010401	Tubería de Polietileno de 63 mm Alta Densidad Terreno Rocoso Pavimento Afirmado	74,54
010206010402	Tubería de Polietileno de 63 mm Alta Densidad Terreno Rocoso Pavimento Flexible	83,62
010206010403	Tubería de Polietileno de 63 mm Alta Densidad Terreno Rocoso Pavimento Rígido	84,49
010206010404	Tubería de Polietileno de 63 mm Alta Densidad Terreno Rocoso Pavimento Mixto	93,35
010206010405	Tubería de Polietileno de 63 mm Alta Densidad Terreno Rocoso Pavimento Natural	66,76
010206020101	Tubería de Polietileno de 63 mm Baja Densidad Terreno Normal Pavimento Afirmado	40,28
010206020102	Tubería de Polietileno de 63 mm Baja Densidad Terreno Normal Pavimento Flexible	49,36
010206020103	Tubería de Polietileno de 63 mm Baja Densidad Terreno Normal Pavimento Rígido	50,23
010206020104	Tubería de Polietileno de 63 mm Baja Densidad Terreno Normal Pavimento Mixto	59,09
010206020201	Tubería de Polietileno de 63 mm Baja Densidad Terreno Arenoso Pavimento Afirmado	45,99
010206020202	Tubería de Polietileno de 63 mm Baja Densidad Terreno Arenoso Pavimento Flexible	55,07
010206020203	Tubería de Polietileno de 63 mm Baja Densidad Terreno Arenoso Pavimento Rígido	55,94
010206020204	Tubería de Polietileno de 63 mm Baja Densidad Terreno Arenoso Pavimento Mixto	64,80
010206020301	Tubería de Polietileno de 63 mm Baja Densidad Terreno Semi Rocoso Pavimento Afirmado	51,70
010206020302	Tubería de Polietileno de 63 mm Baja Densidad Terreno Semi Rocoso Pavimento Flexible	60,78
010206020303	Tubería de Polietileno de 63 mm Baja Densidad Terreno Semi Rocoso Pavimento Rígido	61,65
010206020304	Tubería de Polietileno de 63 mm Baja Densidad Terreno Semi Rocoso Pavimento Mixto	70,51
010206020401	Tubería de Polietileno de 63 mm Baja Densidad Terreno Rocoso Pavimento Afirmado	74,54
010206020402	Tubería de Polietileno de 63 mm Baja Densidad Terreno Rocoso Pavimento Flexible	83,62
010206020403	Tubería de Polietileno de 63 mm Baja Densidad Terreno Rocoso Pavimento Rígido	84,49
010206020404	Tubería de Polietileno de 63 mm Baja Densidad Terreno Rocoso Pavimento Mixto	93,35
010207010101	Tubería de Polietileno de 90 mm Alta Densidad Terreno Normal Pavimento Afirmado	47,43

CÓDIGO VNR	DESCRIPCIÓN	USD/mi
010207010102	Tubería de Polietileno de 90 mm Alta Densidad Terreno Normal Pavimento Flexible	57,08
010207010103	Tubería de Polietileno de 90 mm Alta Densidad Terreno Normal Pavimento Rígido	58,00
010207010104	Tubería de Polietileno de 90 mm Alta Densidad Terreno Normal Pavimento Mixto	67,42
010207010201	Tubería de Polietileno de 90 mm Alta Densidad Terreno Arenoso Pavimento Afirmado	53,71
010207010202	Tubería de Polietileno de 90 mm Alta Densidad Terreno Arenoso Pavimento Flexible	63,36
010207010203	Tubería de Polietileno de 90 mm Alta Densidad Terreno Arenoso Pavimento Rígido	64,28
010207010204	Tubería de Polietileno de 90 mm Alta Densidad Terreno Arenoso Pavimento Mixto	73,69
010207010301	Tubería de Polietileno de 90 mm Alta Densidad Terreno Semi Rocoso Pavimento Afirmado	59,99
010207010302	Tubería de Polietileno de 90 mm Alta Densidad Terreno Semi Rocoso Pavimento Flexible	69,64
010207010303	Tubería de Polietileno de 90 mm Alta Densidad Terreno Semi Rocoso Pavimento Rígido	70,56
010207010304	Tubería de Polietileno de 90 mm Alta Densidad Terreno Semi Rocoso Pavimento Mixto	79,97
010207010401	Tubería de Polietileno de 90 mm Alta Densidad Terreno Rocoso Pavimento Afirmado	85,10
010207010402	Tubería de Polietileno de 90 mm Alta Densidad Terreno Rocoso Pavimento Flexible	94,75
010207010403	Tubería de Polietileno de 90 mm Alta Densidad Terreno Rocoso Pavimento Rígido	95,67
010207010404	Tubería de Polietileno de 90 mm Alta Densidad Terreno Rocoso Pavimento Mixto	105,09
010207010405	Tubería de Polietileno de 90 mm Alta Densidad Terreno Rocoso Pavimento Natural	76,83
010207020101	Tubería de Polietileno de 90 mm Baja Densidad Terreno Normal Pavimento Afirmado	47,43
010207020102	Tubería de Polietileno de 90 mm Baja Densidad Terreno Normal Pavimento Flexible	57,08
010207020103	Tubería de Polietileno de 90 mm Baja Densidad Terreno Normal Pavimento Rígido	58,00
010207020104	Tubería de Polietileno de 90 mm Baja Densidad Terreno Normal Pavimento Mixto	67,42
010207020201	Tubería de Polietileno de 90 mm Baja Densidad Terreno Arenoso Pavimento Afirmado	53,71
010207020202	Tubería de Polietileno de 90 mm Baja Densidad Terreno Arenoso Pavimento Flexible	63,36
010207020203	Tubería de Polietileno de 90 mm Baja Densidad Terreno Arenoso Pavimento Rígido	64,28
010207020204	Tubería de Polietileno de 90 mm Baja Densidad Terreno Arenoso Pavimento Mixto	73,69
010207020301	Tubería de Polietileno de 90 mm Baja Densidad Terreno Semi Rocoso Pavimento Afirmado	59,99
010207020302	Tubería de Polietileno de 90 mm Baja Densidad Terreno Semi Rocoso Pavimento Flexible	69,64
010207020303	Tubería de Polietileno de 90 mm Baja Densidad Terreno Semi Rocoso Pavimento Rígido	70,56
010207020304	Tubería de Polietileno de 90 mm Baja Densidad Terreno Semi Rocoso Pavimento Mixto	79,97
010207020401	Tubería de Polietileno de 90 mm Baja Densidad Terreno Rocoso Pavimento Afirmado	85,10
010207020402	Tubería de Polietileno de 90 mm Baja Densidad Terreno Rocoso Pavimento Flexible	94,75
010207020403	Tubería de Polietileno de 90 mm Baja Densidad Terreno Rocoso Pavimento Rígido	95,67
010207020404	Tubería de Polietileno de 90 mm Baja Densidad Terreno Rocoso Pavimento Mixto	105,09
010208010101	Tubería de Polietileno de 110 mm Alta Densidad Terreno Normal Pavimento Afirmado	55,78
010208010102	Tubería de Polietileno de 110 mm Alta Densidad Terreno Normal Pavimento Flexible	66,29
010208010103	Tubería de Polietileno de 110 mm Alta Densidad Terreno Normal Pavimento Rígido	67,29
010208010104	Tubería de Polietileno de 110 mm Alta Densidad Terreno Normal Pavimento Mixto	77,53
010208010201	Tubería de Polietileno de 110 mm Alta Densidad Terreno Arenoso Pavimento Afirmado	63,00
010208010202	Tubería de Polietileno de 110 mm Alta Densidad Terreno Arenoso Pavimento Flexible	73,51
010208010203	Tubería de Polietileno de 110 mm Alta Densidad Terreno Arenoso Pavimento Rígido	74,51
010208010204	Tubería de Polietileno de 110 mm Alta Densidad Terreno Arenoso Pavimento Mixto	84,75
010208010301	Tubería de Polietileno de 110 mm Alta Densidad Terreno Semi Rocoso Pavimento Afirmado	70,22
010208010302	Tubería de Polietileno de 110 mm Alta Densidad Terreno Semi Rocoso Pavimento Flexible	80,73
010208010303	Tubería de Polietileno de 110 mm Alta Densidad Terreno Semi Rocoso Pavimento Rígido	81,73
010208010304	Tubería de Polietileno de 110 mm Alta Densidad Terreno Semi Rocoso Pavimento Mixto	91,97
010208010401	Tubería de Polietileno de 110 mm Alta Densidad Terreno Rocoso Pavimento Afirmado	99,11
010208010402	Tubería de Polietileno de 110 mm Alta Densidad Terreno Rocoso Pavimento Flexible	109,61
010208010403	Tubería de Polietileno de 110 mm Alta Densidad Terreno Rocoso Pavimento Rígido	110,61
010208010404	Tubería de Polietileno de 110 mm Alta Densidad Terreno Rocoso Pavimento Mixto	120,86
010208010405	Tubería de Polietileno de 110 mm Alta Densidad Terreno Rocoso Pavimento Natural	90,11
010208020101	Tubería de Polietileno de 110 mm Baja Densidad Terreno Normal Pavimento Afirmado	55,78
010208020102	Tubería de Polietileno de 110 mm Baja Densidad Terreno Normal Pavimento Flexible	66,29
010208020103	Tubería de Polietileno de 110 mm Baja Densidad Terreno Normal Pavimento Rígido	67,29
010208020104	Tubería de Polietileno de 110 mm Baja Densidad Terreno Normal Pavimento Mixto	77,53
010208020201	Tubería de Polietileno de 110 mm Baja Densidad Terreno Arenoso Pavimento Afirmado	63,00
010208020202	Tubería de Polietileno de 110 mm Baja Densidad Terreno Arenoso Pavimento Flexible	73,51
010208020203	Tubería de Polietileno de 110 mm Baja Densidad Terreno Arenoso Pavimento Rígido	74,51
010208020204	Tubería de Polietileno de 110 mm Baja Densidad Terreno Arenoso Pavimento Mixto	84,75
010208020301	Tubería de Polietileno de 110 mm Baja Densidad Terreno Semi Rocoso Pavimento Afirmado	70,22
010208020302	Tubería de Polietileno de 110 mm Baja Densidad Terreno Semi Rocoso Pavimento Flexible	80,73
010208020303	Tubería de Polietileno de 110 mm Baja Densidad Terreno Semi Rocoso Pavimento Rígido	81,73
010208020304	Tubería de Polietileno de 110 mm Baja Densidad Terreno Semi Rocoso Pavimento Mixto	91,97
010208020401	Tubería de Polietileno de 110 mm Baja Densidad Terreno Rocoso Pavimento Afirmado	99,11

CÓDIGO VNR	DESCRIPCIÓN	USD/ml
010208020402	Tubería de Polietileno de 110 mm Baja Densidad Terreno Rocoso Pavimento Flexible	109,61
010208020403	Tubería de Polietileno de 110 mm Baja Densidad Terreno Rocoso Pavimento Rígido	110,61
010208020404	Tubería de Polietileno de 110 mm Baja Densidad Terreno Rocoso Pavimento Mixto	120,86
010209010101	Tubería de Polietileno de 160 mm Alta Densidad Terreno Normal Pavimento Afirmado	69,89
010209010102	Tubería de Polietileno de 160 mm Alta Densidad Terreno Normal Pavimento Flexible	80,39
010209010103	Tubería de Polietileno de 160 mm Alta Densidad Terreno Normal Pavimento Rígido	81,39
010209010104	Tubería de Polietileno de 160 mm Alta Densidad Terreno Normal Pavimento Mixto	91,64
010209010201	Tubería de Polietileno de 160 mm Alta Densidad Terreno Arenoso Pavimento Afirmado	77,55
010209010202	Tubería de Polietileno de 160 mm Alta Densidad Terreno Arenoso Pavimento Flexible	88,06
010209010203	Tubería de Polietileno de 160 mm Alta Densidad Terreno Arenoso Pavimento Rígido	89,05
010209010204	Tubería de Polietileno de 160 mm Alta Densidad Terreno Arenoso Pavimento Mixto	99,30
010209010301	Tubería de Polietileno de 160 mm Alta Densidad Terreno Semi Rocoso Pavimento Afirmado	85,21
010209010302	Tubería de Polietileno de 160 mm Alta Densidad Terreno Semi Rocoso Pavimento Flexible	95,72
010209010303	Tubería de Polietileno de 160 mm Alta Densidad Terreno Semi Rocoso Pavimento Rígido	96,72
010209010304	Tubería de Polietileno de 160 mm Alta Densidad Terreno Semi Rocoso Pavimento Mixto	106,96
010209010401	Tubería de Polietileno de 160 mm Alta Densidad Terreno Rocoso Pavimento Afirmado	115,86
010209010402	Tubería de Polietileno de 160 mm Alta Densidad Terreno Rocoso Pavimento Flexible	126,36
010209010403	Tubería de Polietileno de 160 mm Alta Densidad Terreno Rocoso Pavimento Rígido	127,36
010209010404	Tubería de Polietileno de 160 mm Alta Densidad Terreno Rocoso Pavimento Mixto	137,61
010209020101	Tubería de Polietileno de 160 mm Baja Densidad Terreno Normal Pavimento Afirmado	69,89
010209020102	Tubería de Polietileno de 160 mm Baja Densidad Terreno Normal Pavimento Flexible	80,39
010209020103	Tubería de Polietileno de 160 mm Baja Densidad Terreno Normal Pavimento Rígido	81,39
010209020104	Tubería de Polietileno de 160 mm Baja Densidad Terreno Normal Pavimento Mixto	91,64
010209020201	Tubería de Polietileno de 160 mm Baja Densidad Terreno Arenoso Pavimento Afirmado	77,55
010209020202	Tubería de Polietileno de 160 mm Baja Densidad Terreno Arenoso Pavimento Flexible	88,06
010209020203	Tubería de Polietileno de 160 mm Baja Densidad Terreno Arenoso Pavimento Rígido	89,05
010209020204	Tubería de Polietileno de 160 mm Baja Densidad Terreno Arenoso Pavimento Mixto	99,30
010209020301	Tubería de Polietileno de 160 mm Baja Densidad Terreno Semi Rocoso Pavimento Afirmado	85,21
010209020302	Tubería de Polietileno de 160 mm Baja Densidad Terreno Semi Rocoso Pavimento Flexible	95,72
010209020303	Tubería de Polietileno de 160 mm Baja Densidad Terreno Semi Rocoso Pavimento Rígido	96,72
010209020304	Tubería de Polietileno de 160 mm Baja Densidad Terreno Semi Rocoso Pavimento Mixto	106,96
010209020401	Tubería de Polietileno de 160 mm Baja Densidad Terreno Rocoso Pavimento Afirmado	115,86
010209020402	Tubería de Polietileno de 160 mm Baja Densidad Terreno Rocoso Pavimento Flexible	126,36
010209020403	Tubería de Polietileno de 160 mm Baja Densidad Terreno Rocoso Pavimento Rígido	127,36
010209020404	Tubería de Polietileno de 160 mm Baja Densidad Terreno Rocoso Pavimento Mixto	137,61
010210010101	Tubería de Polietileno de 200 mm Alta Densidad Terreno Normal Pavimento Afirmado	87,70
010210010102	Tubería de Polietileno de 200 mm Alta Densidad Terreno Normal Pavimento Flexible	99,62
010210010103	Tubería de Polietileno de 200 mm Alta Densidad Terreno Normal Pavimento Rígido	100,76
010210010104	Tubería de Polietileno de 200 mm Alta Densidad Terreno Normal Pavimento Mixto	112,39
010210010201	Tubería de Polietileno de 200 mm Alta Densidad Terreno Arenoso Pavimento Afirmado	96,79
010210010202	Tubería de Polietileno de 200 mm Alta Densidad Terreno Arenoso Pavimento Flexible	108,72
010210010203	Tubería de Polietileno de 200 mm Alta Densidad Terreno Arenoso Pavimento Rígido	109,85
010210010204	Tubería de Polietileno de 200 mm Alta Densidad Terreno Arenoso Pavimento Mixto	121,48
010210010301	Tubería de Polietileno de 200 mm Alta Densidad Terreno Semi Rocoso Pavimento Afirmado	105,89
010210010302	Tubería de Polietileno de 200 mm Alta Densidad Terreno Semi Rocoso Pavimento Flexible	117,82
010210010303	Tubería de Polietileno de 200 mm Alta Densidad Terreno Semi Rocoso Pavimento Rígido	118,95
010210010304	Tubería de Polietileno de 200 mm Alta Densidad Terreno Semi Rocoso Pavimento Mixto	130,58
010210010401	Tubería de Polietileno de 200 mm Alta Densidad Terreno Rocoso Pavimento Afirmado	142,28
010210010402	Tubería de Polietileno de 200 mm Alta Densidad Terreno Rocoso Pavimento Flexible	154,20
010210010403	Tubería de Polietileno de 200 mm Alta Densidad Terreno Rocoso Pavimento Rígido	155,34
010210010404	Tubería de Polietileno de 200 mm Alta Densidad Terreno Rocoso Pavimento Mixto	166,97
010210020101	Tubería de Polietileno de 200 mm Baja Densidad Terreno Normal Pavimento Afirmado	87,70
010210020102	Tubería de Polietileno de 200 mm Baja Densidad Terreno Normal Pavimento Flexible	99,62
010210020103	Tubería de Polietileno de 200 mm Baja Densidad Terreno Normal Pavimento Rígido	100,76
010210020104	Tubería de Polietileno de 200 mm Baja Densidad Terreno Normal Pavimento Mixto	112,39
010210020201	Tubería de Polietileno de 200 mm Baja Densidad Terreno Arenoso Pavimento Afirmado	96,79
010210020202	Tubería de Polietileno de 200 mm Baja Densidad Terreno Arenoso Pavimento Flexible	108,72
010210020203	Tubería de Polietileno de 200 mm Baja Densidad Terreno Arenoso Pavimento Rígido	109,85
010210020204	Tubería de Polietileno de 200 mm Baja Densidad Terreno Arenoso Pavimento Mixto	121,48
010210020301	Tubería de Polietileno de 200 mm Baja Densidad Terreno Semi Rocoso Pavimento Afirmado	105,89
010210020302	Tubería de Polietileno de 200 mm Baja Densidad Terreno Semi Rocoso Pavimento Flexible	117,82
010210020303	Tubería de Polietileno de 200 mm Baja Densidad Terreno Semi Rocoso Pavimento Rígido	118,95

CÓDIGO VNR	DESCRIPCIÓN	USD/ml
010210020304	Tubería de Polietileno de 200 mm Baja Densidad Terreno Semi Rocoso Pavimento Mixto	130,58
010210020401	Tubería de Polietileno de 200 mm Baja Densidad Terreno Rocoso Pavimento Afirmado	142,28
010210020402	Tubería de Polietileno de 200 mm Baja Densidad Terreno Rocoso Pavimento Flexible	154,20
010210020403	Tubería de Polietileno de 200 mm Baja Densidad Terreno Rocoso Pavimento Rígido	155,34
010210020404	Tubería de Polietileno de 200 mm Baja Densidad Terreno Rocoso Pavimento Mixto	166,97

CÓDIGO VNR	DESCRIPCIÓN	USD/válvula
040203010401	Válvula de Polietileno de 32mm de Alta densidad de 5 bar de tipo Bola	114,38
040206010401	Válvula de Polietileno de 63mm de Alta densidad de 5 bar de tipo Bola	158,44
040207010401	Válvula de Polietileno de 90mm de Alta densidad de 5 bar de tipo Bola	224,38
040208010401	Válvula de Polietileno de 110mm de Alta densidad de 5 bar de tipo Bola	309,38
040209010401	Válvula de Polietileno de 160mm de Alta densidad de 5 bar de tipo Bola	685,35
040210010401	Válvula de Polietileno de 200mm de Alta densidad de 5 bar de tipo Bola	1,376,61
040202010401	Válvula de Polietileno de 25mm de Alta densidad de 5 bar de tipo Bola	107,50

Tipo	DESCRIPCIÓN	USD/Und
Arenoso	Cruces con HDD Arena	19 780,27
Semirrocoso	Cruces con HDD Roca suave	22 086,24

CÓDIGO VNR	DESCRIPCIÓN	USD/Estación
020101080301	ERP - 10/5 - 50000 Sm3/h - Superficial - Normal	686 534
020101050301	ERP - 10/5 - 20000 Sm3/h - Superficial - Normal	365 688
020101040301	ERP - 10/5 - 10000 Sm3/h - Superficial - Normal	253 627
020101030301	ERP - 10/5 - 5000 Sm3/h - Superficial - Normal	200 552
020101020301	ERP - 10/5 - 2000 Sm3/h - Superficial - Normal	168 767

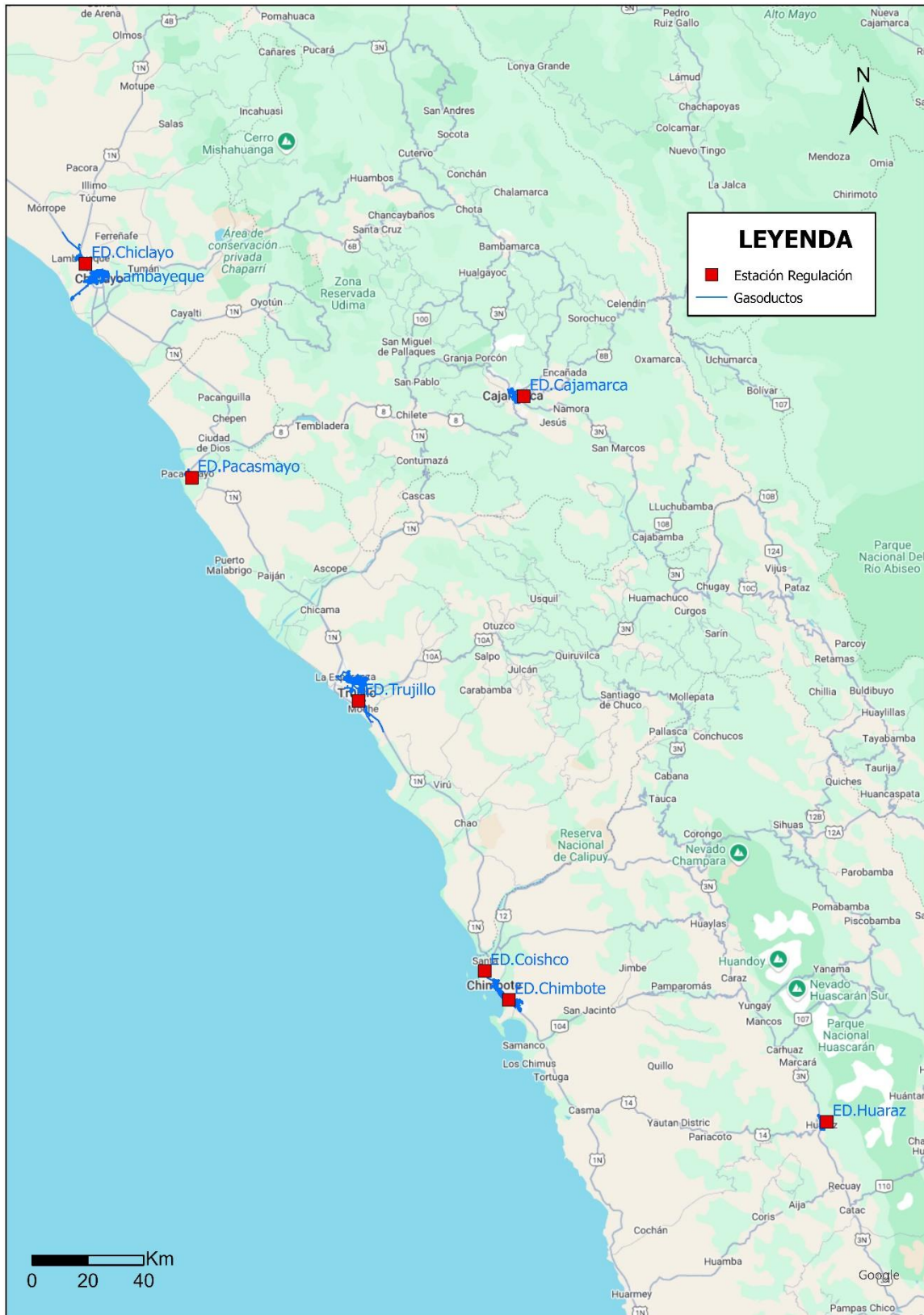
Estación	DESCRIPCIÓN	USD/Und
Trujillo	ERV - 36 000 Sm3/h - 800 m3 de almacenamiento	5 128 319
Nuevo Chimbote	ERV - 36 000 Sm3/h - 1000 m3 de almacenamiento	5 919 586
Coishco	ERV - 36 000 Sm3/h - 1000 m3 de almacenamiento	5 501 194
Cajamarca	ERV - 14 000 Sm3/h - 200 m3 de almacenamiento	2 538 984
Huaraz	ERV - 1 000 Sm3/h - 30 m3 de almacenamiento	1 152 562
Pacasmayo	ERV - 1 000 Sm3/h - 30 m3 de almacenamiento	1 267 965
Chiclayo	ERV - 14 000 Sm3/h - 200 m3 de almacenamiento	2 267 348
Lambayeque	ERV - 1 000 Sm3/h - 30 m3 de almacenamiento	1 125 782
Chimbote	ERV - 72 000 Sm3/h - 3 900 m3 de almacenamiento	15 023 457
Malabrigo	ERV - 14 000 Sm3/h - 200 m3 de almacenamiento	2 522 957

Anexo N° 2

**Plano de las instalaciones existentes (reconocidas) y proyectadas para el periodo
2024-2029**

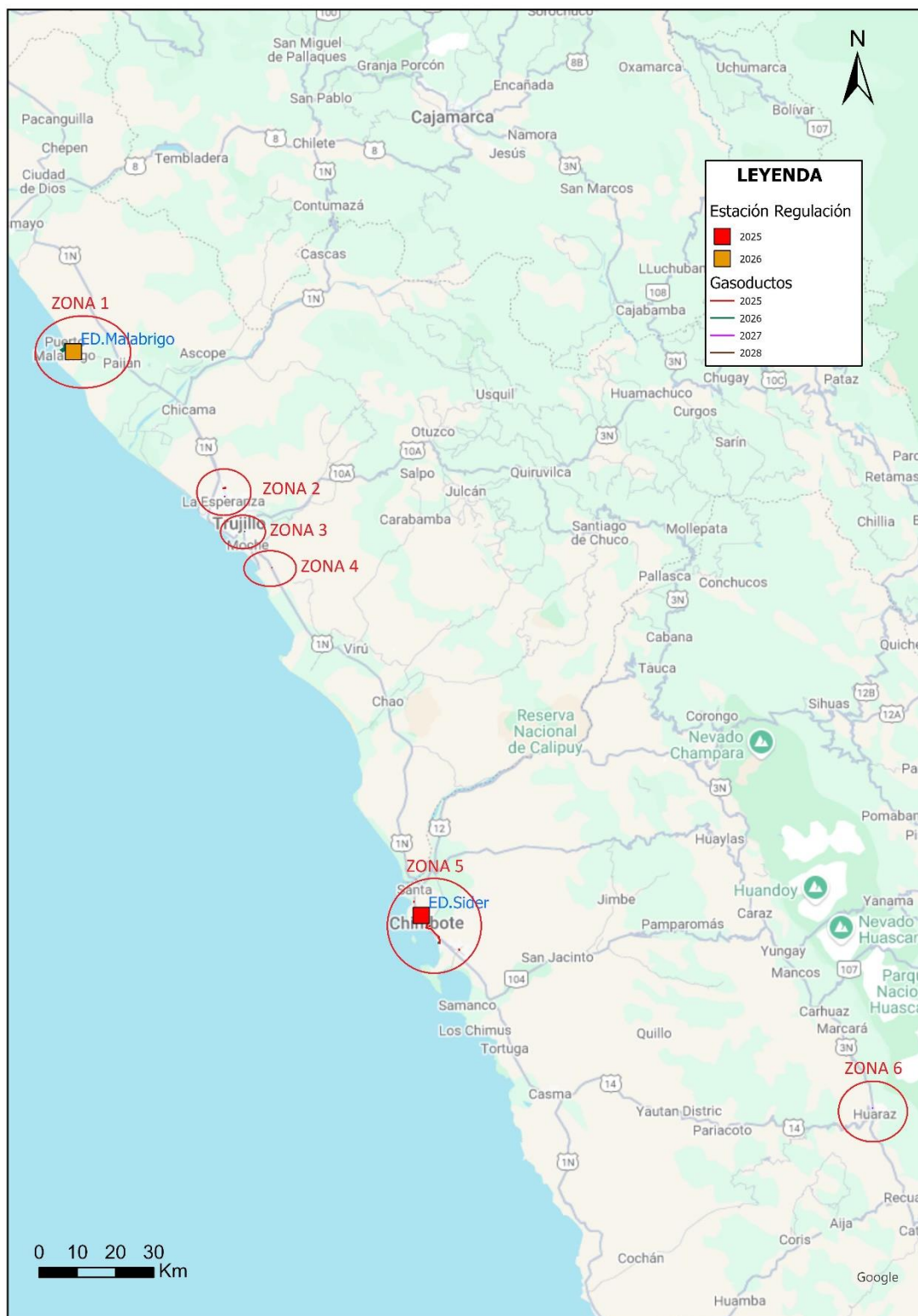
Anexo N° 2.A

Plano de las instalaciones existentes reconocidas

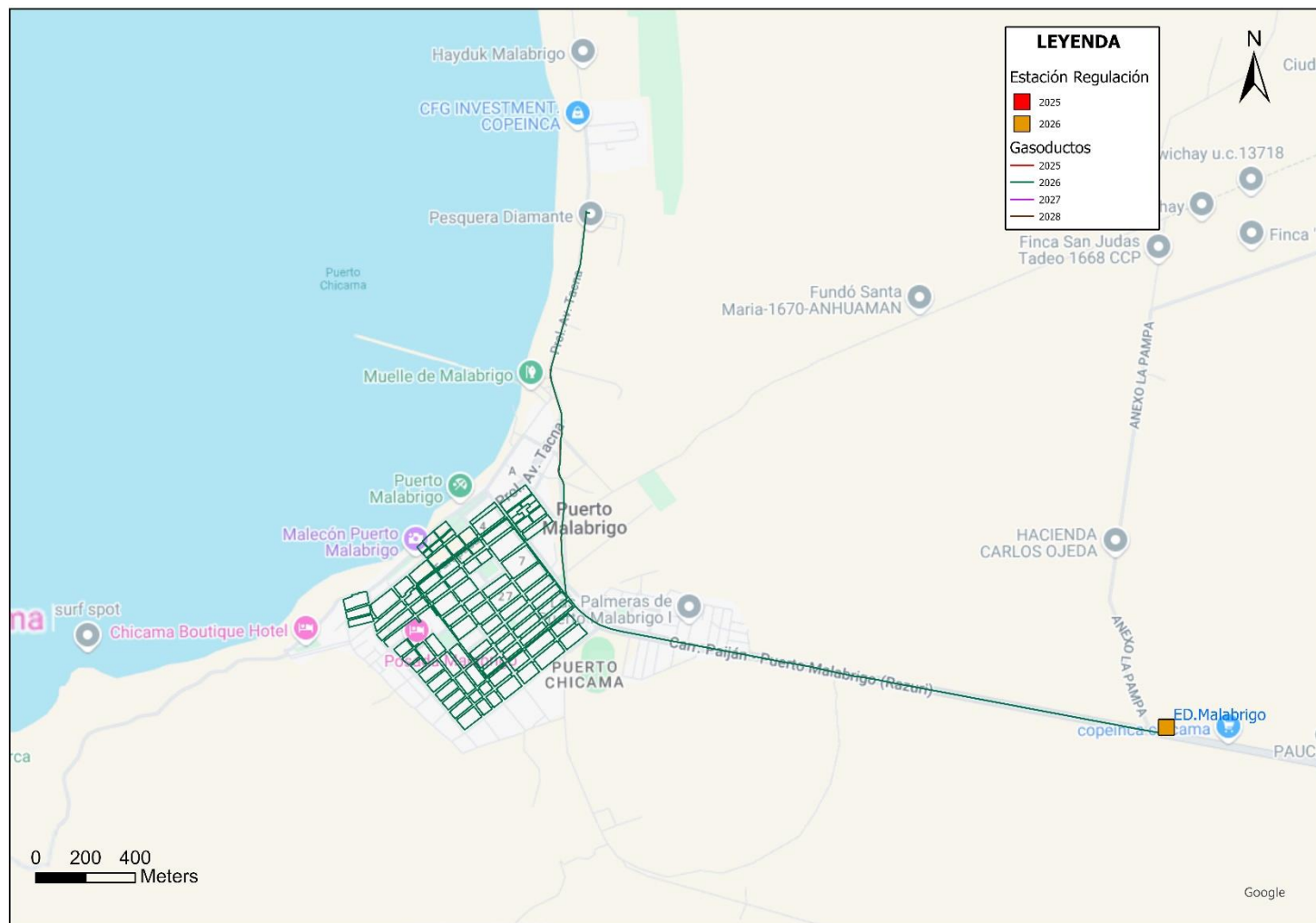


Anexo N° 2.B

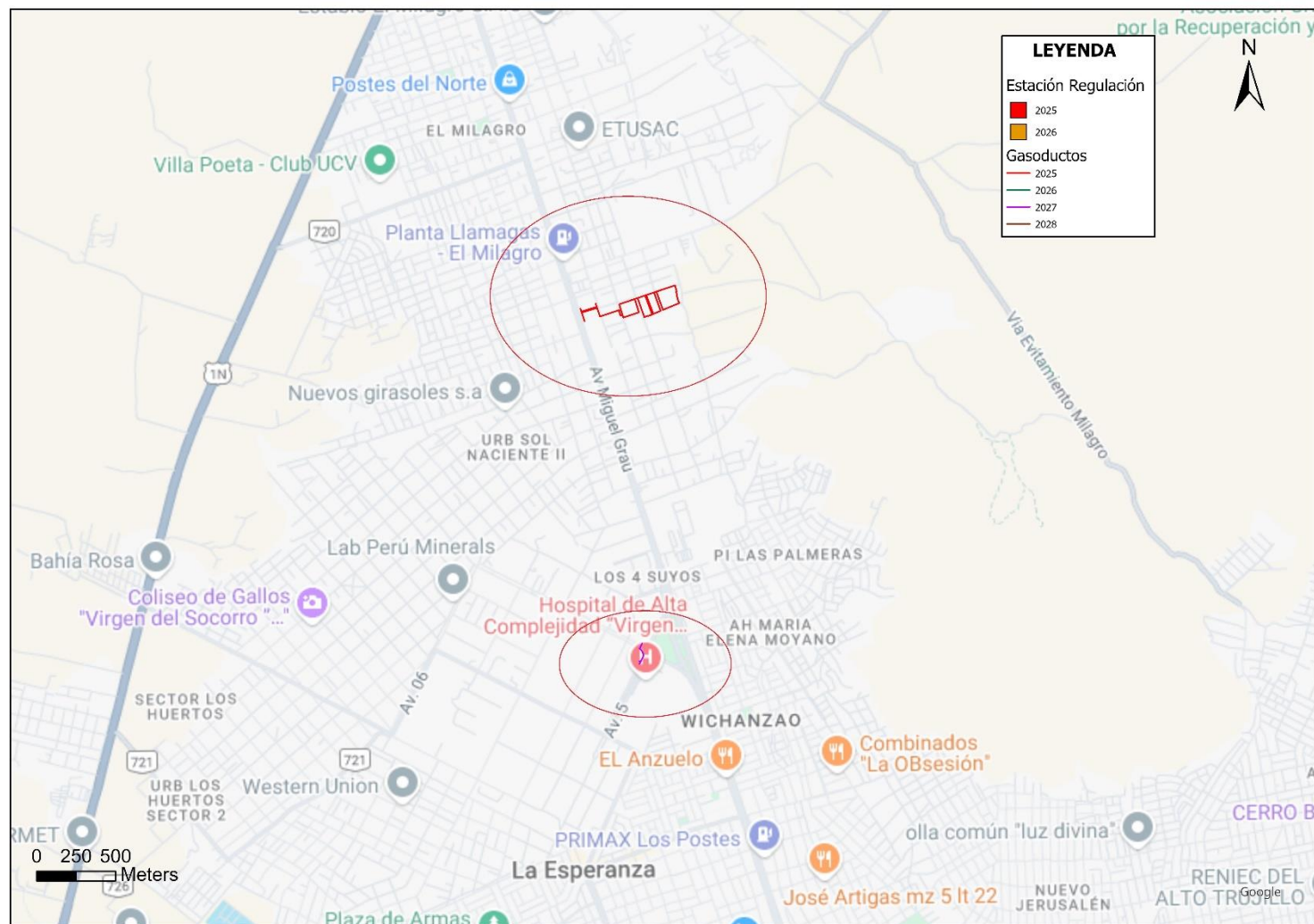
Plano de las instalaciones del PQI 2025 -2029



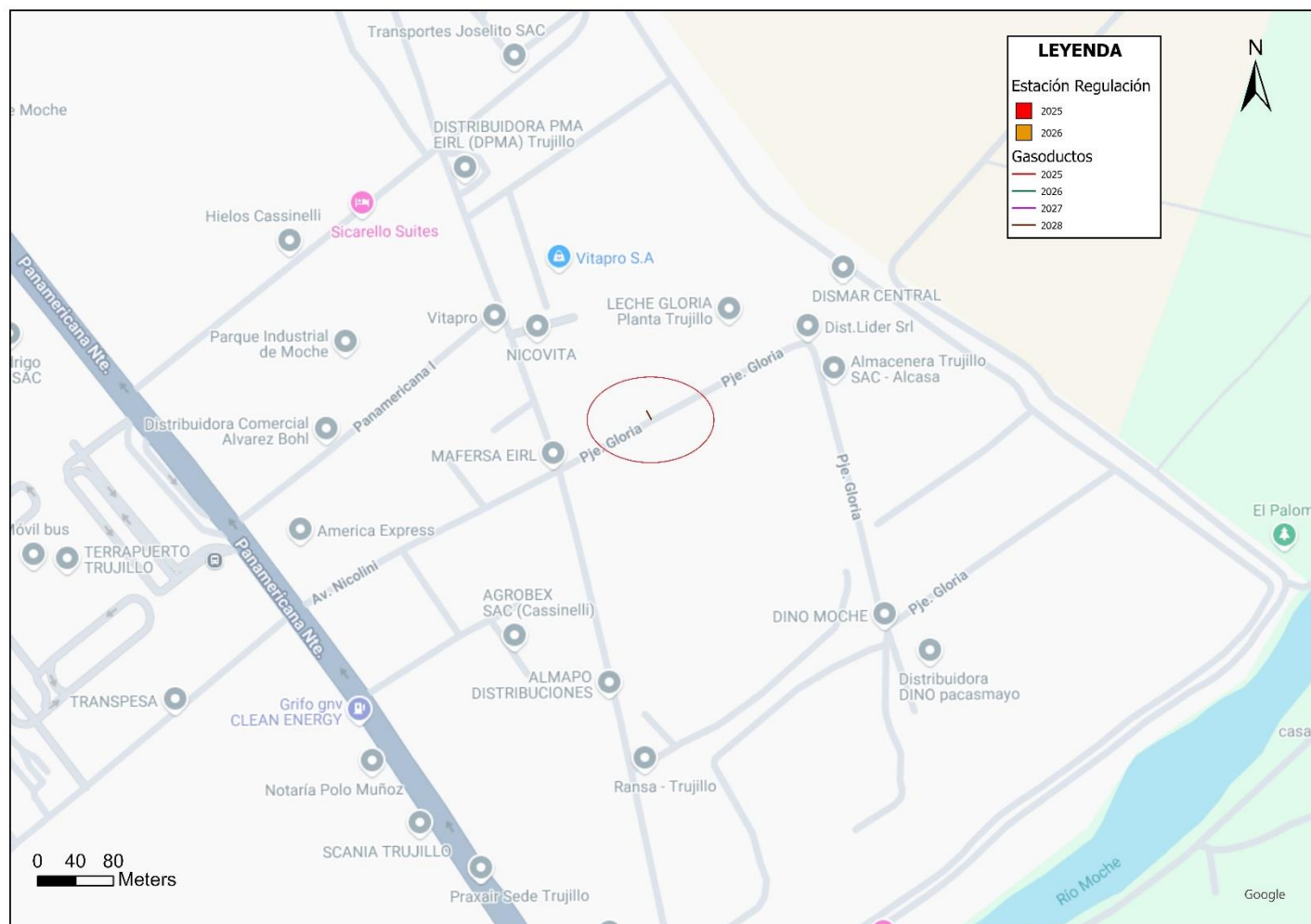
Plano de las instalaciones del PQI 2025 -2029 – Zona 1



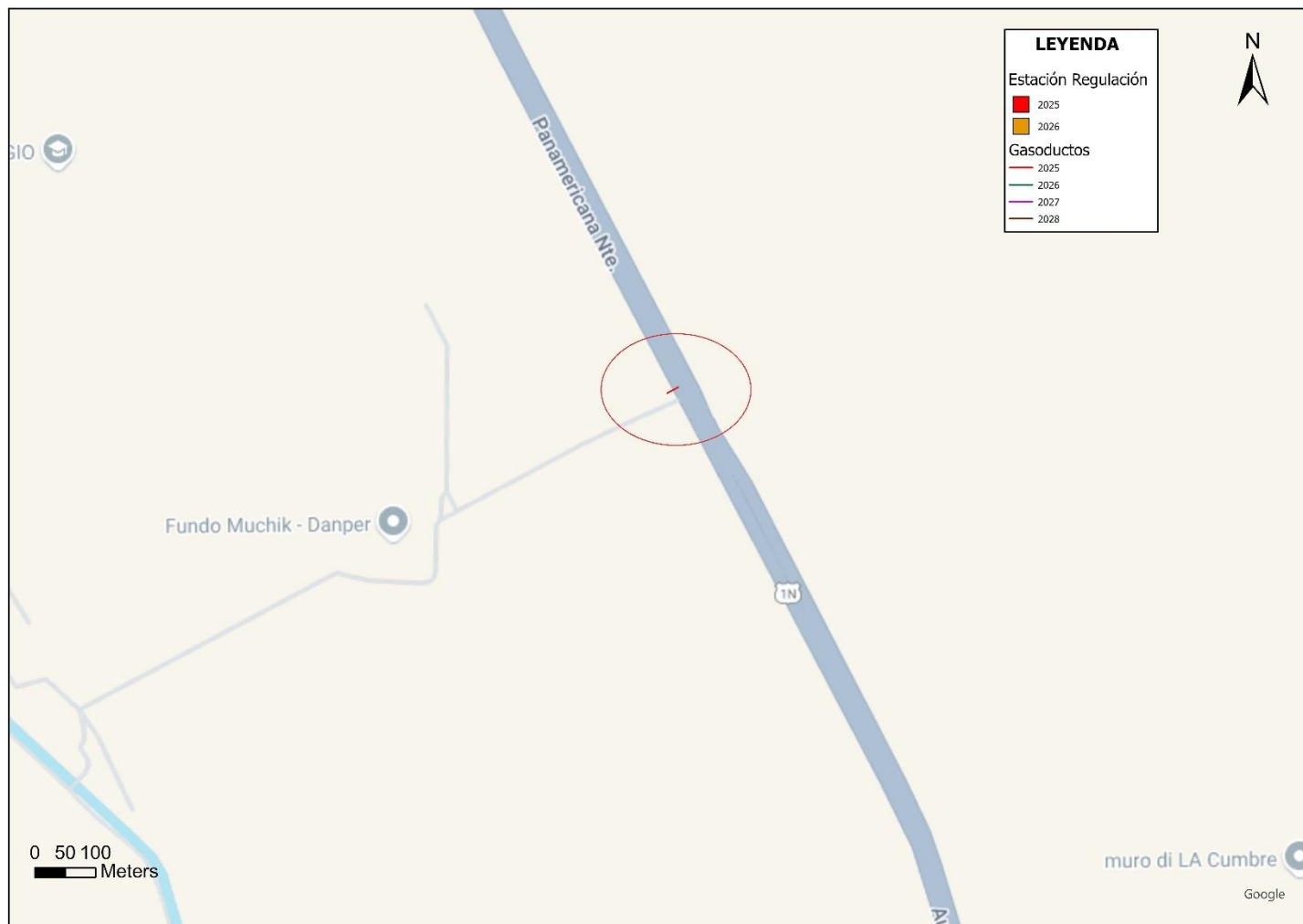
Plano de las instalaciones del PQI 2025 -2029 – Zona 2



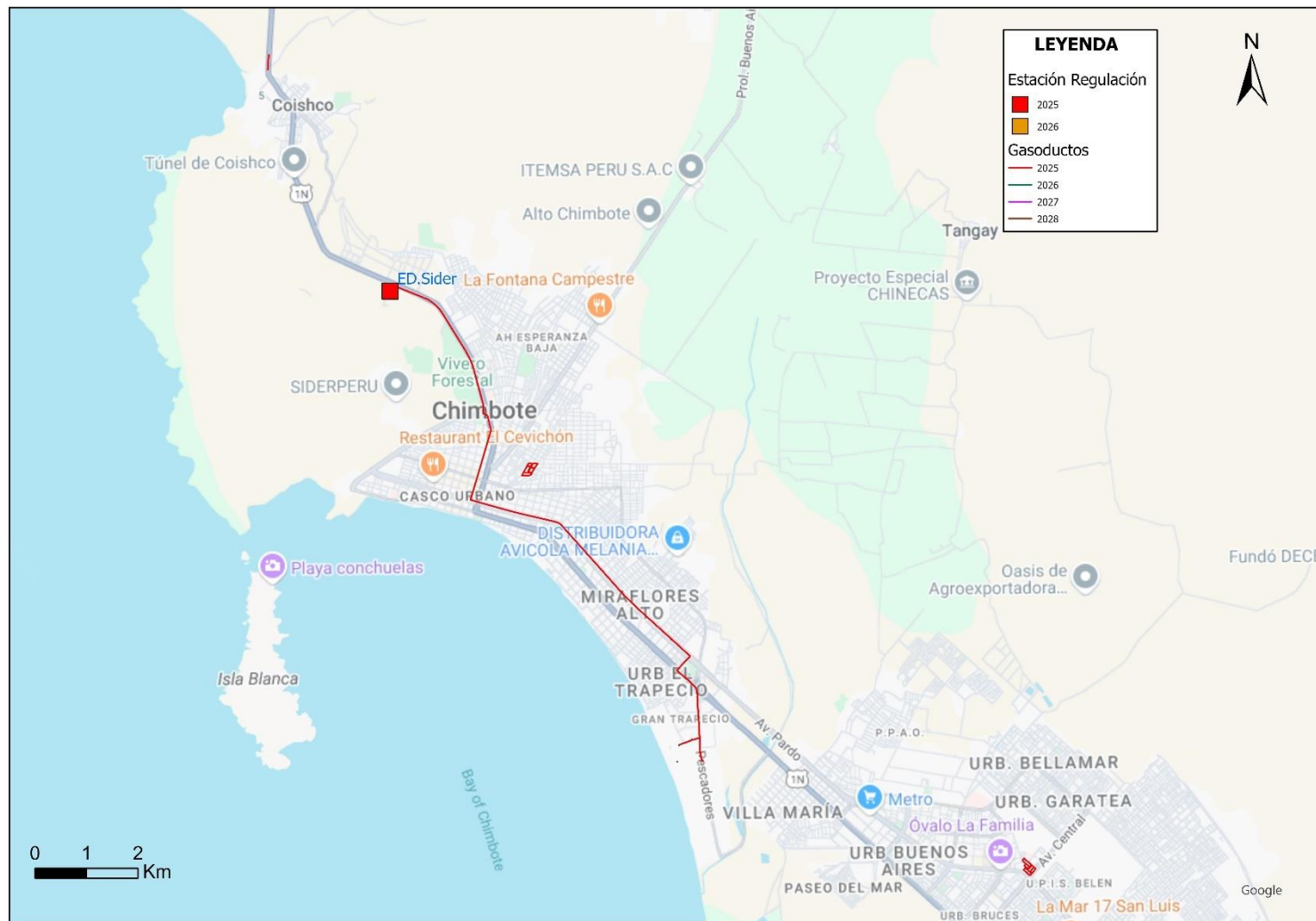
Plano de las instalaciones del PQI 2025-2029 – Zona 3



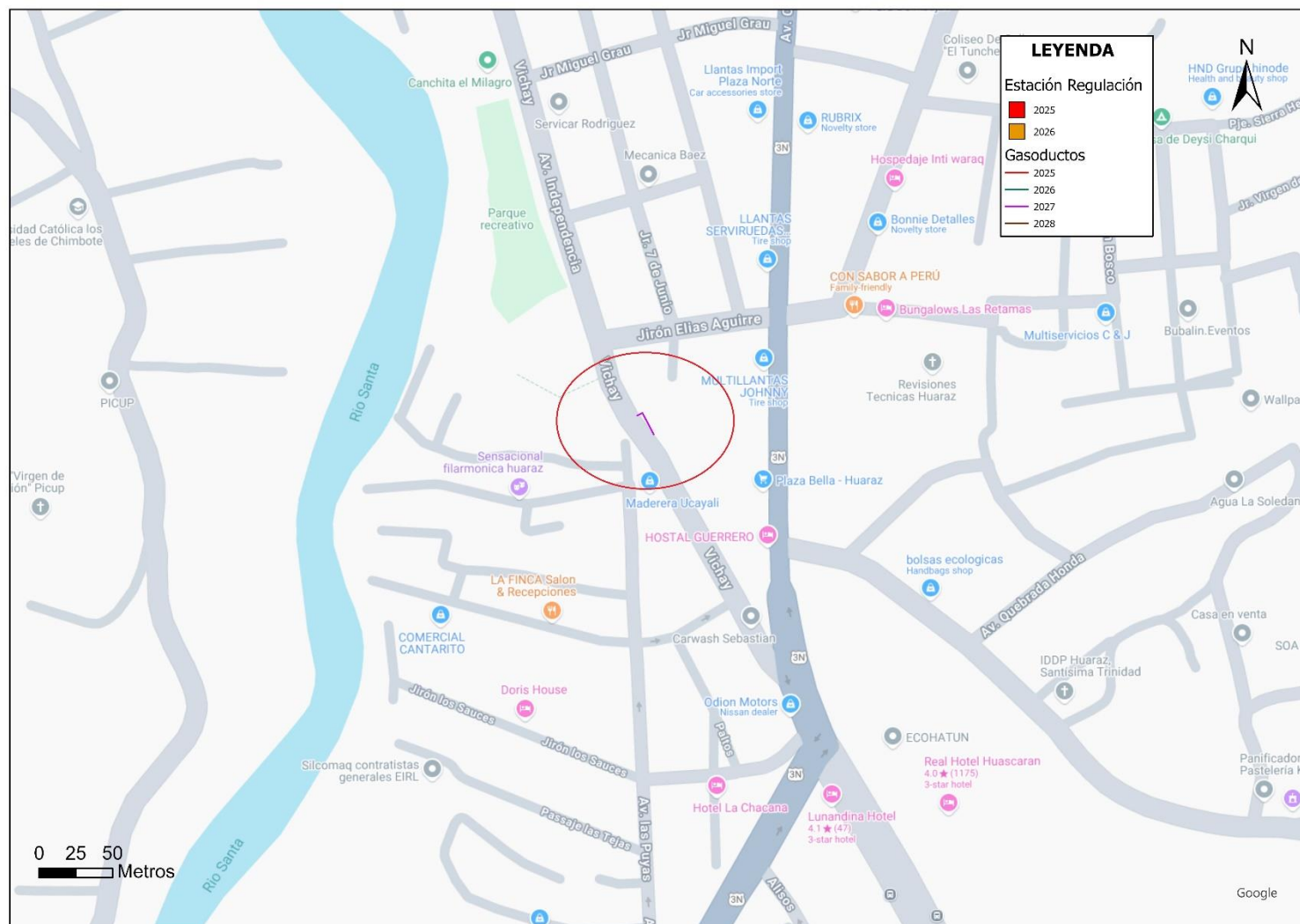
Plano de las instalaciones del PQI 2025 -2029 – Zona 4



Plano de las instalaciones del PQI 2025 -2029 – Zona 5



Plano de las instalaciones del PQI 2025 –2029 – Zona 6



Anexo N° 3

Documentación de Sustento

"Propuesta tarifaria de gas natural periodo 2025– 2028"

1. Documentos de sustento en formato pdf.

- Informe del Consultor: Informe de Propuesta Tarifaria.pdf
- **Anexo 1:** Anexo1-InversionessustentadasenlosEEFFdeGDP_29102024150638.pdf
- **Anexo 2:** Anexo2-CostosdelTransporteVirtualdeLNG_v2_29102024150717.pdf
- **Anexo 3:** Anexo3-CostosdeRegasificaciAn_v2_29102024150827.pdf
- **Anexo 4:** PlanosdeDensidad_29102024150908.pdf

2. Modelos de Cálculo

- **Modelo Tarifario:** Anexo 6_Modelo_Tarifario_GDP_v8_29102024151023.xlsx
- **Transporte Virtual:** Anexo2-CostosTransporteVirtualGDPv4_29102024150756.xlsx
- **Regasificación:** Anexo3-CostosPSR.v3_29102024150850.xlsx
- **Baremos de Costos:** Anexo5-Baremosinsupcosanac2024.v6_29102024150931.rar
 - 001-Baremo Resumen Mar-2024.xlsx
 - 002-D TUBERIA DE POLIETILENO 2024.xlsx
 - 003-D VALVULA DE POLIETILENO 2024.xlsx
 - 004-D OBRAS ESPECIALES 2024.xlsx
 - 005-D ERP 2024.xlsx
 - TABLAS DE RECURSOS_2024.xlsx
 - Transporte y Equipos_GDP.xls
- **Cargos Complementarios:** Anexo7-ModelodeCargosComplementarios_v5_29102024151101.xlsx