



Gerencia de Regulación de Tarifas
División de Gas Natural

Informe N° 117-2018-GRT

Determinación de la Tarifa Única de Distribución de Gas Natural aplicables a la Concesión de Lima y Callao para el Período 2018-2022

Fecha de elaboración: 26 de febrero del 2018

Elaborado:

Jorge Sanchez P.
Rodrigo Carrillo
Michael Moleros
Ricardo Pando

Revisado y aprobado por

Miguel Révalo Acevedo
Gerente de la División de Gas Natural
Gerencia de Regulación de Tarifas

Determinación de la Tarifa Única de Distribución de Gas Natural aplicables a la Concesión de Lima y Callao para el Período 2018-2022

Fecha de elaboración: 26 de febrero del 2018

Índice

RESUMEN EJECUTIVO	5
1 OBJETIVOS.....	12
2 ANTECEDENTES	12
2.1 ANTECEDENTES LEGALES	12
2.2 ETAPAS Y ANTECEDENTES DEL PROCESO REGULATORIO	13
3 METODOLOGÍA Y CRITERIOS GENERALES	16
3.1 MARCO NORMATIVO	16
3.2 SOBRE EL NIVEL DE LAS TARIFAS DE DISTRIBUCIÓN DEL GAS NATURAL Y DISEÑO TARIFARIO	16
3.3 DETERMINACIÓN DEL COSTO MEDIO	17
3.3.1 <i>Determinación de la Demanda</i>	17
3.3.2 <i>Determinación de los Costos de Inversión (CAPEX)</i>	18
3.3.3 <i>Determinación de los Costos de Explotación</i>	19
3.4 DETERMINACIÓN DE LA TARIFA ÚNICA DE DISTRIBUCIÓN POR CATEGORÍA.....	20
3.4.1 <i>Criterios para el diseño tarifario</i>	20
3.4.2 <i>Métodos de asignación tarifaria por categoría</i>	20
3.4.3 <i>Metodología del diseño tarifario</i>	21
3.5 DETERMINACIÓN DE LOS CARGOS TARIFARIOS COMPLEMENTARIOS.....	23
4 TARIFA ÚNICA DE DISTRIBUCIÓN DE GAS NATURAL POR RED DE DUCTOS DE LA CONCESIÓN DE LIMA Y CALLAO	23
4.1 CATEGORÍAS TARIFARIAS	24
4.2 ESTIMACIÓN DE LA DEMANDA	24
4.2.1 <i>Demanda de Gas Natural de Consumidores Regulados</i>	26
4.2.2 <i>Categoría Generadores Eléctricos</i>	34
4.3 VALORIZACIÓN DE LAS INVERSIONES.....	40
4.4 COSTOS DE EXPLOTACIÓN	48
4.4.1 <i>Costos Directos</i>	49
4.4.2 <i>Costos Indirectos</i>	50
4.4.3 <i>Otros costos de operación y mantenimiento</i>	51
4.4.4 <i>Gastos de Promoción</i>	52
4.4.5 <i>Resumen de los costos de explotación</i>	54
4.5 CALCULO DE LAS TARIFAS POR CATEGORÍAS DE CLIENTES	57
4.5.2 <i>Calculo general de la tarifa media sin promoción</i>	58
4.5.3 <i>Diseño tarifario</i>	58
4.5.4 <i>Resultados Tarifarios</i>	60
4.5.5 <i>Impacto en los precios finales a los usuarios</i>	61
4.5.6 <i>Verificación de la Competitividad de las tarifas</i>	62
4.5.7 <i>Ingresos estimados con las tarifas propuestas</i>	63
4.5.8 <i>Porcentaje de la Tarifa Única de Distribución destinado a los ingresos del mecanismo de promoción</i>	64

5	FACTORES DE ACTUALIZACIÓN Y PROCEDIMIENTO DE AJUSTE	65
6	CARGOS TARIFARIOS COMPLEMENTARIOS.....	69
6.1	CARGOS POR INSPECCIÓN, SUPERVISIÓN Y HABILITACIÓN DE LA INSTALACIÓN INTERNA PARA CONSUMIDORES MAYORES A 300 M ³ /MES	69
6.2	CARGOS POR CORTE Y RECONEXIÓN.....	69
6.3	TOPES MÁXIMOS DE ACOMETIDA PARA CONSUMIDORES CON CONSUMOS MENORES O IGUALES A 300 M ³ /MES 70	
6.4	LA PROPUESTA DE DERECHO DE CONEXIÓN Y FACTOR K.....	71
	ANEXO N°1 LISTA DE COSTOS UNITARIOS 2017	72
	ANEXO N°2 DETERMINACIÓN DEL SALDO PENDIENTE DEL GASTO DE PROMOCIÓN DEL PERIODO 2014-2018	75
	ANEXO N°3 PLANO DE LAS INSTALACIONES EXISTENTES Y PROYECTADAS PARA EL PERIODO 2014-2018	84
	ANEXO N°5 INFORME “ANÁLISIS DE PROPUESTA TARIFARIA DE GAS NATURAL (TARIFA ÚNICA) PERIODO 2018 – 2022” DEL CONSULTOR.....	86

Resumen Ejecutivo

El 06 de octubre del 2017, la empresa concesionaria de distribución Gas Natural de Lima y Callao S.A (Cálidda), presentó a Osinergmin su propuesta de Tarifa Única de Distribución (TUD), dando inicio al proceso de fijación tarifaria correspondiente al periodo 2018 – 2022.

Mediante Oficio N° 1088-2017-GRT del 06 de noviembre de 2017, Osinergmin remitió el Informe N° 0560-2017-GRT, en el cual se detallan las observaciones efectuadas por Osinergmin al Plan Quinquenal de Inversiones, a la Propuesta de la Tarifa Única de Distribución de Gas Natural y al Plan de Promoción, presentados por Cálidda.

Posterior, el 04 de diciembre de 2017, Cálidda presentó el Plan Quinquenal de Inversiones 2018-2022 y su Propuesta Tarifaria actualizados, la misma que contenía las modificaciones en atención a las observaciones planteadas por Osinergmin mediante el Informe N° 0560-2017-GRT.

En ese contexto, corresponde a Osinergmin establecer la TUD 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.

Por lo expuesto, en el presente informe se desarrolla la metodología y los criterios principales utilizados para la determinación de la TUD, Plan Quinquenal de Inversiones, Plan de Promoción y Cargos Tarifarios Complementarios a ser considerado en la regulación tarifaria de la concesión de Lima y Callao para el periodo 2018-2022.

A continuación, se presenta un resumen de los resultados obtenidos para el periodo regulatorio 2018-2022.

Categorías Tarifarias

En relación a las Categorías Tarifarias, se mantiene la segmentación de la Categoría aprobadas en el periodo regulatorio 2014-2018, en virtud que la distribución de clientes según su consumo unitario, no ha presentado mayores variaciones respecto al periodo anterior.

Categorías Tarifarias

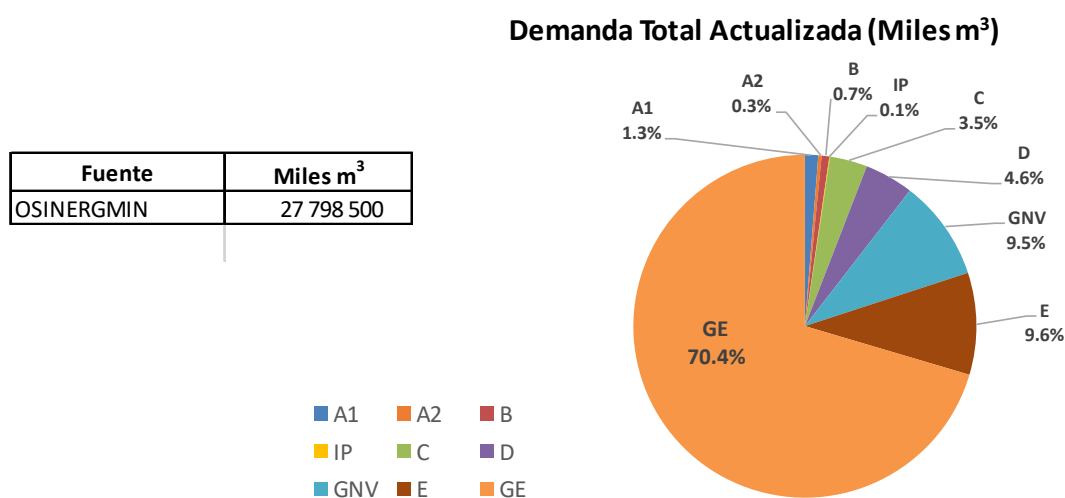
Categorías Tarifarias	Descripción
Categorías por rangos de consumo (Sm³/mes)	
A.1	Hasta 30 Sm ³ /mes
A.2	Desde 31 hasta 300 Sm ³ /mes
B	Desde 301 hasta 17 500 Sm ³ /mes
C	Desde 17 501 hasta 300 000 Sm ³ /mes
D	Desde 300 001 hasta 900 000 Sm ³ /mes
E	Consumidor Independiente con un consumo mayor a 900 000 Sm ³
Categorías especiales, independiente del consumo mensual	
GNV	Para estaciones de servicio de gas natural vehicular.
GE	Para generadores de electricidad
IP	Para instituciones públicas del Estado, tales como hospitales, centro de salud e instituciones educativas

Demanda de distribución de gas natural

La demanda propuesta para el presente proceso regulatorio alcanza los 27 mil millones de m³ en valor presente, superando en 15.7% a la demanda propuesta por el Concesionario.

En cuanto a la participación por categorías, tenemos que el componente de mayor predominancia es la demanda de generadores eléctricos con 70%, seguido de las categorías de clientes independientes y GNV con 10% y 9% respectivamente. Por su lado, la demanda residencial contenida en la categoría A1 representa aproximadamente 1.25%, tal como se puede apreciar en el gráfico siguiente.

Distribución de la Demanda Total Actualizada por Categoría Tarifaria



Costos de inversión

Respecto a la inversión para el periodo 2018-2022, se proyecta la instalación de 137.1 kilómetros de gasoductos de acero, 3644.1 kilómetros de gasoductos de polietileno, 14 estaciones de regulación y 1 City Gate en Cañete. Con esta infraestructura, se tendría al 2022, un total de 639.4 kilómetros de gasoductos de acero y 10843.7 kilómetros de gasoductos de polietileno en toda la concesión. Respecto a los costos de inversión se tiene que:

- El VNR, correspondiente a las inversiones existentes al 15 junio del 2013, asciende a US\$ 463,5 millones.
- Las inversiones reconocidas como “altas”, correspondientes al periodo comprendido entre 16 junio 2013 y 30 junio 2017, ascienden a US\$ 422,3 millones.
- Las inversiones proyectadas aplicables al Periodo Regulatorio de acuerdo al Plan Quinquenal de Inversiones 2018-2022 ascienden a US\$ 358.0 millones.

En resumen, se tiene que el valor presente de las anualidades del costo de la inversión total acumulada para el presente periodo regulatorio, asciende a US\$ 460,9 millones.

Costos de explotación

Los costos de explotación, determinados de acuerdo a las metodologías de Empresa Modelo Eficiente, resulta en promedio un monto anual que asciende a los US\$ 52.9 millones. El valor presente de dichos costos asciende a aproximadamente US\$ 169.6 millones.

Gastos de promoción para la conexión de clientes residenciales

El gasto de promoción para la conexión de clientes residenciales proyecta un monto total nominal que asciende a US\$ 41.9 millones, lo que equivale a un monto promedio anual de US\$ 10.5 millones. Estos montos resultan de considerar la conexión de 239.3 mil usuarios beneficiarios y un beneficio de US\$ 175.2 por usuario que comprende la cobertura del costo de la Acometida y el Derecho de Conexión.

Adicionalmente, se incorpora el monto adeudado por el Gasto de Promoción del periodo regulatorio 2014-2018, el cual asciende a US\$ 10.7 Millones el mismo que se incorpora en el primer año.

Considerando los dos aspectos que contiene el Gasto de Promoción, el valor presente de dichos costos asciende a aproximadamente US\$ 44.3 millones.

Tarifa Única de Distribución

En base a los conceptos anteriores, se determina el Costo de Servicio y la Tarifa Media de distribución para el Periodo Regulatorio 2018-2022 según el siguiente detalle:

Tarifas Medias de Distribución

ítem	Unidad	Valor
Costos de Inversión	Miles US\$	460,893
Costos de Explotación	Miles US\$	151 372
Gastos de Promoción	Miles US\$	44 318
Costo de servicio	Miles US\$	656 583
Demanda	Miles m ³	27,798,500
TARIFA MEDIA	US\$/Mil m³	23.62

Posteriormente, se obtienen las tarifas medias por cada categoría tarifaria:

Tarifas Medias de Distribución por Categoría Tarifaria

Categorías Tarifarias	Consumo Promedio Mensual (m ³)	TUD Media (US\$/Mm ³)
A1	10.2	223.60
A2	38.6	174.28
B	1 591	87.92
IP	18 678	50.24
C	84 253	45.39
GNV	232 350	38.40
D	489 396	33.60
E	2 188 047	20.13
GE	19 067 158	15.46

**Variación de las Tarifas Medias de Distribución por Categoría
Tarifaria respecto a las aprobadas en 2014-2018**

Categoría Tarifaria	TUD Publicada US\$/Mm ³	TUD Propuesta Final US\$/Mm ³	Variación Propuesta Final (%)
A1	222.48	225.45	1.3%
A2	158.86	175.97	10.8%
B	86.99	88.62	1.9%
IP	44.86	51.92	15.8%
C	44.86	45.20	0.8%
GNV	37.94	38.24	0.8%
D	33.20	33.46	0.8%
E	18.51	19.91	7.6%
GE	15.30	15.48	1.1%

A partir de las tarifas medias presentadas en el cuadro anterior se han calculado los márgenes de distribución y comercialización para cada categoría tarifaria, así como los cargos fijos y variables. Estos resultados se presentan en el siguiente cuadro:

**Tarifas Únicas de Distribución (TUD)
Periodo 2018-2022**

Categoría Tarifaria	Rango de Consumo Sm ³ /Cliente-mes	Margen de Comercialización Fijo		Margen de Distribución	
		US\$/mes	US\$/ (Sm ³ /d)- mes	Fijo US\$/ (Sm ³ /d)- mes	Variable US\$/Mil Sm ³
A1	0 - 30	0.52			172.34
A2	31-300	1.61			132.45
B	301 - 17 500	15.35			78.28
IP	No aplica		0.0217	0.1770	43.71
C	17 501 - 300 000		0.0196	0.1599	39.49
GNV	Estaciones GNV		0.0163	0.1334	33.48
D	300 001 - 900 000		0.0145	0.1184	29.23
E	Más de 900 000		0.0782	0.5340	20.13
GE	No aplica		0.0590	0.4113	15.46

Precios finales a los usuarios y competitividad

En relación a los precios finales obtenidos en el periodo regulatorio vigente (2014-2018), el impacto de las tarifas propuestas para el periodo 2018-2022 oscila entre 0.02% y 4.81%. El detalle se presenta en el siguiente cuadro:

Impacto en los precios finales del gas natural a los usuarios

Categoría Tarifaria	Precio Final Vigente(*) US\$/MMBTU	Precio Final Propuesto(**) US\$/MMBTU	Variación %
A1	10.295	10.324	0.28%
A2	8.632	9.035	4.67%
B	6.754	6.778	0.36%
IP	5.653	5.793	2.49%
C	5.653	5.667	0.25%
GNV	5.472	5.484	0.22%
D	5.348	5.359	0.19%
E	4.531	4.573	0.93%
GE	3.129	3.133	0.13%

(*) corresponde al Periodo Regulatorio 2014-2018.

(**) incluye el precio de suministro y tarifa de transporte.

Finalmente, los resultados de competitividad de los precios finales de gas natural frente a los precios de los combustibles sustitutos por categorías tarifarias, arrojan valores de ahorro que oscilan entre 0.06% y 4.81%, tal como se muestra en el cuadro siguiente:

Competitividad del Gas Natural según Porcentaje de Ahorro

Categoría Tarifaria	Sustituto		Precio Final Propuesto	Ahorro respecto al sustituto	
	Combustible	US\$/MMBTU	US\$/GJ	US\$/MMBTU	%
A1	GLP	19.5	10.324	9.2	47.1%
A2	GLP	16.9	9.035	7.9	46.5%
B	GLP granel	22.5	6.778	15.7	69.8%
IP	GLP granel	22.5	5.793	16.7	74.2%
C	Residual,D2	15.0	5.667	9.4	62.3%
GNV(*)	GLP veh	10.9	5.484	5.4	49.6%
D	Residual	14.1	5.359	8.7	61.9%
E	Residual	14.1	4.573	9.5	67.5%
GE	Residual (**)	11.1	3.133	8.0	71.7%

* Para el GNV el ahorro calculado se ha descontado el margen de la estación del GNV al precio del sustituto (4.81 US\$/MMBTU).

(**) Precio sin ISC

Cargos Tarifarios Complementarios

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. Los resultados que se proponen en la presente regulación son los siguientes:

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

Cargo	Cientes Comerciales US\$	Cientes Industriales y GNV US\$
Inspección	48.19	75.52
Supervisión	59.11	118.14
Habilitación	80.10	345.96
Total	187.40	539.62

Propuesta de Cargos por Corte

Ítem	Tipo	Categoría	US\$
I	Cierre del servicio	I-A	5.39
		I-B	5.39
		I-C	61.26
		I-D	61.26
II	Retiro de los componentes de la acometida	II-A	7.82
		II-B	7.82
		II-C	78.30
		II-D	78.30
III	Corte del servicio	III-A	132.96
		III-B	135.19
		III-C Acero	218.30
		III-C Polietileno	140.58
		III-D Acero	218.30
		III-D Polietileno	140.58

Propuesta de Cargos por Reconexión

Ítem	Tipo	Categoría	US\$
I	Reconexión por cierre del servicio	I-A	6.13
		I-B	6.13
		I-C	38.04
		I-D	38.04
II	Reconexión de los componentes de la acometida	II-A	13.03
		II-B	13.03
		II-C	No aplica
		II-D	No aplica
III	Reconexión por corte del servicio	III-A	140.98
		III-B	140.98
		III-C Acero	195.53
		III-C Polietileno	155.65
		III-D Acero	195.53
		III-D Polietileno	155.65

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

Tipo de Medidor	Muro Existente [US\$/ACOM]	Muro Construido [US\$/ACOM]
G1.6 (2.5 Sm ³ /h)	116.13	137.33
G4 (6 Sm ³ /h)	129.55	150.75
G6 (10 Sm ³ /h)	245.69	266.89

Propuesta de Cargos por Derechos de Conexión y Factores K

Categoría	Derecho de Conexión [US\$/m³-día]	Factor K
A1 y A2	94.2	9
B	6.8	3
C	2.7	3
D	2.4	3
GNV	12.0	3
E	1.3	3
GE	0.5	3

1 Objetivos

Los objetivos del presente informe son:

- Determinar la Tarifa Única de Distribución por Categorías Tarifarias de la Concesión de Distribución de Gas Natural por Red de Ductos de Lima y Callao para el periodo 2018-2022.
- Determinar 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.
- Proponer el Plan Quinquenal de Inversiones a ser aprobado para el periodo 2018-2022.
- Proponer el Plan de Conexión de Clientes Residenciales con Costos de Promoción a ser aprobado para el periodo 2018-2022.

2 Antecedentes

2.1 Antecedentes Legales

- En el año 2000, se suscribió el Contrato BOOT de Concesión de la Distribución de Gas Natural por Red de Ductos en Lima y Callao (en adelante el “Contrato BOOT”), siendo el actual concesionario la empresa Gas Natural de Lima y Callao (Cálidda).
- Mediante Decreto Supremo N° 040-2008-EM, se aprobó el Texto Único Ordenado del Reglamento de Distribución de Gas Natural por Red de Ductos (en adelante el “Reglamento de Distribución”).
- Inicialmente el Contrato BOOT de Distribución contemplaba la existencia de una Tarifa por Red Principal de Distribución y otra por las Otras Redes (redes adicionales a la Red Principal); no obstante, mediante Decreto Supremo N° 048-2008-EM, se sustituyó ambas tarifas y fueron unificadas en un solo sistema denominado Tarifa Única de Distribución (TUD) para cada categoría tarifaria.
- En el año 2006, mediante Resolución Osinerg N° 371-2006-OS/CD, se fijaron los cargos máximos por corte y reconexión del servicio de distribución de gas natural en la Concesión de Distribución de Gas Natural de Lima y Callao.
- En el año 2007, con Resolución Osinergmin N° 013-2007-OS/CD, se fijaron los costos unitarios de tuberías en la evaluación de la expansión de redes de distribución de gas natural de Lima y Callao y se precisaron que a todos los solicitantes de las Categorías Tarifarias reguladas, les corresponde la aplicación del procedimiento de viabilidad técnica económica establecida mediante Resolución Osinerg N° 263-2005-OS/CD (reemplazada hoy por la norma aprobada con Resolución Osinergmin N° 056-2009-OS/CD).
- En el año 2008, se introdujeron diversas modificaciones al Reglamento, una de ellas consistió en la introducción de las definiciones de Plan Anual y Plan Quinquenal de

Inversiones, entendiéndose por el primero al programa de inversiones de las obras que desarrollará el Concesionario para los próximos 12 meses; y por Plan Quinquenal de Inversiones al programa anual de obras para la expansión del Sistema de Distribución para un período de cinco (05) años.

- Mediante Resolución Osinergmin N° 659-2008-OS/CD, publicada el 30 de noviembre del 2008, Osinergmin aprobó el “Procedimiento para la elaboración de estudios tarifarios sobre aspectos regulados de la distribución de gas natural” (en adelante “Norma Estudios Tarifarios”), el cual establece que el Concesionario debe presentar a OSINERGMIN, dentro de su propuesta tarifaria, el Plan Quinquenal de Inversiones con el respectivo pronunciamiento de la Dirección General de Hidrocarburos del Ministerio de Energía y Minas (en adelante DGH).
- Mediante Resolución Osinergmin N° 261-2009-OS/CD, publicada el 17 de diciembre del 2009, se fijó la TUD para la concesión de Lima y Callao correspondiente al periodo 2009 - 2013; aprobándose además el Plan Quinquenal de Inversiones, los topes máximos de acometida, y demás conceptos establecidos en el Reglamento.
- Mediante Decreto Supremo N° 009-2012-EM se introdujo en el Reglamento el artículo 112a, en el cual se establece el concepto y los criterios aplicables al Mecanismo de Promoción por la conexión de consumidores residenciales (en adelante “Mecanismo de Promoción”), el cual se refiere al beneficio que tendrán por la conexión al gas natural los consumidores residenciales de los niveles socioeconómicos que establezca el Ministerio de Energía y Minas (en adelante “MINEM”); para tal efecto, el Reglamento establece que el concesionario propondrá al Osinergmin el Plan de Conexiones residenciales a beneficiarse con los gastos de promoción (en adelante “Plan de Promoción”), el cual será aprobado por Osinergmin dentro del Procedimiento para la fijación de Tarifas de Distribución de Gas Natural por Red de Ductos, Derecho de Conexión, Acometidas y Cargos de Mantenimiento, Corte y Reconexión.
- Mediante la Resolución Osinergmin N° 199-2012-OS/CD se modificó el procedimiento aprobado con la Resolución N° 659-2008-OS/CD. En esta modificación se incluyó la presentación de la propuesta del plan de conexiones de clientes residenciales
- Mediante la Resolución Ministerial N° 533-2012-MEM/OM, modificada mediante Resolución Ministerial N° 146-2013-MEM/OM, el MINEN dispuso la aplicación del Mecanismo de Promoción a los niveles socioeconómicos de los estratos Medio, Medio Bajo y Bajo según el Plano Estratificado a nivel de manzana por ingreso per cápita del hogar, desarrollado por el INEI.

2.2 Etapas y Antecedentes del Proceso Regulatorio

- Mediante Resolución Osinergmin N° 080-2012-OS/CD, se aprobó la Norma para la fijación de precios regulados, en cuyo Anexo C.2 se encuentra el “Procedimiento para Fijación de las Tarifas de Distribución de Gas Natural por Red de Ductos, Acometidas y Cargos de Mantenimiento Corte y Reconexión” (en adelante “Procedimiento”), con la finalidad de establecer las etapas y plazos aplicables al procedimiento regulatorio de la Tarifa Única de Distribución.
- Mediante carta N° 2017-021029 de fecha 07 de julio de 2017 Cálidda presentó el cargo del Plan Quinquenal de Inversiones para el periodo 2014-2018 presentado a la Dirección General de Hidrocarburos del Ministerio de Energía y Minas (en adelante “DGH”)

mediante la Carta 2017-020968 de fecha 7 de julio de 2017, adjuntado la copia de la documentación presentada. El mencionado documento contenía dos propuestas de Plan Quinquenal de Inversiones, uno denominado “Completo”, y otro denominado “Restringido”.

- Mediante Oficio N° 1121-2017-MEM/DGH, la DGH comunicó observaciones al documento presentado por Cálidda, señalando, entre otros, que, a efectos de cumplir con lo señalado en el Reglamento de Distribución, el Plan Quinquenal de Inversiones deberá presentarse sin duplicar supuestos.
- Mediante carta N° 2017-024244 de fecha 14 de agosto de 2017 Cálidda manifestó a la DGH que propuesta definitiva para ser ejecutada es el “Plan Quinquenal Restringido 2018-2022”.
- Mediante el Oficio N° 862-2017-GRT de fecha 15 de agosto de 2017, Osinergmin señaló a la DGH su preocupación de no contar con el Plan Quinquenal de Inversiones que será ejecutado por Cálidda, toda vez que el mismo, será utilizado en el cálculo y fijación de las Tarifas Únicas de Distribución a cargo de Osinergmin, precisando, que se está a la espera del Plan Quinquenal de Inversiones a efectos de realizar su evaluación de acuerdo con el Artículo 63c del Reglamento de Distribución.
- Mediante Oficio N° 1222-2017-MEM/DGH de fecha 18 de agosto de 2017, la DGH solicitó a Cálidda actualizar la documentación presentada mediante la Carta 2017-020968, indicando que la misma debía contener rigurosa y únicamente los documentos y aspectos pertenecientes al Plan Quinquenal de Inversiones que plantea desarrollar durante el 2018-2022.
- Mediante Oficio N° 1300-2017-MEM/DGH de fecha 01 de setiembre de 2017, la DGH reiteró a Cálidda su requerimiento de presentar una propuesta única del Plan Quinquenal de Inversiones.
- Mediante carta S/N recibida por el Ministerio de Energía y Minas (en adelante “Minem”) el 11 de setiembre de 2017, según Registro 2739672, Cálidda presentó el Plan Quinquenal de Inversiones para el periodo 2018-2022, conforme a los requerimientos de la DGH.
- Mediante Oficio N° 1352-2017-MEM/DGH, de fecha 18 de setiembre de 2017, la DGH remitió el Plan Quinquenal de Inversiones (en adelante “PQI”) presentado por Cálidda, a efectos de que este Organismo analice los criterios y evalúe el contenido mínimo del mencionado plan, tal como lo señala el primer párrafo del literal d) del Artículo 63c del Reglamento de Distribución. Asimismo, de acuerdo con el segundo párrafo de la norma citada, Osinergmin debe emitir su pronunciamiento sobre los aspectos de regulación tarifaria y supervisión de la prestación del servicio de distribución de Gas Natural por Red de Ductos.
- Mediante Oficio N° 0946-2017-GRT de fecha 20 de setiembre de 2017, Osinergmin comunicó a la DGH que la propuesta de Plan Quinquenal de Inversiones no estaba acompañada de la base de datos de las redes de Distribución conforme a lo señalado en la Norma aprobada mediante Resolución Osinergmin N° 188-2012-OS/CD. Al respecto se solicitó a la DGH que la concesionaria deberá remitir al Regulador la mencionada información, en el menor plazo posible, a efectos de poder realizar la revisión de dicho plan, en cumplimiento de lo señalado en el Artículo 63c del Reglamento de Distribución.

- Mediante Oficio N° 1397-2017-MEM/DGH, recibido el 26 de Setiembre de 2017, la DGH remitió a Osinergmin el Informe Técnico Legal N° 059-2017-MEM/DGH-DGGN-DNH, en el cual se pronunció sobre la concordancia del Plan Quinquenal de Inversiones con la política energética vigente, señalando entre otros puntos que, el mencionado plan no era concordante con los objetivos de la Política Energética Nacional y que Osinergmin debía continuar con la evaluación para la aprobación de dicho plan.
- Mediante los Oficios N° 197-2017-GRT y N° 198-2017-GRT del 06 de octubre de 2017, Osinergmin remitió a la DGH y Cálidda respectivamente, el informe Técnico Legal N° 0507-2017-GRT que contenía la evaluación de los criterios y contenido mínimo del Plan Quinquenal de Inversiones presentado por el Concesionario, así como su pronunciamiento sobre los aspectos de regulación de tarifas y de supervisión.
- Con fecha 06 de octubre de 2017, Cálidda, en su calidad de concesionario de distribución de gas natural en Lima y Callao presentó su Propuesta de Tarifa Única de Distribución y Cargos Complementarios (en adelante “Propuesta Tarifaria”) mediante Expediente N° 000232-2017.
- Mediante Oficio N° 0997-2017-GRT del 10 de octubre de 2017, Osinergmin remitió las observaciones a los Requisitos Mínimos de la Propuesta Tarifaria para el Procedimiento de Fijación de las Tarifas de Distribución de Gas Natural por Red de Ductos para el periodo 2018 -2022.
- En respuesta al oficio N° 0997-2017-GRT, el 24 de octubre de 2017, Cálidda presentó su Propuesta Tarifaria actualizada; el Plan Quinquenal de Inversiones 2018-2022 actualizado y la respuesta al Pronunciamiento de Osinergmin sobre evaluación de los criterios y contenido mínimo del Plan Quinquenal de Inversiones presentado por Cálidda, así como aspectos de regulación de tarifas y supervisión de la prestación del servicio de distribución de Gas Natural por Red de Ductos, remitido mediante Oficio N° 198-2017-OS-GG.
- Mediante Oficio N° 1051-2017-GRT del 26 de octubre de 2017, Osinergmin trasladó a la DGH del Minem, la propuesta de Plan Quinquenal de Inversiones remitida por Cálidda con fecha 24 de octubre de 2017, a fin que la mencionada dirección se pronuncie en torno a la verificación del cumplimiento de dicho plan con los objetivos de la Política Energética Nacional.
- Mediante Oficio N° 1088-2017-GRT del 06 de noviembre de 2017, Osinergmin remitió el Informe N° 0560-2017-GRT, en el cual se detallan las observaciones efectuadas por Osinergmin al Plan Quinquenal de Inversiones, a la Propuesta de la Tarifa Única de Distribución de Gas Natural y al Plan de Promoción, presentados por Cálidda mediante la carta del 24 de octubre del 2017.
- Mediante Oficio N° 1670-2017-MEM/DGH, recibido el 21 de noviembre de 2017, la DGH remitió a Osinergmin el Informe Técnico Legal N° 064-2017-MEM/DGH-DGGN-DNH, en el cual se pronunció sobre la concordancia del Plan Quinquenal de Inversiones con la política energética vigente, señalando entre otros puntos que, el Plan Quinquenal de Inversiones remitido por Cálidda el 24 de octubre de 2017, se encuentra alineada con la Política Energética Nacional y que Osinergmin debía continuar con la evaluación para la aprobación de dicho plan.
- En respuesta al oficio N° 1088-2017-GRT, el 04 de diciembre de 2017, Cálidda presentó el Plan Quinquenal de Inversiones 2018-2022 y su Propuesta Tarifaria actualizados; teniendo

en cuenta las observaciones planteadas por Osinergrmin mediante el Informe N° 0560-2017-GRT.

3 Metodología y Criterios Generales

3.1 Marco normativo

Los criterios y metodología empleados en el presente informe son los establecidos en las siguientes normas y/o procedimientos:

- Texto Único Ordenado del Reglamento de Distribución de Gas Natural por Red de Ductos, aprobado con Decreto Supremo N° 040-2008-EM, que establece los criterios y procedimientos generales a emplearse en la determinación de la tarifa de distribución de gas natural por red de ductos.
- Reglamento de la Ley de Promoción de la Industria del Gas Natural, aprobado con Decreto Supremo N° 040-99-EM, que establece los conceptos para calcular las Tarifas Únicas de Distribución para la Concesión.
- Resolución Osinergrmin N° 659-2008-OS/CD, publicada el 30 de noviembre de 2008, que aprobó la Norma "Procedimiento para la elaboración de estudios tarifarios sobre aspectos regulados de la distribución de gas natural" y sus modificatorias respectivas.

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

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 3.4 del presente informe.

El nivel de las tarifas debe estructurarse de modo tal que se cumpla 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 consiste en que las tarifas de distribución de gas natural deben remunerar los costos eficientes de la empresa¹; 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 eléctrico, telecomunicaciones y saneamiento.

¹ 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 la regulación por Empresa Modelo Eficiente se crea una empresa referencial que produce al mínimo costo con la tecnología necesaria, 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.

3.3 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:

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

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”²
- 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).

3.3.1 Determinación 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 regulados 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 2017.

² De acuerdo al Artículo 109° del TUO del Reglamento de Distribución de Gas Natural.

La demanda de gas de la Concesión se ha analizado dividiendo a los clientes en dos grandes grupos: Consumidores Regulados y Consumidores Independientes, según la definición dada en el Reglamento de Distribución.

- **Demanda de Consumidores Regulados³:** 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.
- **Demanda de Consumidores Independientes⁴ y Generadores Eléctricos:** De forma similar a los Consumidores Regulados, se estima el número de clientes a lo largo del periodo regulatorio. El consumo proyectado de cada cliente se estima en base a la capacidad firme contratada con TGP. Para el caso particular de los Generadores Eléctricos (pertenecen a la categoría especial GE⁵), el consumo unitario se revisa a través de una simulación del despacho de las centrales térmicas e hidráulicas que se encuentren conectados al Sistema Eléctrico Interconectado Nacional (SEIN), de acuerdo con los resultados que entregaron mediante Memorando N° 172-2018-GRT de la División de la Generación y Transmisión de la Gerencia de Regulación de Tarifas de Osinergmin.

3.3.2 Determinación de los 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 propuestas y aprobadas en el Plan Quinquenal de Inversiones.

- **Valor Nuevo de Reemplazo de las redes existentes:** 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.

³**Consumidores Regulados:** Consumidor adquirente del gas natural con Contrato de Suministro de un concesionario de distribución, cuyo consumo es menor a 30 000 Sm³/día.

⁴**Ciente Independiente:** Consumidor que adquiere Gas Natural directamente del Productor, Comercializador o Concesionario, siempre que sea en un volumen mayor a los treinta mil metros cúbicos estándar por día (30 000 Sm³/día) y por un plazo contractual no menor a seis (6) meses.

⁵ **Categorías Especiales:** Son categorías formadas según su característica del negocio asociado, no correspondiéndole una asignación por el nivel volumétrico de consumo. De acuerdo con el Artículo 107° del Reglamento se considera como mínimo al GNV y al Generador Eléctrico.

- **Inversión en redes proyectadas:** estas se basan en la infraestructura (tuberías de acero, tuberías de polietileno, estaciones de regulación, etc.) propuesta en el Plan Quinquenal que el Concesionario considera 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 de Regulación. 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).

3.3.3 Determinación de los Costos de Explotación

Los costos de explotación consideran los costos eficientes necesarios para la gestión operativa, comercial y administrativa de la empresa de distribución. Estos costos se determinan en base a lo señalado en los artículos 24°, 25° y 26° de la Norma Estudios Tarifarios.

A modo general, los criterios empleados para la determinación de los referidos costos de explotación son los siguientes:

- Determinación de una Empresa Modelo Eficiente. La estructura de la empresa modelo considera las actividades de distribución, comercialización, administración y otras relacionadas a la operación y mantenimiento.
- Las actividades de operación de acuerdo a lo que se establece el Manual de Operación y Mantenimiento de la empresa concesionaria.
- Revisión de la propuesta tarifaria y de los reportes de contabilidad regulatoria presentados por el Concesionario.
- 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 a la Empresa Modelo Eficiente que se está evaluando.
- 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 e incobrables, costo financiero del gas y otros cargos menores.
- Inclusión del Gasto de Promoción. De acuerdo con lo establecido en el Artículo 112a del Reglamento de Distribución, el gasto de promoción por cada cliente se ha determinado como la suma del costo del Derecho de Conexión más la Acometida. Este mecanismo, denominado “Mecanismo de Promoción”, permite cubrir parcialmente los costos de conexión de consumidores residenciales que cumplan con los criterios definidos por el MINEM.
- Inclusión de los costos por la gestión del Mecanismo de Promoción.

3.4 Determinación de la Tarifa Única de Distribución por categoría

3.4.1 Criterios para 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.

3.4.2 Métodos de asignación tarifaria por categoría

En base a los costos de inversión y los costos de operación y mantenimiento obtenidos a partir de la Empresa Modelo Eficiente se calcula el Costo Medio de la concesión de distribución de gas natural. En este sentido, el Costo Medio calculado permite remunerar los costos eficientes de la empresa concesionaria.

Ahora bien, dicho Costo Medio debe ser asignado a las Categorías Tarifarias que, de conformidad con el Artículo 107° del Reglamento, deben ser aprobadas por Osinergmin. Sin embargo, el Reglamento de Distribución no precisa la forma en que se debe asignar el Costo Medio a cada categoría tarifaria, estableciendo únicamente en su artículo 107° que: *“(…) Los costos de Transporte y de Distribución se asignarán a cada categoría de Consumidor de forma tal que se obtengan tarifas finales competitivas respecto del sustituto”*⁶.

La Norma Estudios Tarifarios por su lado, complementa lo señalado en el Reglamento de Distribución a través de lo dispuesto en sus literales c) y d) del numeral 29.1 y el literal g) del numeral 40.2 conforme a lo siguiente:

“29.1 (...)

c) Las tarifas deben ser competitivas para todas las categorías de consumidores. Es decir, las tarifas deben proporcionar un nivel de ahorro a todos los consumidores, respecto del sustituto correspondiente.

d) La tarifa debe ser decreciente con el incremento del volumen típico de la categoría”

⁶ **Artículo 107.-** Las categorías de Consumidores serán propuestas por el Concesionario, teniendo como base los rangos de consumo, para la aprobación de OSINERGMIN y deberán considerar como mínimo unas especiales que involucren al GNV y al generador eléctrico.

Los costos de Transporte y de Distribución se asignarán a cada categoría de Consumidor de forma tal que se obtengan tarifas finales competitivas respecto del sustituto.

Todos los Consumidores conectados al Sistema de Distribución pagarán la tarifa correspondiente a su categoría tarifaria, independientemente de la ubicación o el nivel de presión del suministro.

Adicionalmente, OSINERGMIN definirá factores y cuentas de equilibrio tarifario entre los Consumidores de bajo consumo y el resto, de tal forma de garantizar el equilibrio entre los costos y los ingresos aprobados. Dichas cuentas deberán ser especificadas en el Manual de Contabilidad Regulatoria aprobado por OSINERGMIN para fines de supervisión.

OSINERGMIN podrá considerar la aplicación de volúmenes mínimos para cada categoría de Consumidor, los cuales serán una exigencia para permanecer en una determinada categoría.

“40.2 (...)

g) El nivel de ahorro económico para los consumidores mayores de gas natural no residenciales, no sea menor al 20% frente al combustible sustituto.”

En base a lo que establece el marco normativo respecto a la asignación del costo medio, se evaluaron tres alternativas para establecer las tarifas para cada categoría tarifaria: Costos Medios por categoría, Costos Marginales por categoría y asignación de costos según la competitividad respecto al combustible sustituto, que se explican a continuación:

- a) **Tarifas iguales a Costos Medios por categoría:** Esta primera alternativa, si bien permite que la empresa recupere sus costos eficientes, conllevaría a que los consumidores residenciales y comerciales (aproximadamente 5% de la demanda) que utilizan la red de polietileno y parte de la red de acero, deban pagar una tarifa superior al precio del combustible sustituto (GLP) debido a que la inversión en polietileno representa aproximadamente el 66% del costo de inversión. En ese sentido, la presente alternativa no permitiría cumplir con lo dispuesto en el artículo 107° del Reglamento de Distribución, salvo que se establezcan subsidios cruzados entre Categorías Tarifarias, lo cual tendría que hacerse de manera discrecional de ser el caso.
- b) **Tarifas iguales a Costos Marginales por categoría:** Este enfoque no permitiría que la empresa recupere sus costos, ya que resultaría necesario establecer cargos adicionales a cada categoría para cubrir el déficit generado. En consecuencia, la asignación de estos cargos se realizaría también de manera discrecional.
- c) **La asignación de costos según la competitividad del combustible sustituto:** Este enfoque tiene origen en lo dispuesto por el Artículo 107° del Reglamento de Distribución, según la cual debe considerarse la competitividad de las tarifas frente al combustible sustituto. Esta metodología determina un nivel de ahorro que cada tipo de consumidor puede obtener por el consumo de gas natural en lugar del 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.

3.4.3 Metodología del diseño tarifario

La metodología del diseño tarifario permite ofrecer a los clientes una tarifa competitiva y que a su vez cubra los costos eficientes de la empresa. Para ello se considera que el comportamiento de una empresa en ausencia de regulación busca obtener el mayor beneficio posible de los clientes, situando por tanto sus precios ligeramente por debajo del sustituto energético más eficiente.

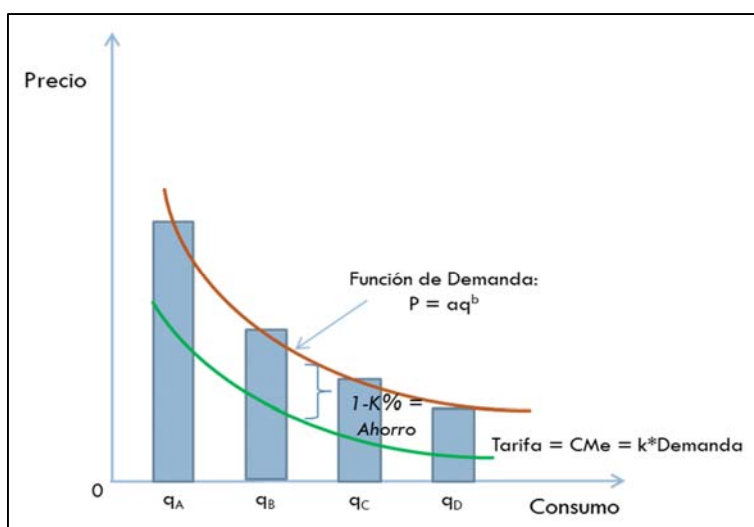
Para determinar las tarifas para cada una de las Categorías Tarifarias se han seguido los siguientes pasos:

- 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 la distribución, 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 a fin de lograr el equilibrio financiero.
- 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.

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

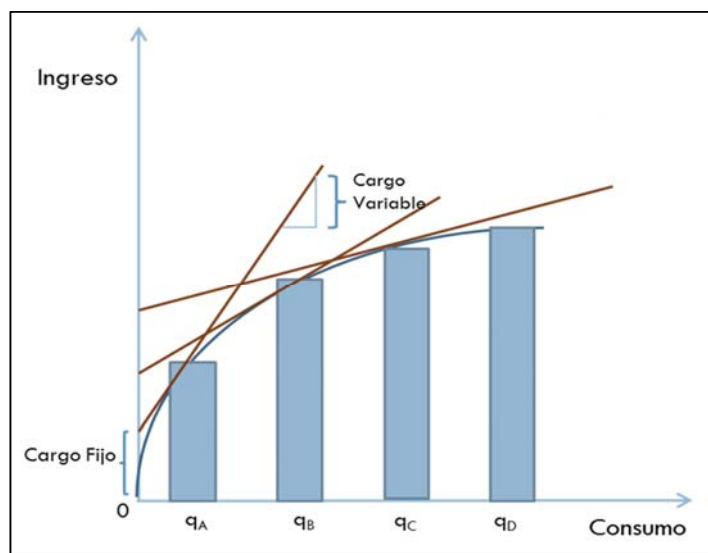
Gráfico N° 1



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 categoría tarifaria.

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.

Gráfico N° 2



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.

3.5 Determinación de los Cargos Tarifarios Complementarios

Los Cargos Tarifarios Complementarios que se aprueban en la presente regulación son el Derecho de Conexión, los topes máximos de Acometida para usuarios menores a 300 m³/mes, los cargos de Inspección, Supervisión y Habilitación para clientes mayores a 300 m³/mes, los cargos de Corte y Reconexión y el Factor K.

La metodología para determinar cada uno de ellos corresponde a la valorización de las actividades que conforman dichos cargos, considerando una base de costos unitarios actualizados y eficientes.

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.

4 Tarifa Única de Distribución de gas natural por Red de Ductos de la Concesión de Lima y Callao

En esta sección se presenta la aplicación de los conceptos y metodología señalados anteriormente para la determinación de las tarifas para el periodo 2014 – 2018.

En primer lugar, se presentan las Categorías Tarifarias consideradas para la presente regulación. Posteriormente, se realiza un análisis y estimación de la demanda, las inversiones y los costos de explotación proyectados. Finalmente, se determina el nivel tarifario y el diseño de tarifas que permitirá obtener las tarifas por categorías.

4.1 Categorías Tarifarias

De acuerdo con la metodología anteriormente expuesta y considerando la propuesta de la empresa concesionaria, se han determinado las Categorías Tarifarias que tendrán lugar en la presente regulación tarifaria (2018-2022) para la Concesión de Lima y Callao.

- Se mantiene la segmentación de la categoría A (cuyo rango de consumo era de 0 a 300 Sm³/mes) en: A1 (de 0 a 30 Sm³/mes) y A2 (de 31 a 300 Sm³/mes). Dicha segmentación se realiza con el fin de permitir un direccionamiento mejor focalizado del mecanismo de promoción, considerando que los usuarios afectos a la categoría A1, en su mayoría son del tipo residencial (99.6%) y por tanto posibles beneficiarios del gasto de promoción.
- Se mantiene la categoría de Instituciones Públicas, que considera a usuarios tales como hospitales, centro de salud e instituciones educativas, y es independiente del consumo mensual por cliente.

Cuadro N° 1
Categorías Tarifarias

Categorías Tarifarias	Descripción
Categorías por rangos de consumo (Sm³/mes)	
A.1	Hasta 30 Sm ³ /mes
A.2	Desde 31 hasta 300 Sm ³ /mes
B	Desde 301 hasta 17 500 Sm ³ /mes
C	Desde 17 501 hasta 300 000 Sm ³ /mes
D	Desde 300 001 hasta 900 000 Sm ³ /mes
E	Consumidor Independiente con un consumo mayor a 900 000 Sm ³
Categorías especiales, independiente del consumo mensual	
GNV	Para estaciones de servicio y/o gasocentros de gas natural vehicular.
GE	Para generadores de electricidad
IP	Para instituciones públicas del Estado, tales como hospitales, centro de salud e instituciones educativas

4.2 Estimación de la Demanda

La estimación de la demanda partió del diagnóstico del mercado actual y de una estimación del 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 consideradas. A partir de dicha segmentación y de la información estadística histórica, se determinaron los consumos unitarios promedio por categoría (Ver cuadro siguiente), se realizó la proyección de clientes a ser conectados y la demanda asociada a dicha proyección.

Cuadro N° 2
Consumo Promedio por Cliente según Categoría Tarifaria

Categoría	Consumo Promedio Mensual (m³/Cliente)
Categoría A1	10.2
Categoría A2	39
Categoría B	1 591
Categoría IP	18 678
Categoría C	84 253
Categoría GNV	232 350
Categoría D	489 396
Categoría E	2 188 047
Categoría GE	19 067 158

Se debe señalar que respecto a la regulación anterior el promedio simple del consumo mensual de la categoría generadores eléctrico se ha reducido aproximadamente en 50%, esto es debido al ingreso de nuevos clientes generadores eléctricos que presentan consumos promedio de 0,21 MMPCD, es decir, el nivel de consumo medio de dichos clientes solo representa el 1% del consumo que requieren los principales clientes de la categoría generador eléctrico.

La proyección para los próximos 4 años del número de clientes y de la demanda por Categorías Tarifarias, se presenta en los siguientes cuadros.

Cuadro N° 3
Proyección del número de clientes conectados

Categoría	Cantidad actual de clientes (*)	Número de clientes al finalizar el año			
		Año 1	Año 2	Año 3	Año 4
Categoría A1	524 768	608793	662306	715776	779621
Categoría A2	47 852	54388	60551	65851	72627
Categoría B	2845	3280	3584	3886	4240
Categoría IP	20	23	25	27	30
Categoría C	281	290	296	297	304
Categoría GNV	245	251	255	259	269
Categoría D	45	50	50	52	54
Categoría E	29	31	34	35	35
Categoría GE	20	25	27	27	28

(*) Cantidad actual de clientes a diciembre de 2017.

Cuadro N° 4
Proyección de la demanda de distribución de gas natural

Categoría	Demanda actualizada (*) (Miles m ³)		Demanda Proyectada				
	Demanda	%	1	2	3	4	Total
Categoría A1	348 534	1.25%	96 618	105 266	113 396	123 423	438 703
Categoría A2	85 121	0.31%	23 521	25 709	27 729	30 210	107 168
Categoría B	200 870	0.72%	54 533	60 275	66 133	72 370	253 310
Categoría IP	18 807	0.07%	5 182	5 663	6 141	6 700	23 686
Categoría C	980 446	3.53%	293 750	303 450	308 168	319 269	1 224 637
Categoría GNV	2 639 791	9.50%	753 768	804 939	853 664	900 126	3 312 498
Categoría D	1 277 720	4.60%	381 141	385 534	405 669	426 321	1 598 665
Categoría E	2 667 761	9.60%	762 010	822 332	864 016	896 723	3 345 081
Categoría GE	19 579 450	70.4%	6 014 261	6 079 740	6 128 162	6 171 861	24 394 024
Total	27 798 500	100%	8 384 784	8 592 908	8 773 077	8 947 003	34 697 772

(*) La actualización corresponde a septiembre de 2017.

En el siguiente cuadro se resume el análisis efectuado, destacándose el hecho que en los cuatro años de proyección el consumo de gas crece en 11.3% en los próximos 4 años respecto al año base de la demanda. Se debe señalar que el año base se encuentra 11.1 % por encima de la demanda al final del periodo regulatorio del 2014-2018. Dicho incremento se debe principalmente por el aumento de las capacidades de los generadores Enersur y Kallpa, la inclusión en el año 2016 de dos clientes (La C.T. Las Flores y Refinería la Pampilla); y por presentar despachos por encima de la capacidad firme contratada de las centrales de Santa Rosa y Termochilca.

Cuadro N° 5
Proyección de demanda

Año	Demanda Mm3	Crecimiento %
1	8 384 784	4.78%
2	8 592 908	2.48%
3	8 773 077	2.10%
4	8 947 003	1.98%

4.2.1 Demanda de Gas Natural de Consumidores Regulados

La demanda de los clientes regulados, 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.

4.2.1.1 Categorías A (A1 y A2) y B

En los siguientes gráficos se muestra 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 de Cálida en lo referente a conexión de clientes.

El Factor de Penetración que se emplea para este caso es el indicado en la Norma Estudios Tarifarios, que asciende a 70% de los clientes potenciales, es decir, aquellos clientes cuyas viviendas cuentan con red de distribución en el frente del predio.

Gráfico N° 3

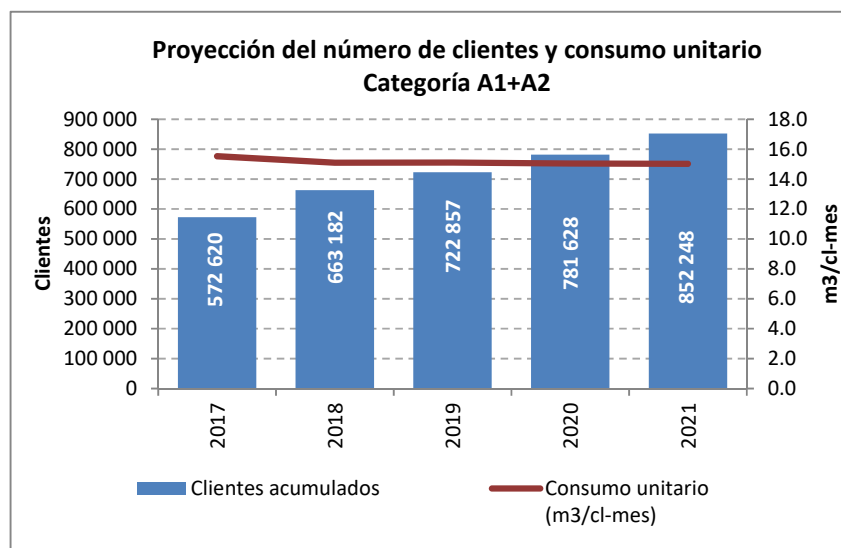


Gráfico N° 4

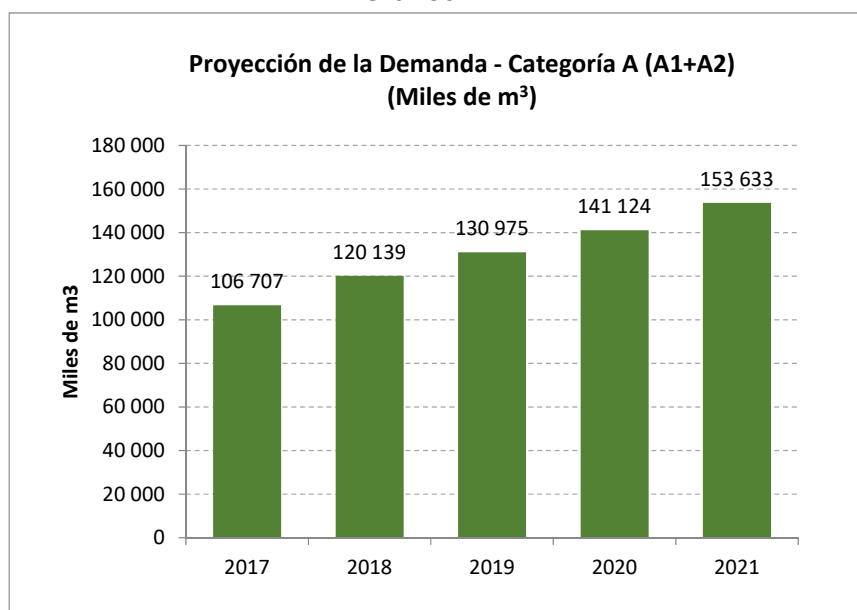


Gráfico N° 5

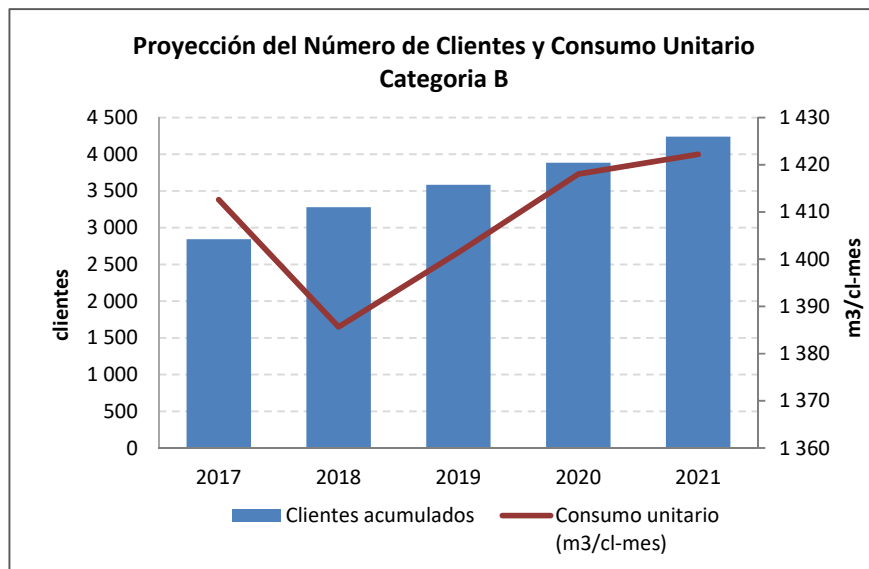
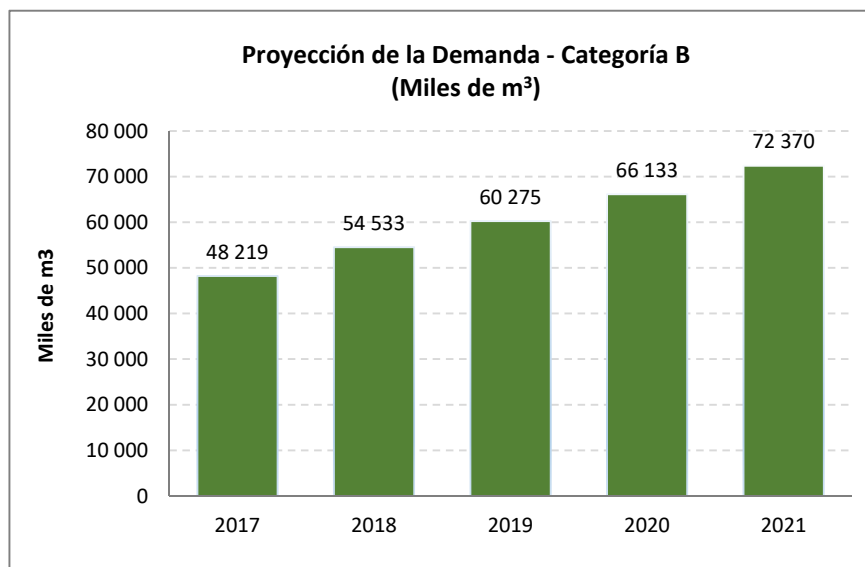


Gráfico N° 6



4.2.1.2 Categorías C, D y E

La demanda del sector industrial (demanda de la Categoría C y D) se estimó tomando en consideración la conversión de los usuarios industriales que utilizan GLP a granel, Diesel 2 y/o Residuales (R500 y R6).

Se utilizó la información histórica de la evolución del número de clientes conectados y del consumo unitario de las categorías C (Industria menor), D (Industria) y E (Gran Industria).

Gráfico N° 7

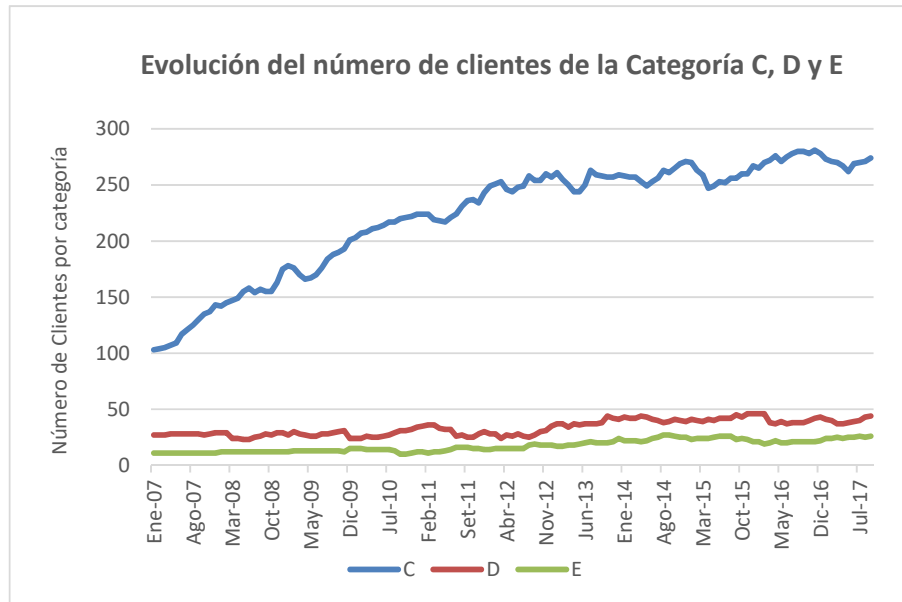
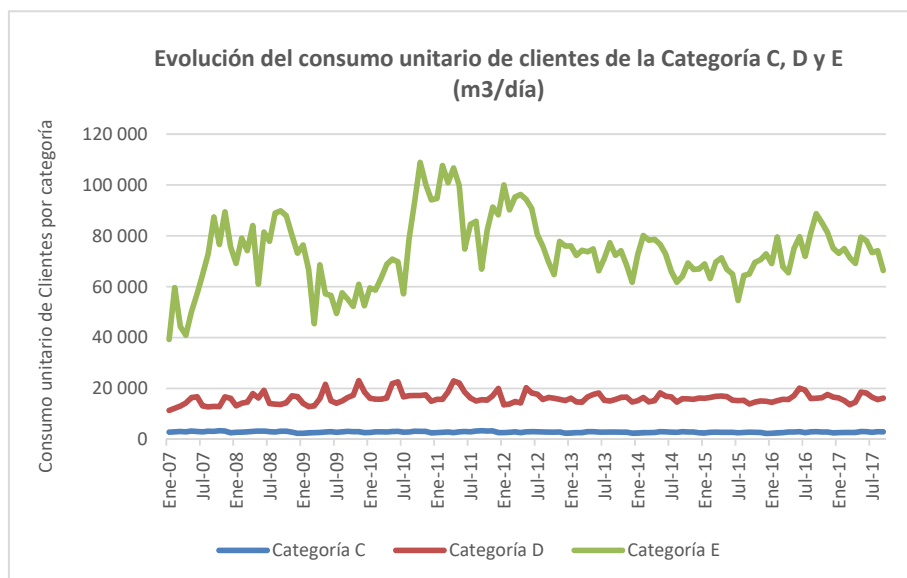


Gráfico N° 8



Para determinar la proyección de demanda, se ha asignado a cada una de las categorías evaluadas un consumo unitario conservador, basado en los consumos históricos registrados.

Los resultados de la proyección realizada para las categorías C, D y E se presentan en los siguientes gráficos:

Gráfico N° 9

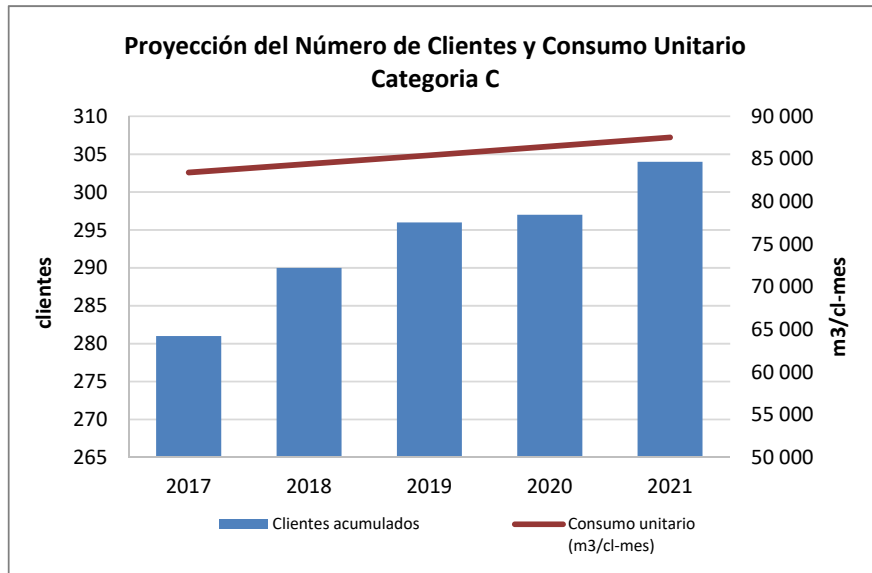


Gráfico N° 10

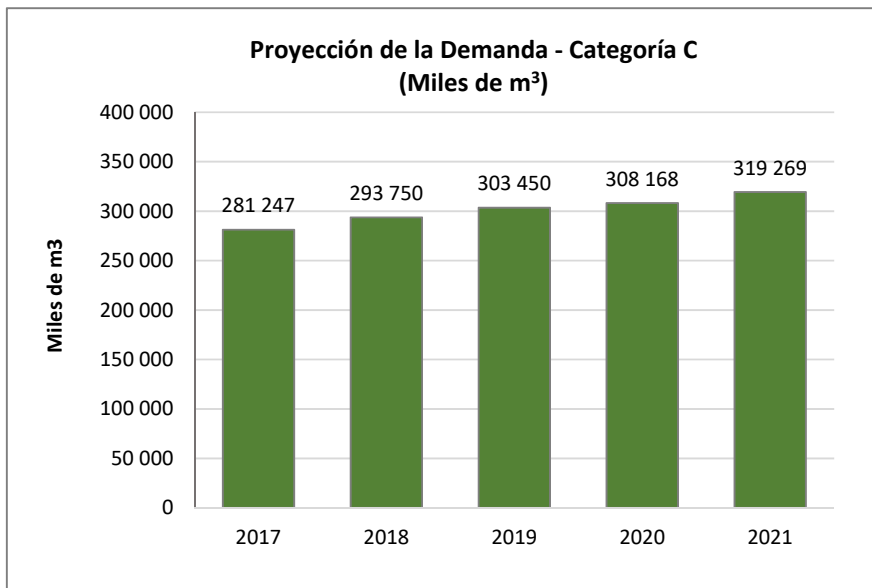


Gráfico N° 11

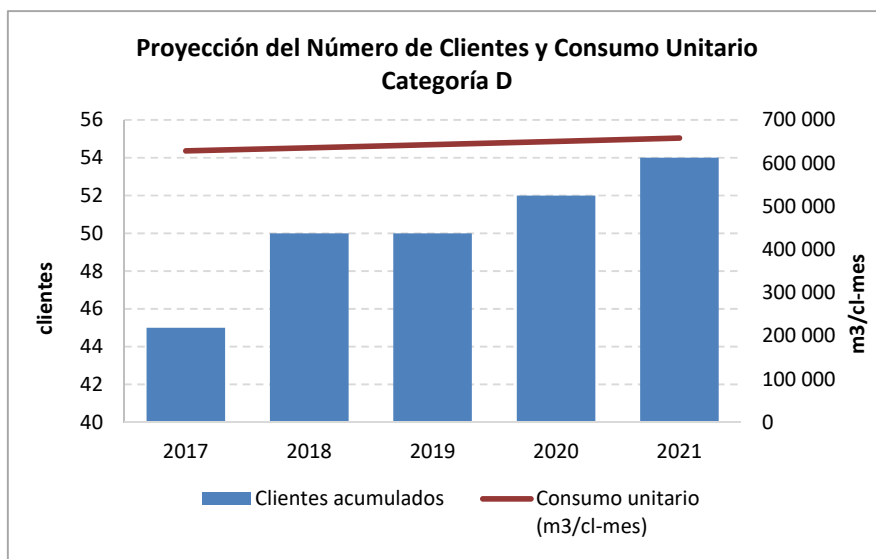
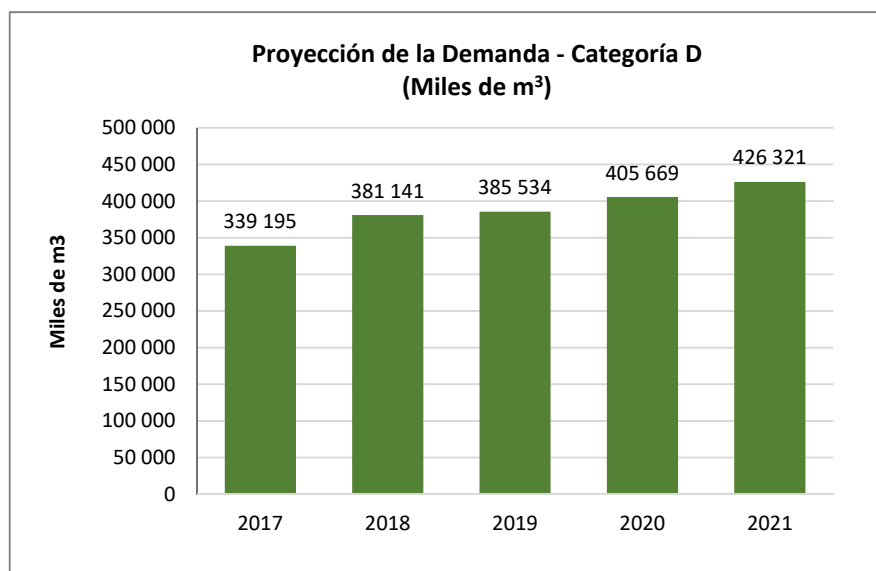


Gráfico N° 12



En la categoría E se estimó la demanda en función de la capacidad firme que cada cliente tiene contratado, ello porque los clientes que se encuentran en la categoría se definen como Clientes independientes, y para dichos clientes, de acuerdo con la Norma Estudios Tarifarios, la proyección de su consumo se basa en en la capacidad que hayan contratado.

Gráfico N° 13

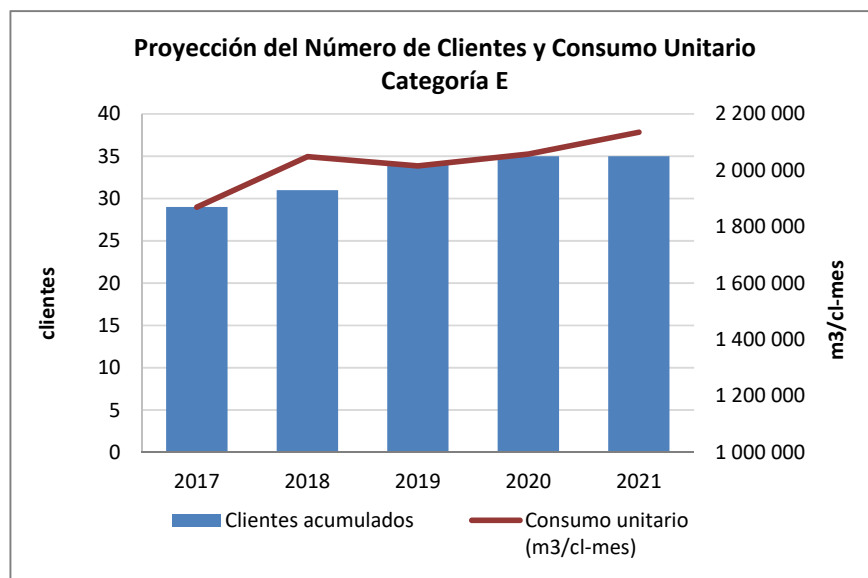
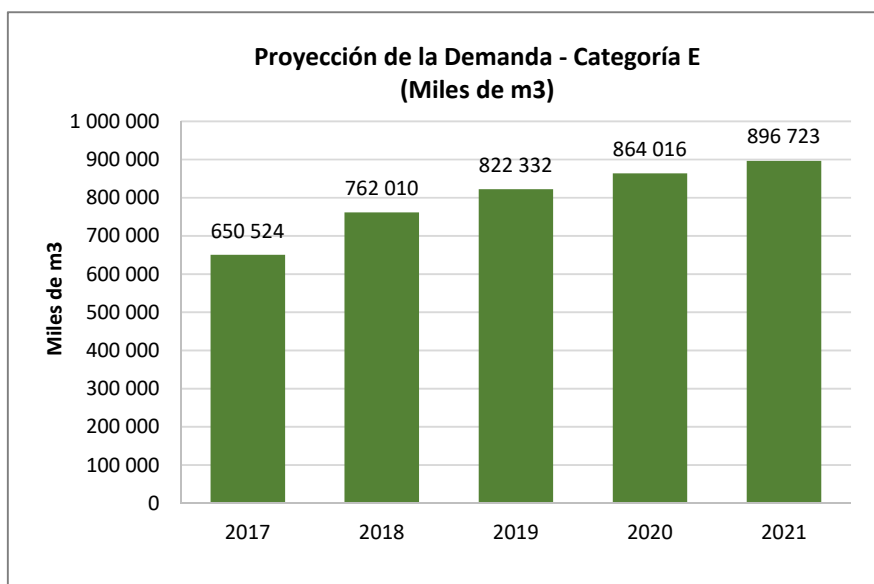


Gráfico N° 14



4.2.1.3 Categoría GNV

Para la determinación de la demanda efectiva en el sector transporte se consideró la información publicada por COFIDE a través de la Cámara Peruana de GNV (CPGNV). Con dicha información se estimó el consumo diario por vehículo, el número de conversiones diarias y la cantidad de estaciones GNV requeridas para atender la demanda actual y proyectada.

Para esta estimación se consideró como mercado objetivo el parque vehicular de taxis y autos particulares que consumen gasolinas y GLP para uso automotor, en Lima y Callao.

Por otro lado, se debe señalar que, como parte del fomento del desarrollo del consumo del gas natural, el programa FISE, a través de la Resolución Ministerial N°021-2018-

MEM-DN publicada el 14 de enero del 2018, a dispuesto destinar 83.1 millones de S/. para la conversión de vehículos a gas natural. De dicho monto se estima que 56.3% estarán destinados al mercado de Lima y Callao, considerando que dichas ciudades representan el mayor número vehículos que se pueden convertir, además, de que la mayor infraestructura de estaciones de GNV puede abastecer vehículos convertidos se encuentra en las ciudades mencionadas.

Así mismo, considerando un costo de conversión de S/ 3000 soles por vehículo (incluye el IGV), el monto estimado por el FISE permitiría alcanzar a convertir una media de 15 600 vehículos durante el 2018.

Es por ello, resulta necesario incluir a la demanda de la categoría GNV, el efecto del consumo estimado por el número de vehículos que serán convertidos durante el 2018 por el programa FISE. Además, considerando que existe el Política Energético Nacional del Perú 2010 – 2040 aprobado por Decreto Supremo 064-2010-EM, el cual, al ser un plan de largo plazo para el fomento del GNV, permitirá al Programa FISE u otro fondo de fomento, desarrollar el mercado del GNV durante un periodo largo, el cual se estima que superará el periodo regulatorio 2018-2022.

Gráfico N° 15

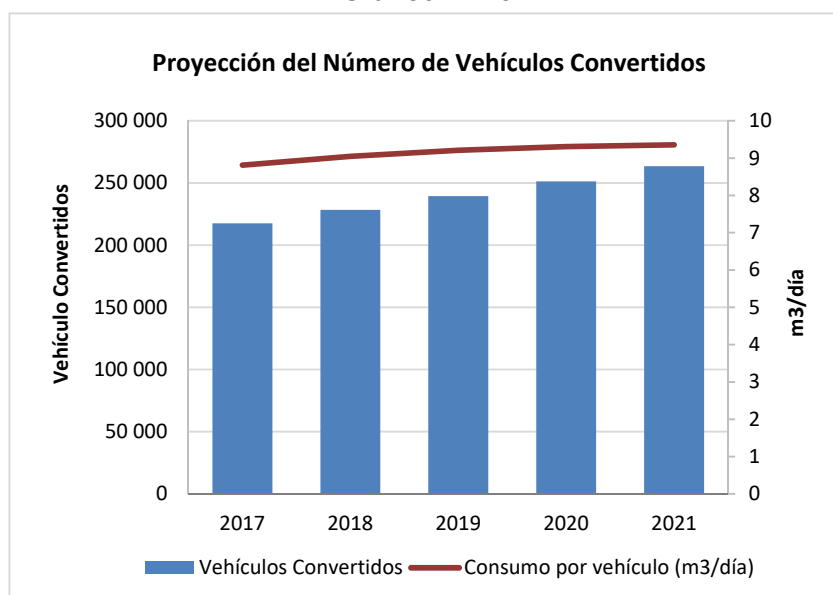
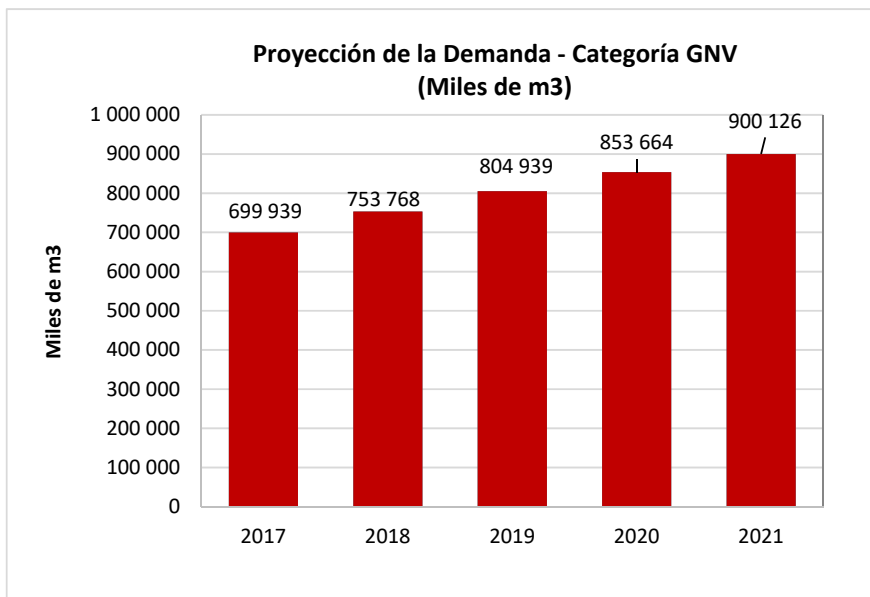


Gráfico N° 16



4.2.2 Categoría Generadores Eléctricos

La principal demanda de la Concesión corresponde a la de los generadores eléctricos, quienes tienen una alta volatilidad debido a que su operación depende de factores muy variables como la producción de la generación hidroeléctrica y el crecimiento de la demanda eléctrica.

Se debe señalar que si bien la estimación de la demanda de los Generadores Eléctricos requiere su Capacidad Firme contratada. Esta se comprueba a través del despacho de energía. Para ello, se estima el consumo medio esperado de los generadores eléctricos a través de la simulación de la operación de las centrales térmicas e hidráulicas mediante el Modelo Perseo.

Los pasos seguidos para evaluar el consumo de gas natural del sector eléctrico, fueron:

- 1) Estimación del crecimiento de la demanda eléctrica;
- 2) Definición del plan de obras de generación, tanto hidroeléctricas como termoeléctricas;
- 3) Simulación del despacho hidroeléctrico para obtener el residuo a ser complementado con generación térmica;
- 4) Simulación del despacho térmico, considerando los costos variables de operación y la disponibilidad de cada unidad térmica;
- 5) Determinación de los consumos de gas natural de las centrales termoeléctricas;
- 6) Identificación de los consumos de gas natural de las centrales termoeléctricas ubicadas en Lima.
- 7) Comparación mensual del despacho equivalente en consumo de gas natural con el volumen mensual que genera la capacidad firme por cada cliente del tipo

generador eléctrico, para efectos de determinar la existencia de consumo interrumpible.

Es importante mencionar que el número de generadores eléctricos principales que operan con gas natural se ha mantenido constante desde julio de 2013, fecha que ingresó al sistema la Central térmica Termochilca, alcanzando un número de centrales termoeléctricas ubicadas dentro de la Concesión de Distribución.

Sin embargo, se debe señalar que las centrales operadas por Kallpa y Enersur presentan un mayor requerimiento de gas natural a consecuencia del incremento de su capacidad firme respecto a la regulación tarifaria del periodo 2014-2018. En el Cuadro N° 6 se presenta el incremento señalado.

Cuadro N° 6
Incremento de Capacidad Firme contratada de Kallpa y Enersur

Central	Regulación Anterior	Regulación 2018-2022	Diferencia	Incremento
Enersur	2 907 545	3 942 315	1 034 770	26,2%
Kallpa ^(*)	3 154 870	4 854 312	1 699 442	35,0%

(*): Se ha adicionado lo requerido por la CT Las Flores

Adicionalmente, la Refinería de la Pampilla como parte del requerimiento de gas natural, se espera que una parte se destine a la Generación Eléctrica como autoproducción. La capacidad destinada a la generación eléctrica es de 84 384 m³/día.

Considerando lo indicado anteriormente, la estimación de la demanda de los Generadores Eléctricos principales se presenta en el siguiente cuadro.

Cuadro N° 7:
Capacidad Firme contratada con TGP

Generador Eléctrico	Año 0	Año 1	Año 2	Año 3	Año 4
SDF Energía	264 811	264 811	264 811	264 811	264 811
Edegel Ventanilla	2 100 000	2 100 000	2 100 000	2 100 000	2 100 000
Edegel Santa Rosa	1 100 000	1 100 000	1 100 000	1 100 000	1 100 000
Enersur	3 942 315	3 942 315	3 942 315	3 942 315	3 942 315
Kallpa (Chilca)	3 710 000	3 710 000	3 710 000	3 710 000	3 710 000
Kallpa (Las Flores)	1 144 312	1 144 312	1 144 312	1 144 312	1 144 312
Fenix Power	2 330 476	2 330 476	2 330 476	2 330 476	2 330 476
Termochilca	1 275 000	1 275 000	1 275 000	1 275 000	1 275 000
Refinería de la Pampilla	84 384	84 384	84 384	84 384	84 384
Total	15 951 298	15 951 298	15 951 298	15 951 298	15 951 298

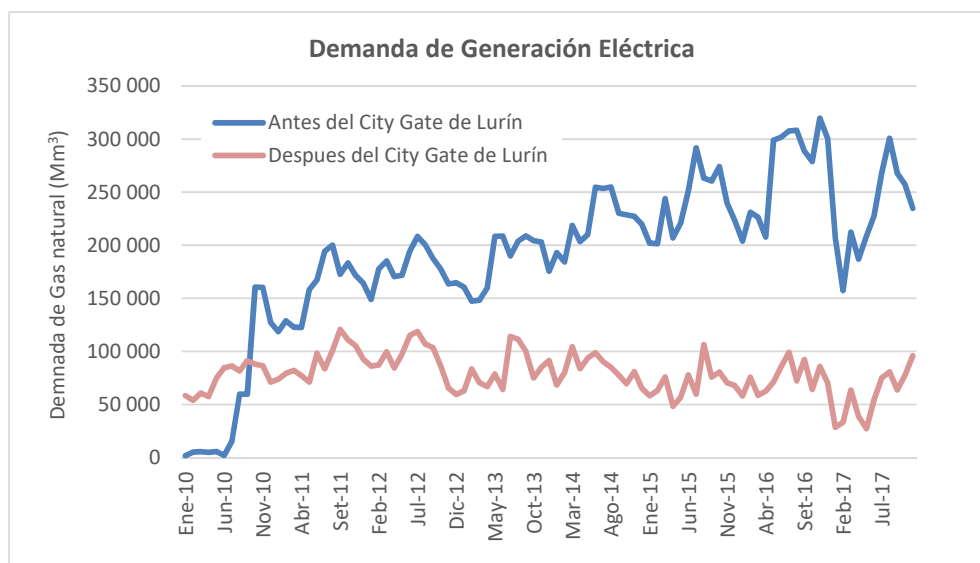
Asimismo, de la comprobación de la demanda a través de la simulación hidro – térmica, se observa que determinadas centrales requieren un consumo por encima de la capacidad firme (interrumpible). En el Cuadro N° 8 se presenta la capacidad media a utilizar para cada central considerando el despacho hidro – térmico según el Informe de la División de Generación y Transmisión que se encuentra ajunto al memorando 172-2018-GRT de la DGT de la Gerencia de Regulación Tarifaria del Osinergmin.

Cuadro N° 8
Capacidad Media para cada Central Térmica

Generador Eléctrico	Año 0	Año 1	Año 2	Año 3	Año 4
SDF Energía	264 811	264 811	264 811	264 087	264 811
Edegel Ventanilla	2 100 000	2 100 000	2 102 624	2 094 262	2 103 309
Edegel Santa Rosa	1 100 000	1 271 410	1 425 448	1 517 549	1 633 242
Enersur	3 942 315	3 942 315	3 942 315	3 931 544	3 942 315
Kallpa (Chilca)	3 710 000	3 710 000	3 710 000	3 699 863	3 710 000
Kallpa (Las Flores)	1 144 312	1 144 312	1 144 312	1 141 185	1 144 312
Fenix Power	2 330 476	2 330 476	2 332 545	2 324 109	2 332 545
Termochilca	1 275 000	1 456 575	1 466 658	1 503 637	1 502 460
Refinería de la Pampilla	84 384	84 384	84 384	84 153	84 384
Total	15 951 298	16 304 283	16 473 098	16 560 390	16 717 379

El Gráfico N° 17 que se muestra a continuación, presenta la evolución de la demanda de gas natural de enero de 2010 a mayo de 2017.

Gráfico N° 17

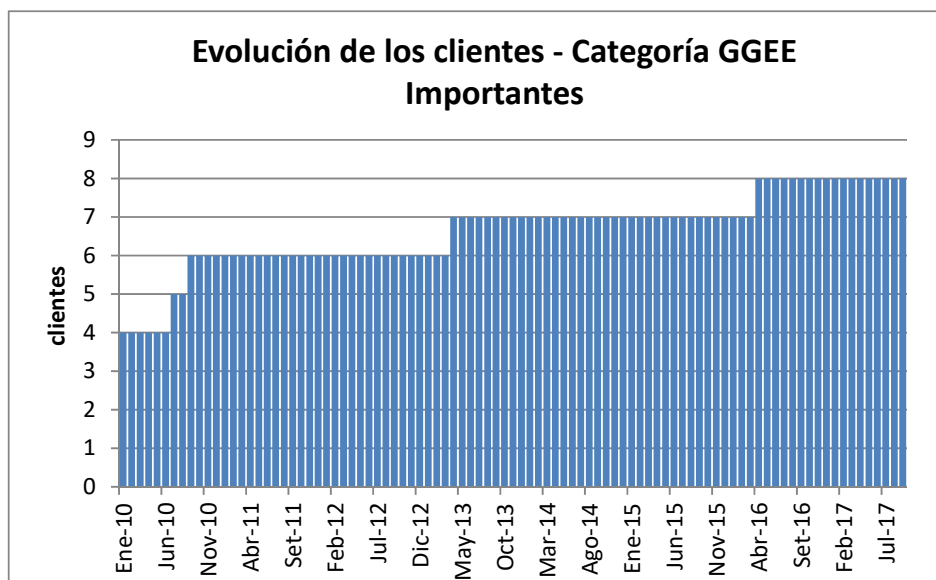


De acuerdo al Plan de Obras establecido para la fijación de tarifas eléctricas de mayo de 2017, no se espera, para los próximos 4 años, el ingreso de nuevas unidades importantes dentro de la Concesión de manera confirmada. Ver figura y cuadro siguientes.

Sin embargo, se debe señalar que la categoría Generador Eléctrico ha presentado un incremento importante respecto a la regulación del 2014- 2018, (dicho incremento se refleja en el año base que se usa para determinar la demanda), debiéndose principalmente por el aumento de las capacidades de los generadores Enersur y Kallpa (ver Cuadro N° 6) , inclusión en el año 2016 de La C.T. Las Flores y la Autoproducción de la Refinería la Pampilla. Además, cuando se evalúa los despachos de las centrales térmicas por los próximos cuatro años, se observa que las centrales de Santa Rosa y Termochilca se encuentran por encima de la capacidad firme contratada.

Por otro lado, si bien es cierto no ingresan generadores eléctricos importantes, durante el periodo regulatorio ingresan clientes del tipo generador eléctrico cuyos consumos son menores que en promedio se encuentran en el orden de 6 897 m3/día.

Gráfico N° 18



Para efectos de evaluar el despacho de las centrales térmicas en el Cuadro N° 9 se presenta la relación de centrales eléctricas que se han considerado para evaluación de la simulación del despacho hidrotérmico.

Cuadro N° 9

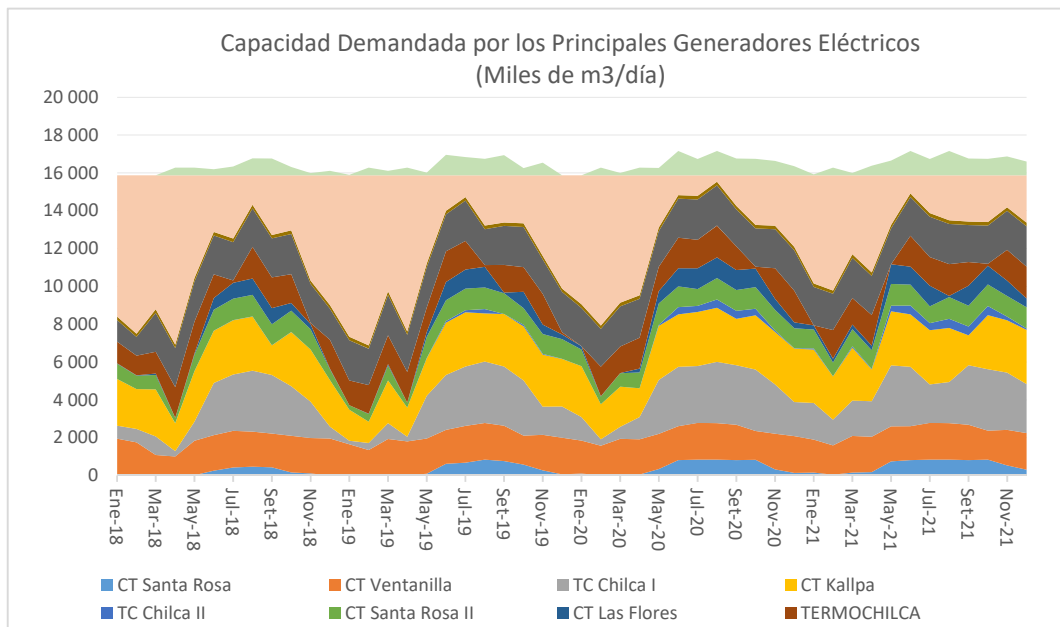
Proyectos de Generación Considerados para Evaluar el Despacho

Fecha de Ingreso	Proyecto
Ene-2018	Central Solar Rubí
Feb-2018	Central Hidroeléctrica Rapaz II
Feb-2018	Central Hidroeléctrica Renovandes H1
Mar-2018	Minicentral Hidroeléctrica Patapo
Mar-2018	Central Hidroeléctrica Ángel II
Mar-2018	Central Hidroeléctrica Ángel III
Mar-2018	Ampliación de la Central Termoeléctrica Santo Domingo de los Olleros
Mar-2018	Central Solar Intipampa
Mar-2018	Central Térmica de Biomasa Huaycoloro II (Doña Catalina)
Abr-2018	Central Eólica Wayra I (Parque Nazca)
Abr-2018	Central Hidroeléctrica Carhuac
May-2018	Central Hidroeléctrica Ángel I
Jun-2018	Central Hidroeléctrica La Virgen
Jun-2018	Central Hidroeléctrica Her 1
Oct-2018	Central Hidroeléctrica Centauro I - III
Oct-2018	Central Térmica de Biomasa San Jacinto
Dic-2018	Central Hidroeléctrica Colca
Dic-2018	Central Hidroeléctrica Zaña 1
Dic-2018	Central Térmica de Biomasa Callao
Dic-2018	Central Eólica Huambos
Dic-2018	Central Eólica Duna
Dic-2018	Central Hidroeléctrica Ayanunga
Dic-2018	Central Hidroeléctrica 8 de Agosto
Dic-2018	Central Hidroeléctrica El Carmen
Abr-2019	Central Hidroeléctrica Santa Lorenza
Jun-2019	Central Hidroeléctrica Tulumayo IV
Set-2019	Central Hidroeléctrica Shima
Set-2019	Central Hidroeléctrica Manta

Fecha de Ingreso	Proyecto
Ene-2020	Ampliación de la Central Hidroeléctrica Tingo
Mar-2020	CT Atocongo
Mar-2020	Central Hidroeléctrica Laguna Azul (Mamacocha)
Abr-2020	Central Hidroeléctrica Karpa
Abr-2020	Central Hidroeléctrica Hydrika 6

Con estas premisas, se efectuó la simulación y determinación de los volúmenes proyectados de generación eléctrica a gas natural, obteniéndose los siguientes resultados:

Gráfico N° 19



En síntesis, el cuadro siguiente muestra la demanda de gas natural del sector generación eléctrica, basado en las siguientes consideraciones:

- Los valores promedios (percentil 50) obtenidos del resultado del despacho del Perseo de la generación térmica a base de gas natural de las centrales ubicadas en Lima y Callao;
- La demanda de los cogeneradores ubicados en Lima y Callao; y,
- El factor de capacidad de 0,8 requerido para transformar los consumos volumétricos en contratos de capacidad.

En los Gráfico N° 20 y Gráfico N° 21 se presentan el despacho de cada central térmica cuya operación genera que el consumo de gas natural supere a la capacidad firme contratada, es decir requerirá capacidad interrumpible del sistema.

Gráfico N° 20

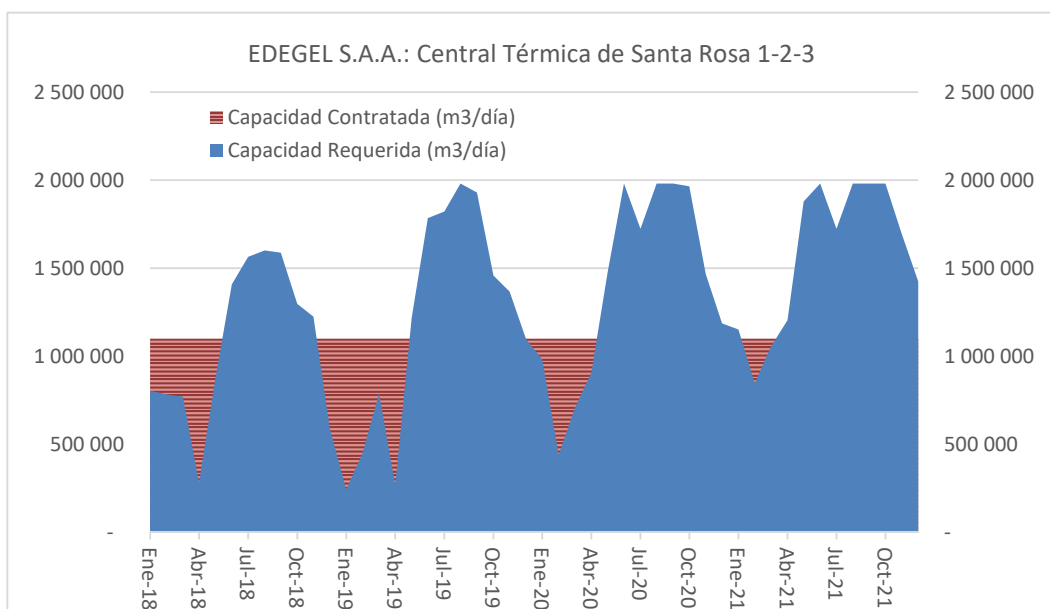
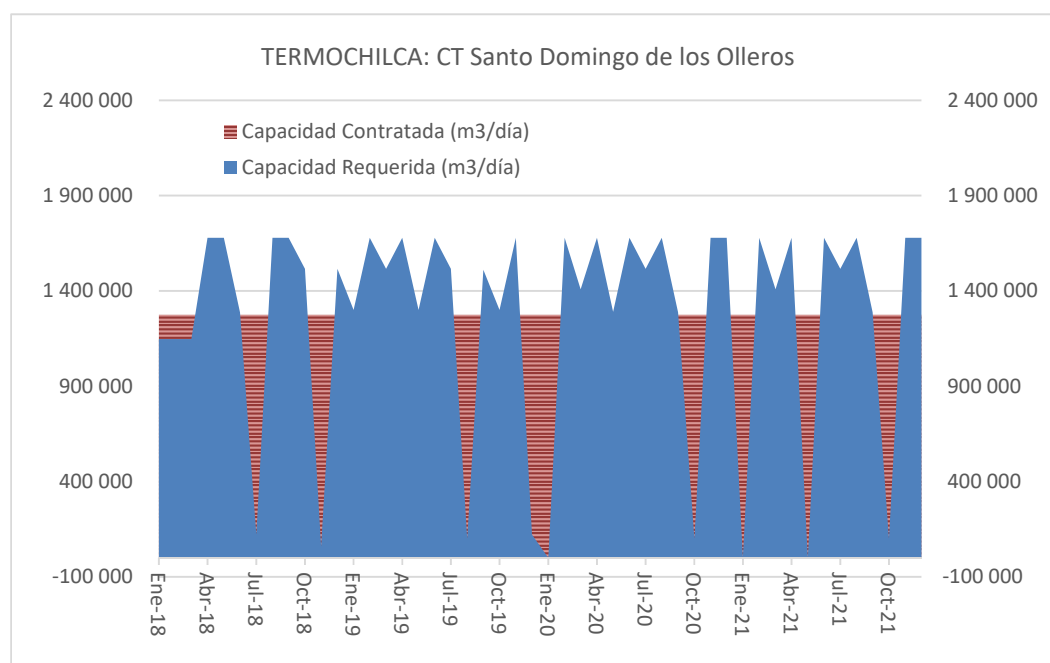


Gráfico N° 21

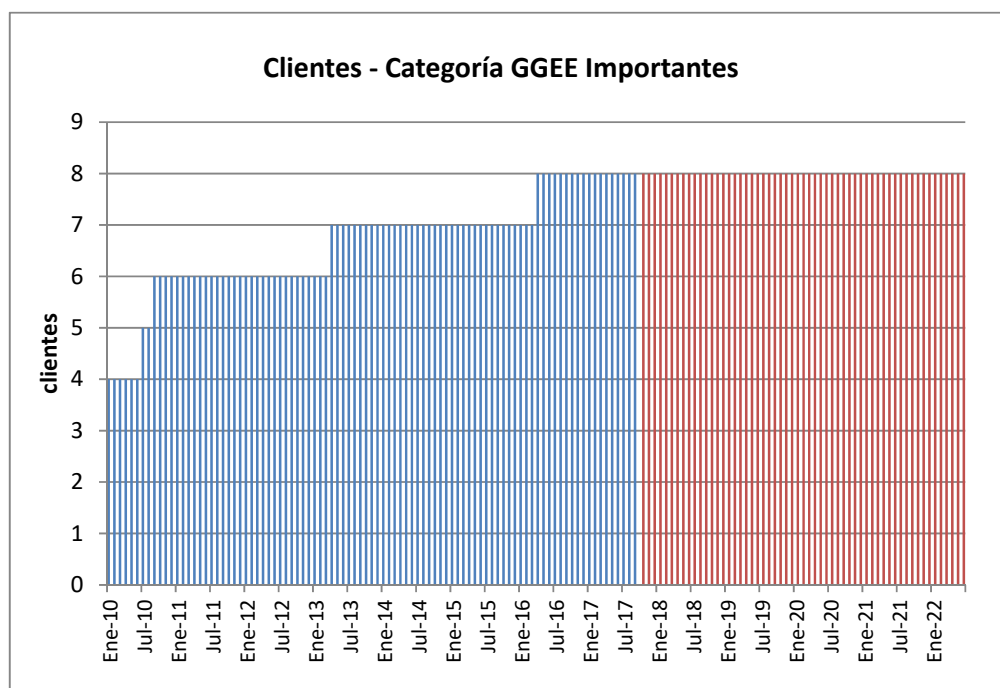


En el Cuadro N° 10 se muestra el resultado de demanda de gas natural para la categoría generador eléctrico; por su lado, el Gráfico N° 22 muestra la proyección del número de los clientes más importantes de dicha categoría.

Cuadro N° 10
Proyección de la Demanda de Gas Natural de la Generación Eléctrica

Año	GGEE Millón m ³	COGENERACION Millón m ³	Demanda GGEE Millón m ³	Demanda GGEE Capacidad Contratada Millón m ³	Factor de Uso Respeto a la CF D/CF
2017	5 791	50	5 841	5 841	1,00
2018	5 920	63	5 983	5 855	1,02
2019	5 981	67	6 048	5 858	1,03
2020	6 044	67	6 112	5 858	1,04
2021	6 060	70	6 130	5 861	1,05

Gráfico N° 22



4.3 Valorización de las Inversiones

La valorización de las inversiones se ha seguido la metodología y criterios explicados en el capítulo 3 del presente documento. El sustento en el cual se basa los costos requeridos para valorizar las inversiones se encuentra en el Anexos N°1 y N°5 del presente documento.

4.3.1.1 Costos Unitarios

Las inversiones se reportan y valorizan en base a los criterios establecidos en el Procedimiento VNRRN y sus modificatorias. Se debe señalar que la variación en el presente periodo regulatorio respecto al periodo 2014-2018 es la segmentación del elemento válvulas como un elemento independiente y estándar siendo ahora categorizado como una instalación directa.

De acuerdo con la norma mencionada, la valorización se realiza a partir del metrado reportado por Cálidda correspondiente a: (i) las instalaciones existentes desde el inicio de la concesión hasta el 15 de junio de 2013, cuyo VNR fue aprobado en el procedimiento regulatorio del periodo anterior (Resolución OSINERGMIN N° 086-2014-OS/CD), (ii) instalaciones construidas en el periodo comprendido entre el 16 de junio 2013 al 30 de junio de 2017 (denominadas “Altas” de conformidad con el Procedimiento VNRGN), y (iii) las instalaciones proyectadas comprendidas en el Plan Quinquenal de Inversiones afectas al periodo regulatorio.

Los costos utilizados para la valorización de las instalaciones han sido obtenidos de un estudio de costos unitarios reflejado en un Baremo de distribución de gas natural. El resumen de comparación de los costos unitarios entre lo propuesto por Cálidda y el Baremo de distribución se muestra en el cuadro del Anexo N°2.

Las discrepancias presentadas con la propuesta de Cálidda, principalmente están en los costos del personal y de los insumos necesarios para la construcción. A manera de ejemplo se presenta en el Cuadro N° 11 las diferencias encontradas.

Cuadro N° 11
Diferencias encontradas para la Tubería de Acero 4” – Terreno Semi Rocoso

Recurso	Osinerghmin (US\$)	Cálidda(US\$)	Dif (%)
Operario	7.82	8.78	12%
Oficial	7.35	7.21	-2%
Peón	5.75	6.48	13%
Capataz	9.63	9.66	0%
Tubería 4" Sch 40	179.81	250.45	39%
Tubería 4" Sch 1020	195.71	280.61	43%

Además, en el caso de las tuberías de acero el costo de la tubería ha presentado a una reducción en el costo del Acero, durante la evaluación periodo regulatorio 2014-2018 fue de US\$ 1562 la tonelada mientras en la presente evaluación el mencionado costo ha descendido a US\$ 1100 la tonelada, lo que significa una reducción del 29.5%.

En el Anexo N°5 del presente informe se encuentra el análisis de los costos propuestos por Cálidda y el resultado de los costos obtenidos para Osinerghmin (Baremo) en él se aprecia una comparación por diferentes tipos de costos, materiales y diámetros de gasoductos.

4.3.1.2 Metrados del sistema de distribución

El metrado utilizado considera las instalaciones reportadas como ejecutadas hasta el 30 de junio del 2017 el cual se divide en dos partes, la primera de ellas definida como redes existentes y que corresponde el periodo desde el inicio de la concesión hasta el 15 de junio del 2013 y la segunda parte, definida como altas que corresponden al periodo comprendido del 16 de junio del 2013 hasta el 30 de junio del 2017 (Cuadro N° 12 y Cuadro N° 13 respectivamente), asimismo el metrado del sistema de distribución considera las redes proyectadas y las redes reportadas a partir del 01 de julio del 2017 a diciembre de 2021, el resumen de los metrados existentes considerados en la valorización se muestra a continuación:

Cuadro N° 12
Metrado Existente al 15 de junio del 2013

Grupo	SubGrupo	Unidad	Existente						Total
			Acumulado al 2008	2009	2010	2011	2012	2013*	
Gasoducto	Acero	m	195 805	57 311	45 331	25 203	19 778	52 092	395 520
	PE	m	446 268	191 773	333 122	446 173	691 171	212 447	2 320 954
Tubería de Conexión	Acero	m	3 009	1 065	965	591	206	104	5 940
	PE	m	60 638	15 439	34 858	104 518	121 754	57 205	394 412
Estaciones de Regulación	ERP	m	17	3	4	1	0	1	26
	City Gate	m	1	0	0	0	0	2	3
Válvulas	Acero	Unidad	506	163	122	84	41	29	945
	PE	Unidad	374	159	366	390	465	159	1 913
Obras Especiales	Cruce de Ríos	Unidad	7	4	0	0	2	3	16
	Hot Tap	Unidad	86	43	48	31	14	6	228
	Cruce de Vías	Unidad	81	13	45	28	29	10	206
	Otras	Unidad	12	1	2	0	3	23	41

*Considera información hasta el 15/06/2013

El resumen del metrado de las inversiones realizadas por Cálidda en el periodo 2013-2017 (Altas) utilizadas en el cálculo es el que se muestra a continuación:

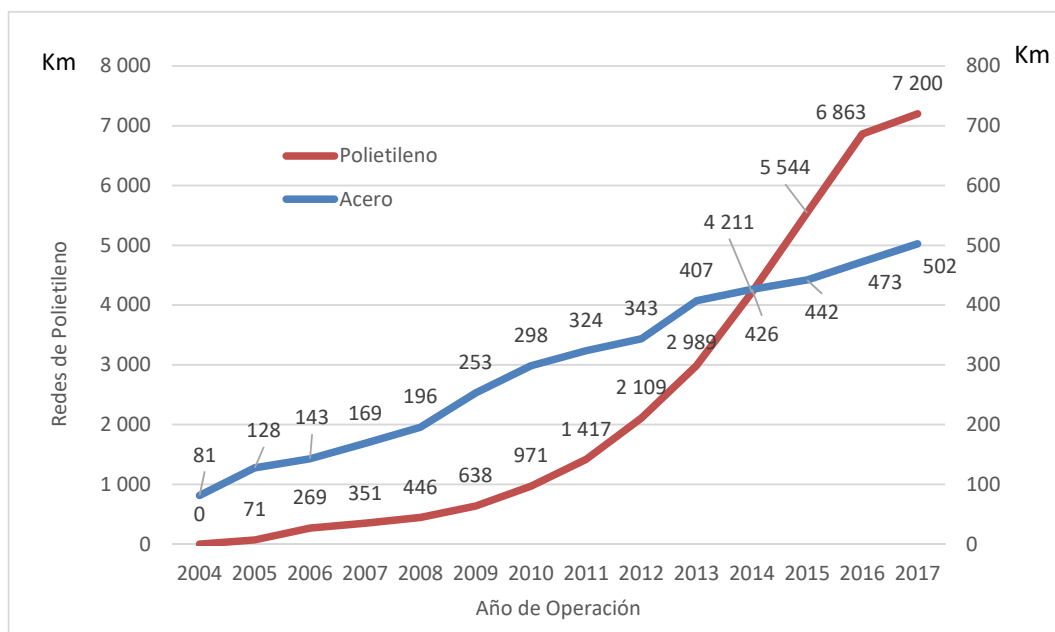
Cuadro N° 13
Metrado de Altas del 16 de junio del 2013 al 30 de junio del 2017

Grupo	SubGrupo	Unidad	Altas					Total
			2013(*)	2014	2015	2016	2017(**)	
Gasoducto	Acero	m	11 784	19 031	15 649	30 518	29 830	106 812
	PE	m	668 324	1 221 638	1 333 510	1 318 721	336 653	4 878 846
Tubería de Conexión	Acero	m	507	563	362	222	269	1 923
	PE	m	94 312	253 013	276 216	281 751	160 336	1 065 628
Estaciones de Regulación	ERP	m	1	0	3	1	3	8
	City Gate	m	0	0	0	0	0	0
Válvulas	Acero	Unidad	64	84	63	80	56	347
	PE	Unidad	403	628	768	902	227	2 928
Obras Especiales	Cruce de Ríos	Unidad	0	0	1	1	0	2
	Hot Tap	Unidad	21	31	24	28	12	116
	Cruce de Vías	Unidad	44	62	43	31	21	201
	Otras	Unidad	3	0	4	1	5	13

*Considera información desde el 16/06/2013

**Considera información hasta el 30/06/2017

Gráfico N° 23
Crecimiento anual de la red de distribución

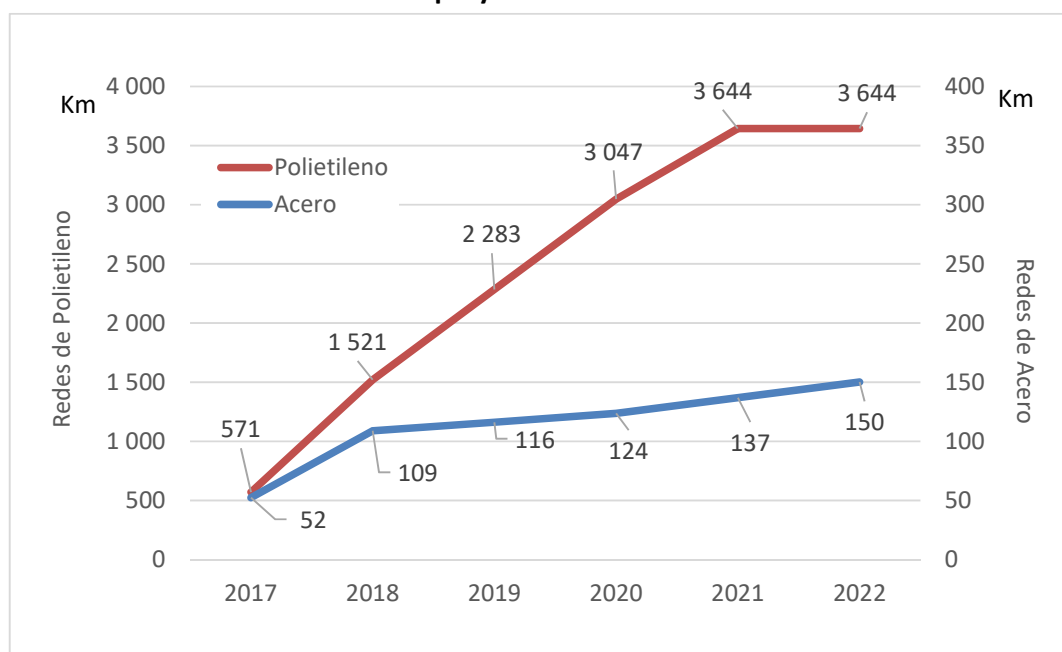


El resumen del metrado proyectado utilizado en el cálculo de las inversiones es el que se muestra a continuación:

Cuadro N° 14
Metrado de Proyectado del 01 de junio del 2017 al a Diciembre del 2022

Grupo	SubGrupo	Unidad	Proyectado						Total
			2017*	2018	2019	2020	2021	2022	
Gasoducto	Acero	m	52346	56 608	7 144	7 828	13 192	13 309	150 427
	PE	m	570 534	950 097	762 692	763 746	596 987	0	3644056
Tubería de Conexión	Acero	m	317	288	263	161	469	40	1538
	PE	m	64 891	211 030	125 743	123 059	158 238	58 245	741 206
Estaciones de Regulación	ERP	m	8	6	0	0	0	1	15
	City Gate	m	1	0	0	0	0	0	1
Válvulas	Acero	Unidad	40	42	16	14	31	5	148
	PE	Unidad	299	409	372	393	293	2	1768
Obras Especiales	Cruce de Ríos	Unidad	1	1	0	0	2	0	4
	Hot Tap	Unidad	21	29	10	10	23	3	96
	Cruce de Vías	Unidad	22	30	13	19	17	9	110
	Otras	Unidad	0	3	1	2	6	0	12

Gráfico N° 24
Crecimiento anual proyectado de la red de distribución



En el Anexo N°3 del presente informe se muestra un plano con las instalaciones existentes y proyectadas (que incluye el Plan Quinquenal de Inversiones) para el periodo 2018-2022.

Con los costos unitarios y los metrados obtenemos las valorizaciones respectivas por año, como se muestra a continuación:

Cuadro N° 15
Valorización del Metrado Existente al 2013 y Altas al 2017

GRUPO	Subgrupo	VNR al 2013(*)	ALTAS				
			2013	2014	2015	2016	2017(**)
Gasoducto	Acero	196 973 152	2 750 031	4 647 074	3 692 106	8 832 348	8 242 890
	Polietileno	164 286 418	44 091 837	77 343 510	89 047 243	87 144 795	24 091 220
Tubería de Conexión	Acero	1 621 133	80 340	88 150	56 248	33 614	42 451
	Polietileno	22 538 074	5 232 210	14 113 008	15 483 575	15 189 100	8 604 656
Estaciones de Regulación	ERP	18 867 820	600 000	-	1 550 000	600 000	2 460 000
	City Gate	35 848 889	-	-	-	-	-
Válvulas	Acero	5 622 384	143 785	190 609	168 673	286 137	138 547
	Polietileno	633 542	115 654	142 558	189 023	258 641	67 596
Obras Especiales	Cruce de Ríos	3 239 847	-	-	188 259	188 259	-
	Hot Tap	3 440 897	365 522	539 580	417 739	487 363	208 870
	Cruce de vías	1 819 821	533 896	752 308	521 762	376 154	254 814
	Otras	8 618 402	402 450	-	536 601	134 150	670 751
TOTAL USD		463 510 379	54 315 727	97 816 797	111 851 229	113 530 561	44 781 795

(*) Redes de distribución hasta el 15 de junio de 2013

(**) Redes de distribución hasta el 30 de junio de 2017

Cuadro N° 16
Valorización del Metrado Proyectado al 2022

GRUPO	Subgrupo	2017(*)	2018	2019	2020	2021	2022
Gasoducto	Acero	15 812 495	18 317 663	1 417 245	1 499 781	2 253 173	2 929 211
	Polietileno	42 682 084	68 848 558	54 323 578	54 748 394	42 055 967	-
Tubería de Conexión	Acero	56 512	50 425	47 543	26 281	74 868	6 828
	Polietileno	3 484 328	11 317 555	6 742 404	6 598 493	8 484 798	3 123 096
Estaciones de Regulación	ERP	4 450 000	4 430 000	-	-	-	620 000
	City Gate	3 816 000	-	-	-	-	-
Válvulas	Acero	165 849	149 236	26 587	35 393	47 975	20 244
	Polietileno	92 081	119 657	90 140	80 045	67 687	1 755
Obras Especiales	Cruce de Ríos	188 259	188 259	-	-	376 518	-
	Hot Tap	365 522	504 768	174 058	174 058	400 334	52 217
	Cruce de vías	266 948	364 020	157 742	230 546	206 278	109 206
	Otras	-	402 450	134 150	268 300	804 901	-
TOTAL USD		71 380 078	104 692 591	63 113 447	63 661 291	54 772 499	6 862 557

(*) Redes de distribución desde el 01 de julio de 2017

De acuerdo a lo establecido en los Artículos 110° y 111° del Reglamento, se realizó el cálculo del VNR Vigente hasta el 15 de junio del año 2013, y se utilizaron los Costos Unitarios de la fijación tarifaria del 2014-2018 actualizados según la fórmula establecida en la Resolución N° 086-2014-OS/CD, la aplicación del índice PPI (WPSFD4131 reemplazó a WPSSOP3500). Dicho índice presentó una variación del 7.5%, con ello el VNR Vigente asciende a 489.6 millones de US\$.

Por otro lado, a fin de poder evaluar el nuevo VNR, es necesario evaluar previamente un "VNR preliminar", que consiste en evaluar las redes existentes al 2013 con precios vigentes a la fecha de actualización.

Conforme se establece en el Reglamento, el VNR de las instalaciones existentes hasta 30 de junio 2013, resulta de comparar el VNR Vigente, valor que resulta de valorizar el metrado existente a costos del 2013 actualizados, y el VNR Preliminar, valor que resulta de valorizar el metrado existente con costos unitarios del año 2017. Dado que la diferencia absoluta entre ambos VNR (Vigente y Preliminar) resulta 17.16%, y por tanto supera el 5% definido en el Reglamento de Distribución, los valores del VNR de las instalaciones existentes se han ajustado hasta el límite definido en el reglamento, considerando la tendencia de la variación (variación negativa).

Además, debido que el concesionario reportó valores diferentes en los metrados existentes, respecto a lo reportado en el periodo regulatorio 2014-2018, se procedió a efectuar el ajuste correspondiente, determinado el VNR vigente, obteniendo finalmente el VNR de las instalaciones definidas como existente, valor que asciende a 487.9 millones de US\$. Por otro lado, se procedió a evaluar el VNR de las instalaciones ejecutadas desde el 15 de junio del 2013 hasta el 30 de junio del 2017 (definidas como altas) a costos unitarios del año 2017 valor que resulta 422.3 Millones de US\$, según muestra en el siguiente cuadro:

Cuadro N° 17
Verificación de la variación del VNR Vigente

GRUPO	Subgrupo	VNR 2004 al 15.06.2013	VNR Vigente CU ₂₀₁₃ Actualizado PPI	VNR Preliminar CU ₂₀₁₇	VNR Vigente Ajustado CU ₂₀₁₃ Actualizado	VNR Ajustado CU ₂₀₁₃ Act. PPI	VNR Alta
Gasoducto	Acero	206 638 306	222 130 606	164 619 952	207 340 160	196 973 152	28 164 449
	Polietileno	152 725 728	164 176 039	166 257 133	172 933 071	164 286 418	321 718 606
Tubería de Conexión	Acero	1 554 299	1 670 830	952 414	1 706 456	1 621 133	300 804
	Polietileno	20 348 395	21 873 976	22 581 076	23 724 288	22 538 074	58 622 549
Estaciones de	ERP	11 654 369	12 528 132	14 320 000	19 860 863	18 867 820	5 210 000
	City Gate	37 475 247	40 284 880	16 760 000	37 735 673	35 848 889	-
Obras Especiales	Valvulas	10 752 193	11 558 318	3 699 782	6 585 186	6 255 927	1 701 221
	Cruce de Rios	3 168 408	3 405 953	3 012 147	3 410 365	3 239 847	376 518
	Hot Tap	2 073 720	2 229 193	3 968 525	3 621 997	3 440 897	2 019 074
	Cruce de vías	1 625 342	1 747 199	2 499 605	1 915 601	1 819 821	2 438 935
	Otras	7 477 664	8 038 287	5 500 156	9 072 002	8 618 402	1 743 952
TOTAL USD		455 493 671	489 643 413	404 170 790	487 905 662	463 510 379	422 296 108

El detalle del cálculo se encuentra en el Anexo N°5 adjunto al presente informe.

Del cuadro de Valorización del Metrado de Altas del 16 de junio del 2013 al 30 de junio del 2017, el VNR del Periodo 2004- 15 de junio 2013 utilizando costos unitarios al 2017 asciende a US\$ 885 806 487

De los cálculos anteriores, se presenta el detalle VNR a ser reconocido por cada periodo correspondiente:

- VNR del periodo 2004 – 15 jun 2013 : US\$ 463 510 379
- VNR del periodo 15 jun 2013 – 30 jun 2017 : US\$ 422 296 108

La anualidad de la inversión por cada año tarifario se muestra en el siguiente cuadro

Cuadro N° 18
Anualidad de la Inversión en Miles de US\$

Descripción		Año 1	Año 2	Año 3	Año 4	Total
Gasoducto	Acero	21 664	19 491	17 543	15 852	74 550
	IGA	10 143	9 056	8 108	7 220	34 528
	PE	70 094	68 273	66 078	62 510	266 955
Tubería de Conexión	Acero	219	201	182	168	770
	PE	11 257	10 757	10 221	9 835	42 070
Estaciones de Regulación	ERP	3 698	3 302	2 948	2 632	12 580
	City Gate	3 501	3 126	2 791	2 492	11 910
Obras Especiales	Válvulas	888	805	730	661	3 084
	Cruce de Ríos	325	291	259	263	1 139
	Hot Tap	743	681	625	591	2 639
	Cruce de Vías	574	529	494	458	2 054
	Otras	965	875	807	787	3 434
Inversiones Acumuladas Directas		124 071	117 388	110 786	103 469	455 713
Inversiones Complementarias		1 505	1 357	1 222	1 095	5 180
TOTAL Inversiones		125 576	118 745	112 008	104 564	460 893

En los gráficos siguientes se presenta la comparación de la inversión del VNR Existente y las redes proyectadas de Acero y polietileno propuesto por Osinergmin y la valorización las mismas instalaciones propuestas por el concesionario.

Gráfico N° 25
Comparación de la Inversión Existentes en Tuberías de Acero

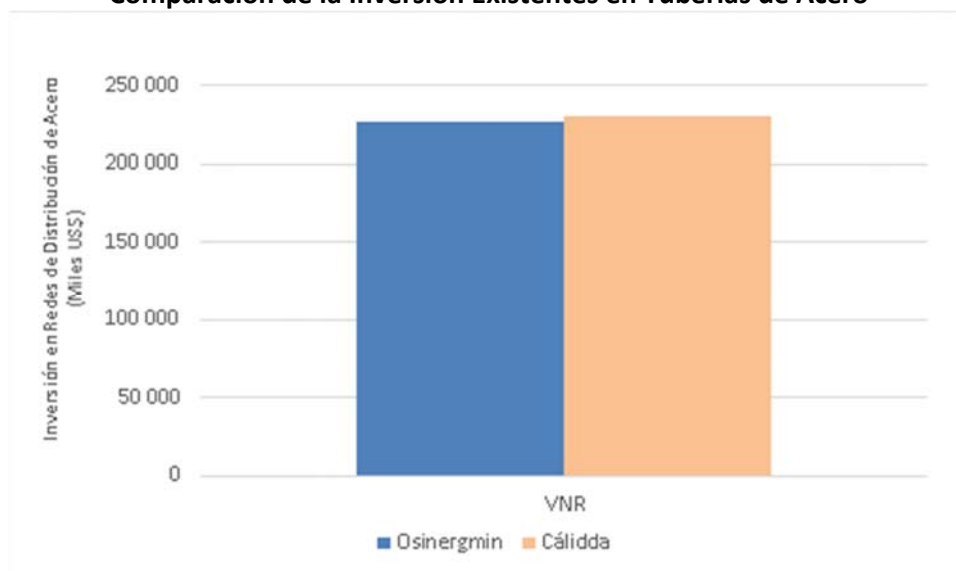


Gráfico N° 26
Comparación de la Inversión Existente en Tuberías de Polietileno

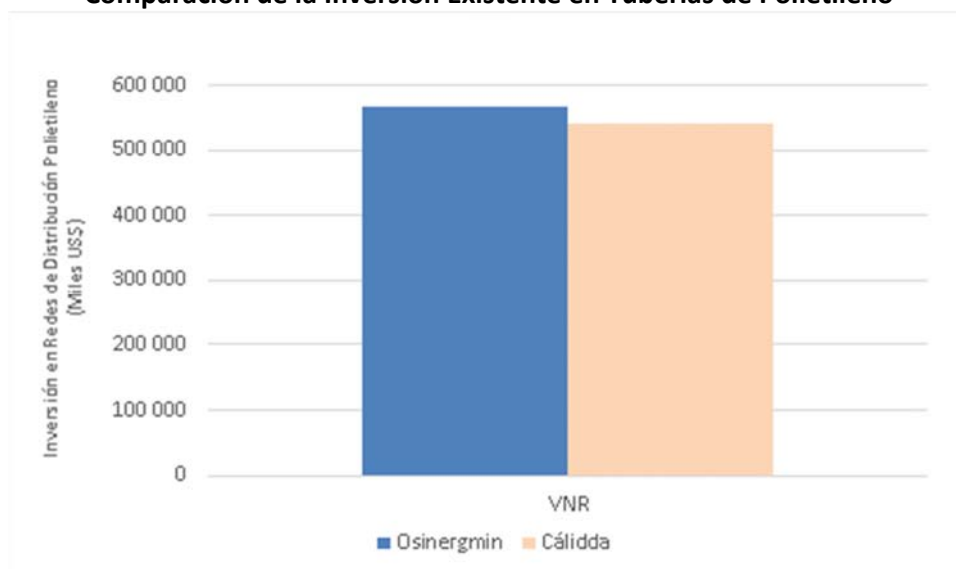


Gráfico N° 27
Comparación de la Inversión Proyectada en Tuberías de Acero

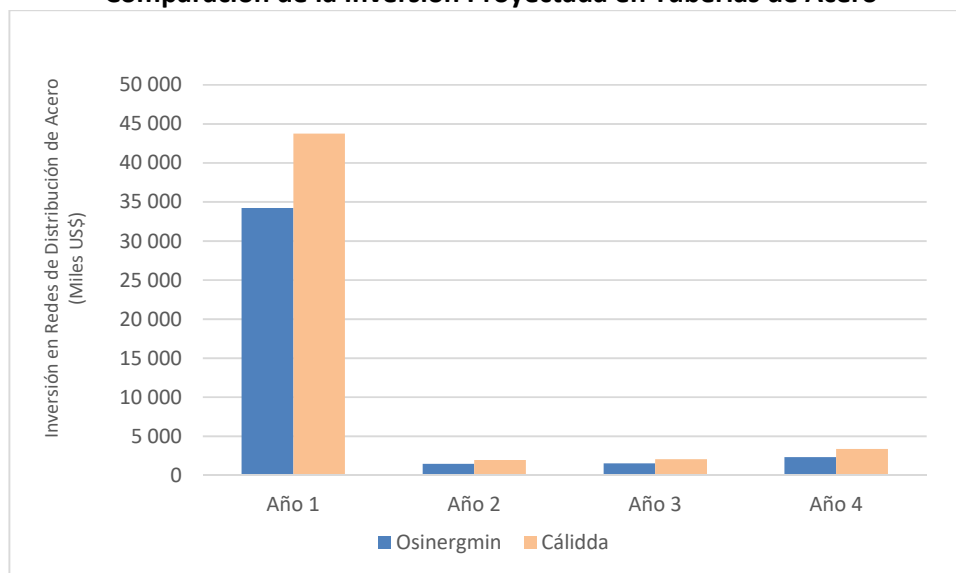
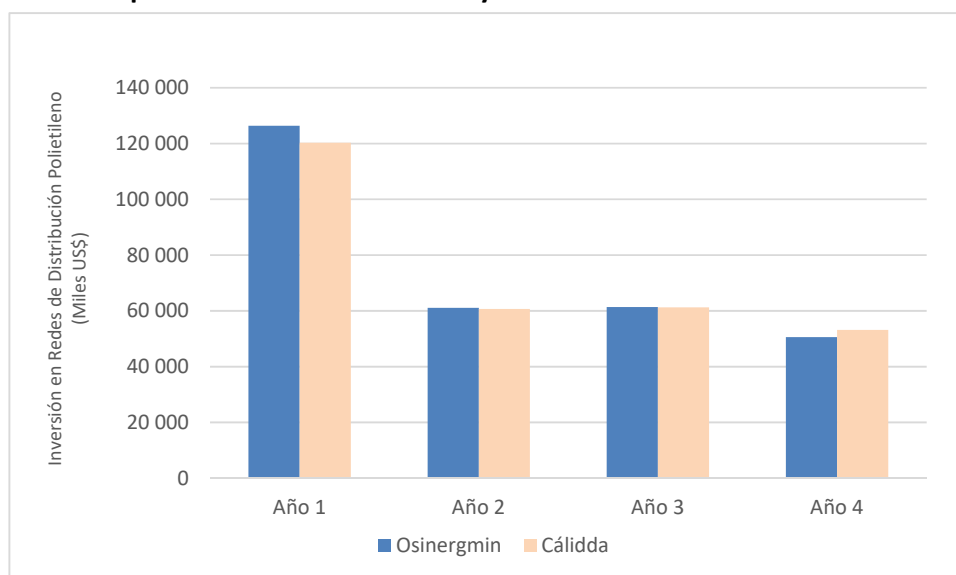


Gráfico N° 28
Comparación de la Inversión Proyectada en Tuberías de Polietileno



4.4 Costos de explotación

De acuerdo a lo dispuesto en el marco normativo vigente, los costos de explotación a ser propuestos para el periodo 2018 – 2022 de la concesión de distribución de gas natural en Lima y Callao, se determinan empleando el criterio de Empresa Modelo Eficiente.

Esta metodología permite la construcción “*bottom up*” de los costos eficientes en que incurriría una empresa de dimensiones similares a la actual concesionaria de distribución. Para ello, se han considerado las actividades de operación y mantenimiento, actividades comerciales y actividades de administración que permitirían la gestión eficiente de la mencionada concesión.

En ese sentido, los costos de explotación de la Empresa Modelo Eficiente serán estructurados de acuerdo a su naturaleza, partiendo de aquellos que afectan de manera directa la operatividad de la empresa (costos directos), como aquellos cuyo carácter indirecto resultan importantes para dar soporte a las actividades directas operacionales (costos indirectos). Adicionalmente, serán incorporados costos de explotación que están relacionados con los mecanismos promocionales, aspectos regulatorios, entre otros, cuyo detalle será desarrollado más adelante.

En ese contexto, en virtud de lo analizado en procesos regulatorios previos y del análisis desarrollado según el informe que se presenta en el Anexo N° 5, la determinación de la Empresa Modelo Eficiente se basa en los siguientes criterios: a) Un análisis detallado de los costos de operación y mantenimiento del Concesionario, en función a los costos de una Empresa Modelo Eficiente con características de mercado similares a la de su Concesión; b) Análisis de información de costos de operación y mantenimiento registrada en los estados financieros del Concesionario; cuyos resultados se presentan en las secciones que continúan.

4.4.1 Costos Directos

Los costos directos han sido segmentados en dos tipos, los costos asociados a las actividades de distribución y los costos asociados a las actividades de comercialización.

a) Costos Directos de Distribución

Este rubro comprende las actividades señaladas en el Manual de Operación y Mantenimiento y en el Programa de Mantenimiento del Sistema de Distribución presentado por la empresa Cálidda. En específico, los costos directos relacionados con las actividades de distribución incluyen:

- Los costos de mantenimiento preventivo y correctivo de las redes de distribución, cuyo detalle proviene de su Programa de Mantenimiento del Sistema de Distribución para el año 2017.
- El costo de odorización del gas natural distribuido, estimado en 0,1 US\$/mil m³.
- Los costos de operación de una línea y una central de emergencias, cuya función es la atención de denuncias y situaciones de emergencia, la solución de reclamos de carácter técnico y/o la atención de fallas en la red de distribución.
- Los costos de calidad del gas que comprenden las tareas de monitoreo del gas a ser distribuido, tales como el muestreo de la calidad, determinación del punto de rocío, etc.
- Los costos de implementación de la Norma API 1162 "*Public Awareness Programs for Pipeline Operators*", conformado por un programa de actividades de prevención de riesgos para operadores de ductos.
- Los Gastos Supervisión Directa corresponden a los costos del personal asociado a las actividades de distribución (incluidos beneficios sociales). Asimismo, se incorpora el rubro de gastos de supervisión directa no personales, que corresponde a los costos indirectos asociados al personal a que se hace referencia líneas arriba, y se estima sobre la base de la información histórica del Concesionario, representando aproximadamente 15% de los Gastos de Supervisión Directa. Es importante destacar que el detalle de la determinación de la estructura y dimensión del personal de la Empresa Modelo Eficiente se presenta en el Anexo N°5.

b) Costos Directos de Comercialización

Este rubro comprende las actividades de carácter comercial desarrolladas por la empresa operadora. En específico, los costos directos relacionados con las actividades de comercialización incluyen:

- Los costos de las actividades de lectura de medidores, reparto de facturas, impresión, facturación y cobranza a los clientes del Concesionario.
- Los costos de implementación y operación de la central de llamadas comerciales (*call center*).
- Los gastos de marketing, publicidad y comunicación.
- Los Gastos Supervisión Directa corresponden a los costos del personal asociado a las actividades de comercialización (incluidos beneficios sociales). Asimismo, se incorpora el rubro de gastos de supervisión directa no personales, que corresponde a los costos indirectos asociados al personal a que se hace referencia líneas arriba, y se estima sobre la base de la información histórica del Concesionario, representando aproximadamente 15% de los Gastos de Supervisión Directa. Es importante destacar que el detalle de la determinación de la estructura y dimensión del personal de la Empresa Modelo Eficiente se presenta en el Anexo N°5.

El resumen de los Costos Directos correspondientes a la Empresa Modelo Eficiente se muestra en el cuadro siguiente:

Cuadro N° 19
Costos Directos de la Empresa Modelo Eficiente

Tipo de Costo	Año			
	Año 1	Año 2	Año 3	Año 4
OPEX - Distribución				
Costo Directo	7 074 742	7 613 672	7 800 441	8 123 735
Mantenimiento Preventivo	5 247 048	5 655 093	5 743 882	5 985 920
Mantenimiento Correctivo	941 357	1 050 242	1 129 177	1 192 047
Odorización del Gas	886 337	908 337	927 382	945 768
Otros	693 445	693 463	693 481	693 502
Supervisión Directa + GG (15%)	3 504 038	3 504 038	3 504 038	3 504 038
Total OPEX - Distribución	11 272 225	11 811 174	11 997 960	12 321 276
OPEX - Comercialización				
Costo Directo	7 028 252	7 666 021	8 241 322	8 999 318
Lectura (A+B)	2 036 987	2 220 310	2 400 862	2 617 790
Lectura (C+D+GNV+E+GE)	7 910	8 093	8 191	8 435
Reparto (A+B)	1 182 051	1 288 432	1 393 205	1 519 087
Reparto (C+D+GNV+E+GE)	12 656	12 949	13 105	13 497
Cobranza	2 320 594	2 536 156	2 695 864	2 954 182
Facturación	1 468 055	1 600 080	1 730 095	1 886 327
Supervisión Directa	2 620 660	2 620 660	2 620 660	2 620 660
Gastos Diversos	541 103	561 939	582 761	585 087
Marketing	1 957 837	1 290 100	1 270 548	1 526 727
Total OPEX - Comercialización	12 147 852	12 138 719	12 715 291	13 731 792

4.4.2 Costos Indirectos

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

a) Costos Personales de Gestión

Comprende el costo del personal (incluidos beneficios sociales) que conforma la plana administrativa de la empresa. El detalle de la determinación del personal de la Empresa Modelo Eficiente se presenta en el Anexo N°5

b) Costos No Personales de Gestión

Comprenden las partidas contables de suministros, cargas diversas de gestión, servicios prestados por terceros y tributos.

El resumen de los Costos Indirectos se muestra en el cuadro siguiente:

Cuadro N° 20
Costos Indirectos de la Empresa Modelo Eficiente

Tipo de Costo	Año			
	Año 1	Año 2	Año 3	Año 4
Costo de Personal	10 167 279	10 167 279	10 167 279	10 167 279
Costos No Personales	7 888 802	7 888 802	7 888 802	7 888 802
Total OPEX - Administración	18 056 082	18 056 082	18 056 082	18 056 082

4.4.3 Otros costos de operación y mantenimiento

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 por la compra de gas natural al productor y su venta a los clientes, determinado a una tasa de interés equivalente a 3% anual. Al respecto, se debe indicar que, para fines de su determinación, se considera un ciclo efectivo que asciende a 15 días.

b) Pérdidas e incobrables

Las pérdidas físicas y comerciales se estiman en un 0,37% anual. Por su lado, los costos por los incobrables se estiman en 0,5% anual de los montos facturados por el Concesionario.

c) Aporte a los organismos reguladores

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

d) Costos de inspección, supervisión y habilitación para las Categorías A1 y A2

Los costos de la inspección, supervisión y habilitación de Categoría A1 y A2 son incorporados a los costos de operación y mantenimiento. El monto que se ha estimado para esta labor asciende a 18.34 US\$/cliente.

e) Costos de mantenimiento de las Instalaciones Internas y Acometidas para las Categorías A1 y A2

Estos costos comprenden:

- Los costos de mantenimiento de la acometida y revisión de las instalaciones internas de los clientes de las categorías A1 y A2, estimados en US\$ 25.6 por cliente.
- Los costos de instalación, supervisión y habilitación de las instalaciones internas de los clientes de las categorías A1 y A2 estimados en US\$ 16.8 por cliente.

f) Gestión de la Promoción

Son los costos relacionados al monitoreo, logística, recepción y entrega de material, así como el monitoreo de la mano de obra, entre otros, que permiten la gestión eficiente de la aplicación del Mecanismo de Promoción.

El resumen de los Otros costos de operación y mantenimiento se muestra en el cuadro siguiente:

Cuadro N° 21
Otros Costos de la Empresa Modelo Eficiente

Tipo de Costo	Año			
	Año 1	Año 2	Año 3	Año 4
Costo Financiero del GN	251 968	265 609	279 305	293 503
Pérdidas	1 197 182	1 261 998	1 327 073	1 394 530
Incobrables	2 397 699	2 706 133	2 778 356	2 918 925
Aporte por Regulación	1 559 770	2 001 462	1 970 029	2 068 851
Mant. Acometidas & Rev. Instalación Interna (Cat. A)	1 664 881	2 820 046	2 833 557	3 419 219
Insp., Superv. y Hab. Inst. Interna (Cat. A)	1 692 084	1 114 984	1 098 086	1 319 492
Gestión de la Promoción	233 224	233 224	233 224	233 225
Total OPEX - Otros	8 996 808	10 403 457	10 519 631	11 647 745

4.4.4 Gastos de Promoción

4.4.4.1 Periodo Tarifario 2018-2022

Los gastos de promoción se determinan en virtud de la aplicación del Mecanismo de Promoción, el cual, según lo establecido en el Artículo 112a del Reglamento de Distribución, el descuento por gasto de promoción de cada cliente es determinado como la suma del Derecho de Conexión más la Acometida (ambos son costos regulados por Osinergmin). Asimismo, dado que el mencionado descuento cubre la totalidad de los costos regulados de la conexión al gas natural, no resulta necesario que dicho descuento se diferencie por estratos socioeconómicos.

Los gastos de promoción a ser incluidos en la base tarifaria, resultan de la proyección de beneficiarios para los próximos cuatro años de aplicación de la nueva tarifa. En tal sentido, es en el informe N°116-2018-GRT que se desarrolla la proyección de los gastos de promoción para el periodo regulatorio 2018 – 2022.

En los cuadros siguientes, se presenta el resumen de resultados obtenidos para la proyección de los gastos de promoción mencionados:

Cuadro N° 22

Descuento de Promoción por estrato según Ingreso per Cápita del Hogar

Item	Estrato Medio	Estrato Medio Bajo	Estrato Bajo
US\$ x Cliente	175.18	175.18	175.18

Cuadro N° 23

Número de beneficiarios del Gasto de Promoción por estrato según Ingreso per Cápita del Hogar

Año	Estrato Medio	Estrato Medio Bajo	Estrato Bajo	Total Clientes
Año 1	26 502	51 778	2 474	80 755
Año 2	24 920	23 179	1 108	49 206
Año 3	17 606	30 742	1 469	49 817
Año 4	31 651	26 633	1 273	59 557

Cuadro N° 24

Costos de Promoción (US\$)

Año	Estrato Medio	Estrato Medio Bajo	Estrato Bajo	Total
Año 1	4 642 612	9 070 417	433 444	14 146 473
Año 2	4 365 346	4 060 397	194 074	8 619 818
Año 3	3 084 218	5 385 282	257 320	8 726 819
Año 4	5 544 635	4 665 434	222 979	10 433 048

4.4.4.2 Periodo Tarifario 2014-2018

En esta sección se presenta los resultados del saldo del gasto de promoción del periodo regulatorio 2014-2018 que será transferido al próximo periodo regulatorio tal como lo señala el Artículo 112a del Reglamento de Distribución. La metodología, criterios y detalle del cálculo están descritos en el Anexo N°2 del presente informe.

Se debe señalar que al no haber concluido aún el periodo regulatorio del 2014 – 2018 (culmina el 6 de mayo de 2018), el resultado del saldo a transferir al Periodo Regulatorio 2018-2022 corresponde la aplicación de cuatros aspectos:

- 1) Gastos que se pueden generar a partir de los clientes definidos como pendientes de ser reconocidos como beneficiarios de la promoción según la última revisión del Saldo de Balance de la Promoción (valores al 6 noviembre de 2017), aprobado mediante la Resolución Osinermin N° 004-2018-OS/CD;
- 2) Gastos que se pueden generar a partir de los clientes que se proyectan como beneficiarios de la promoción desde el 7 de noviembre al 06 de mayo de 2018;
- 3) Los ingresos esperados por el Mecanismo de Promoción desde el 7 de noviembre al 06 de mayo de 2018.

- 4) El Saldo de cuenta de Promoción, a la última revisión del Saldo de Balance de la Promoción.

Los resultados de los cuatro aspectos se presentan en el Cuadro N° 25.

Cuadro N° 25
Saldo a Transferir

Descripción	Monto (US\$)
Gasto por clientes pendientes	(-) 12 576 887
Gasto por clientes proyectados	(-) 11 520 252
Ingresos proyectados	(+) 15 384 442
Saldo de la Cuenta de Promoción	(-) 1 963 822
Saldo del Periodo Regulatorio 2018 - 2022	(-) 10 676 519

El monto resultante presenta un valor negativo por lo que indica que se le está debiendo al concesionario. En ese sentido, el monto a trasladar al periodo regulatorio 2018-2022 por el saldo del gasto de promoción del periodo regulatorio resulta de US\$ 10 676 519.

4.4.4.3 Gastos de Promoción a ser reconocido

El resultado del Gasto de Promoción hacer reconocido es la suma de lo que se evalúa para el Periodo Tarifario 2018-2022 y el saldo del gasto de promoción del periodo regulatorio 2014-2018 que será transferido aplicado en el primer año.

Cuadro N° 26
Gasto de Promoción a ser Reconocido

Descripción	Año 1	Año 2	Año 3	Año 4
Gasto de Promoción del Periodo Tarifario 2018-2022	14 146 473	8 619 818	8 726 819	10 433 048
Saldo del Periodo Tarifario 2014-2018	10 676 519	-	-	-
Gasto de Promoción	24 822 992	8 619 818	8 726 819	10 433 048

4.4.5 Resumen de los costos de explotación

A continuación, se presenta un resumen de los costos de explotación considerados para la Empresa Modelo Eficiente de distribución de gas natural por redes y posteriormente, una comparación con los costos de explotación propuestos por Cálidda.

Cuadro N° 27
Costos de Explotación de la Empresa Modelo (US\$)

Rubro de Costo	Año			
	Año 1	Año 2	Año 3	Año 4
Distribución	11 272 225	11 811 174	11 997 960	12 321 276
Comercialización	12 147 852	12 138 719	12 715 291	13 731 792
Administración	18 056 082	18 056 082	18 056 082	18 056 082
Otros	8 996 808	10 403 457	10 519 631	11 647 745
OPEX Distribución	50 472 968	52 409 431	53 288 963	55 756 895
Gasto de Promoción	24 822 992	8 619 818	8 726 819	10 433 048
TOTAL OPEX (US\$)	75 295 959	61 029 249	62 015 783	66 189 942

Los costos de explotación propuestos (sin gasto de promoción) ascienden a 50,5 millones de US\$ en el primer año y varían progresivamente hasta los 55,8 millones de US\$ en el cuarto año de operación.

En lo que respecta al gasto de promoción, este se rige bajo la necesidad de clientes que se incorporan al mencionado gasto y al saldo que provienen del periodo regulatorio 2014-2018, el cual es aplicado en su totalidad en el primer año. El gasto presenta valores entre 24.8 y 8.6 Millones de US\$.

Cuadro N° 28
Costos de Explotación Propuestos por Cálidda (US\$)

Rubro de Costo	Año			
	Año 1	Año 2	Año 3	Año 4
Distribución	22 019 767	23 226 695	23 663 534	24 708 529
Comercialización	25 947 655	27 236 295	28 930 382	30 519 575
Administración	13 941 159	14 174 423	14 413 764	14 716 203
Otros	9 749 770	10 004 385	10 204 606	10 429 617
OPEX Distribución	71 658 351	74 641 798	77 212 286	80 373 925
Gasto de Promoción	21 413 634	10 165 193	11 300 118	14 144 068
TOTAL OPEX (US\$)	93 071 985	84 806 991	88 512 404	94 517 993

Por su parte, los costos de explotación propuestos por Cálidda superan los 71,6 millones de US\$ al inicio del periodo de regulación, hasta alcanzar los 80,4 millones US\$ al final de dicho periodo. El gasto de promoción, de similar forma al propuesto por Osinergmin, este se rige bajo la necesidad de clientes que se incorporan al mencionado gasto. En el caso de la propuesta de Cálidda no incorpora el saldo del periodo regulatorio 2014-2018.

En el Gráfico N° 29 y Gráfico N° 30 se compara los costos de explotación antes descritos, y muestra la diferencia (en porcentaje) de los valores propuestos. Como se puede apreciar, los valores que resultan de la propuesta de Empresa Modelo Eficiente mantienen una disminución de entre el 30% y 31% respecto de los costos propuestos por Cálidda.

En el cuadro siguiente se presenta un resumen de las diferencias entre la propuesta de Cálidda y la Propuesta de Osinergmin. Para ello, se ha acondicionado la propuesta de Cálidda a los rubros que se plantean en la propuesta de Osinergmin.

Cuadro N° 29
Comparación de los Costos de Explotación entre lo propuesto por Cálidda y la
Propuesta de OSINERGMIN (Millones US\$)

Ítem	Valor Presente del OPEX	Gasto de Promoción	Distribución	Comercial	Administración	Otros
OPEX según propuesta de Cálidda	289.74	46.84	74.85	89.82	45.89	32.35
OPEX según propuesta de OSINERGMIN	213.87	44.32	37.94	40.53	58.04	33.04
Diferencia (%)	-26%	-5%	-49%	-55%	26%	2%

Gráfico N° 29
Comparación de los Costos de Explotación propuestos sin Gasto de Promoción

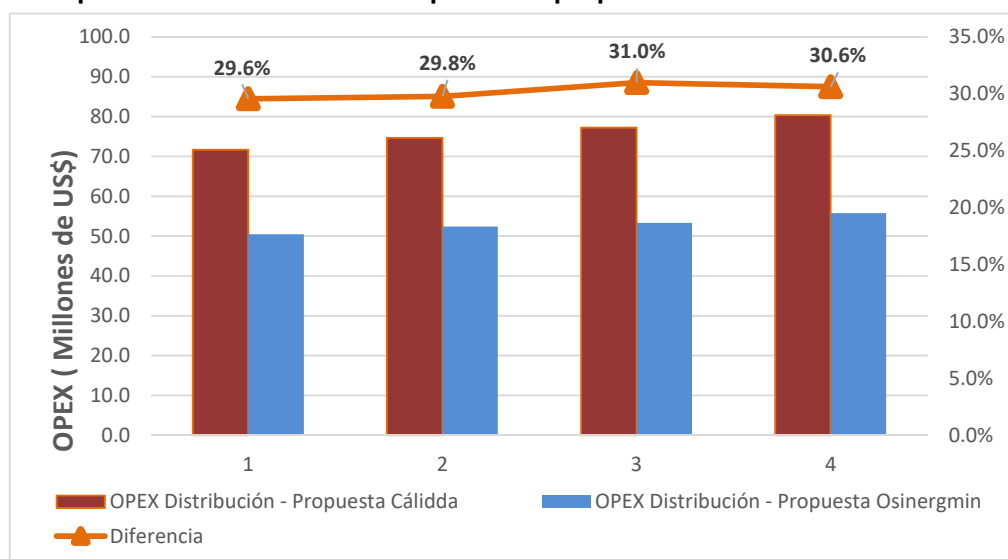
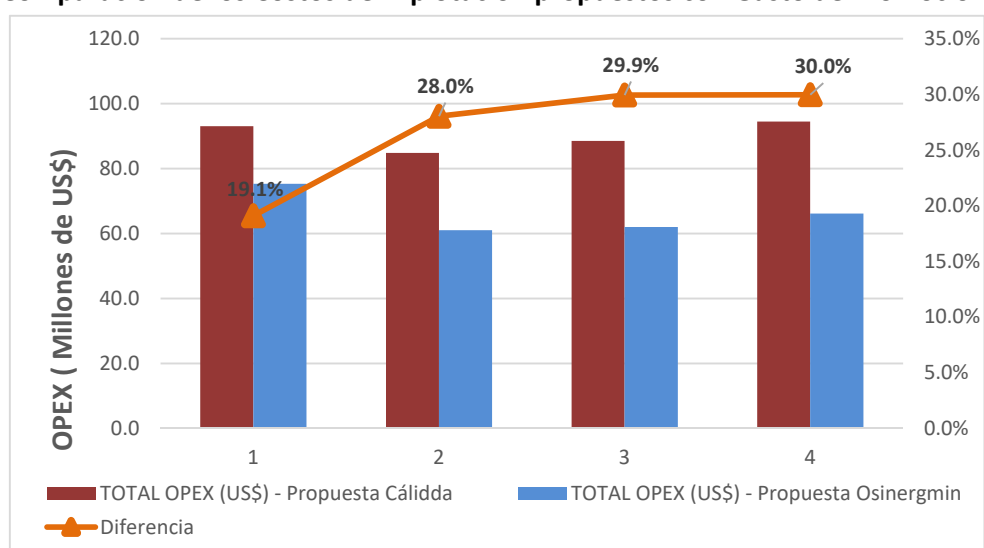


Gráfico N° 30
Comparación de los Costos de Explotación propuestos con Gasto de Promoción



4.5 Cálculo de las tarifas por categorías de clientes

4.5.1.1 Costo Medio de Distribución por Redes

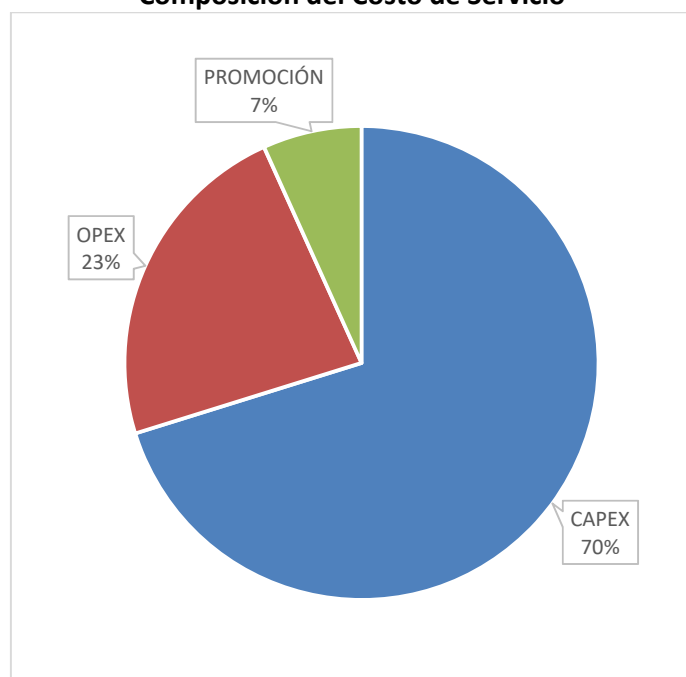
El resultado de la Tarifa Media, es calculada en base a los costos de inversión, los costos de explotación y los costos de promoción para los 4 años del periodo regulatorio y asciende a 23,62 US\$/mil m³, correspondientes al periodo regulatorio de 4 años. Dicha tarifa corresponde a un Costo de Servicio actualizado de US\$ 656,58 Millones y a una Demanda actualizada de 27 798 500 mil m³. En el Cuadro N° 30 se muestra el cálculo de la Tarifa Media.

Cuadro N° 30
Cálculo de la Tarifa Media del Sistema de Distribución con Promoción

ítem	Unidad	Valor	Acero	PE
CAPEX	Miles US\$	460 893	109 848	351 045
OPEX	Miles US\$	151 372	36 078	115 294
PROMOCION	Miles US\$	44 318		
COSTO TOTAL	Miles US\$	656 583	145 926	466 339
DEMANDA	Mil m ³	27 798 500	26 164 722	1 633 778
TARIFA MEDIA	US\$/Mil m³	23.62	5.58	285.44

En el Gráfico N° 31 se muestra que la participación del CAPEX representa el 63% del Costo de Servicio, mientras que el OPEX y el Costo de Promoción representan el 29% y 8%, respectivamente.

Gráfico N° 31
Composición del Costo de Servicio



La Tarifa Media del sistema de distribución, que es igual a 23,62 US\$/mil m³, será distribuida entre las diferentes Categorías Tarifarias, aplicando los principios de

competitividad del gas natural respecto al combustible sustituto y el equilibrio de costos-ingresos que tendría el concesionario de distribución.

4.5.2 Cálculo general de la tarifa media sin promoción

En lo que respecta a las actividades de distribución, se tiene que la Tarifa Media del Sistema de Distribución sin promoción asciende a 22,02 US\$/mil m³, lo que indica que el costo de promoción representa un costo medio de 1,44 US\$/mil m³. En el Cuadro N° 31 se muestra la Tarifa Media, sin considerar el costo de promoción, lo cual representa la remuneración del concesionario.

Cuadro N° 31
Cálculo de la Tarifa Media del Sistema de Distribución sin Promoción

ítem	Unidad	Valor	Acero	PE
CAPEX	Miles US\$	460 893	109 848	351 045
OPEX	Miles US\$	151 372	36 078	115 294
COSTO TOTAL	Miles US\$	612 265	145 926	466 339
DEMANDA	Mil m ³	27 798 500	26 164 722	1 633 778
TARIFA MEDIA	US\$/Mil m³	22.03	5.58	285.44

En este punto es importante precisar que, si bien el Concesionario recauda los ingresos por Promoción a través de las tarifas de distribución, estos no forman parte de sus ingresos, por lo que deberá ser revisado trimestralmente el saldo de fondo de promoción y deberá realizarse una liquidación de los costos de promoción percibidos al final del periodo regulatorio, y el saldo deberá ser considerado como un crédito o débito en la base tarifaria del siguiente periodo regulatorio.

A continuación, también se puede apreciar la evolución que ha seguido la tarifa media con y sin promoción y cual es descuento de promoción que les aplica.

Cuadro N° 32
Evolución de la Tarifa Media

Costo Medio (US\$/mil m ³)	2009	2014	2017
Con Promoción	23.48	22.03	23.62
Sin Promoción	21.84	18.45	22.03
Promoción (US\$/Cl)	315.0	322.0	175.2

4.5.3 Diseño tarifario

Para el presente proceso regulatorio, se han seguido los siguientes pasos para actualizar las tarifas con la nueva información de costos y demanda:

1. Se toma como base las tarifas vigentes que se viene aplicando a cada categoría tarifaria, ello con la finalidad de evitar producir un nuevo balance tarifario que pueda resultar perjudicando a unos clientes en beneficio de otros, y de preservar el criterio de competitividad frente a los sustitutos que consideran las tarifas vigentes.

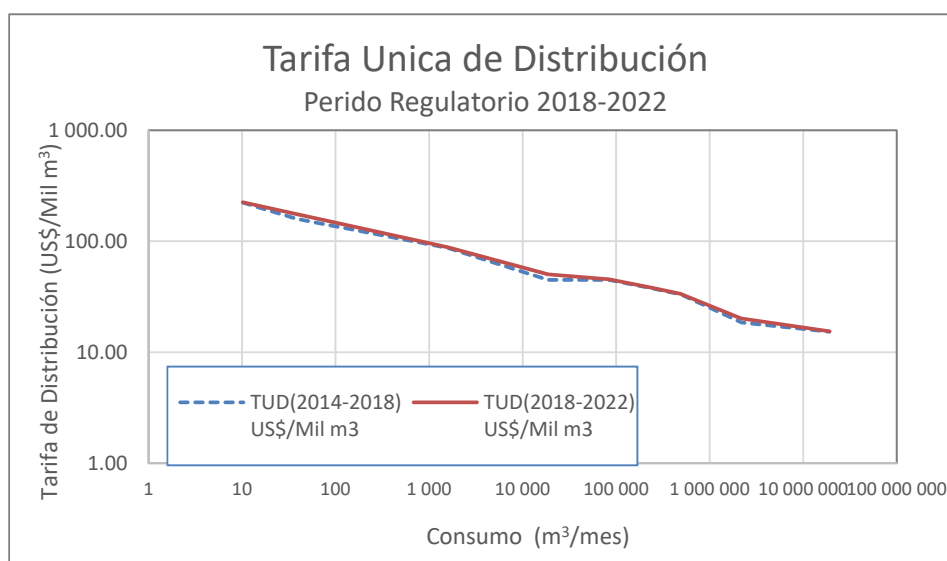
- Se verifica la existencia del Equilibrio Tarifario entre Ingreso Medio y Costo Medio.
- En base al déficit o superávit del balance señalado en el paso anterior, se obtiene un factor de ajuste para determinar las nuevas tarifas por categoría de la concesión, tal como se aprecia en el siguiente cuadro.

Cuadro N° 33
Cuadro de Equilibrio Tarifario de la Concesión

Categoría	Demanda actualizada (Miles m³)					Tarifa sin ajuste de equilibrio tarifario (US\$/Miles m³)	Ingresos sin ajuste de equilibrio tarifario (Miles US\$)
	Año 1	Año 2	Año 3	Año 4	Total		
A1	91 296	88 810	85 418	83 010	348 534	222.5	77 543
A2	22 225	21 690	20 887	20 318	85 121	158.9	13 522
B	51 529	50 852	49 816	48 673	200 870	87.0	17 473
IP	4 897	4 778	4 626	4 506	18 807	44.9	844
C	277 567	256 012	232 136	214 731	980 446	44.9	43 979
GNV	712 244	679 104	643 046	605 397	2 639 791	37.9	100 166
D	360 144	325 264	305 581	286 730	1 277 720	33.2	42 426
E	720 032	693 777	650 844	603 108	2 667 761	18.5	49 376
GE	5 682 943	5 129 298	4 616 206	4 151 003	19 579 450	15.3	299 652
TOTAL INGRESO SIN AJUSTE TARIFARIO							644 981
COSTOS TOTALES (Miles US\$)							656 583
FACTOR DE AJUSTE QUE EQUILIBRA LOS INGRESOS							1.018

- Respecto a las Categorías Tarifarias se mantuvieron las categorías relacionadas con los clientes residenciales (categoría A1 y A2), a efectos de mantener una mejor focalización del Mecanismo de Promoción, asimismo, en el caso de la categoría E y la de IP, se efectuó un ajuste para corregir la discontinuidad del pliego vigente que presentaron desde periodos regulatorios anteriores.

Gráfico N° 32



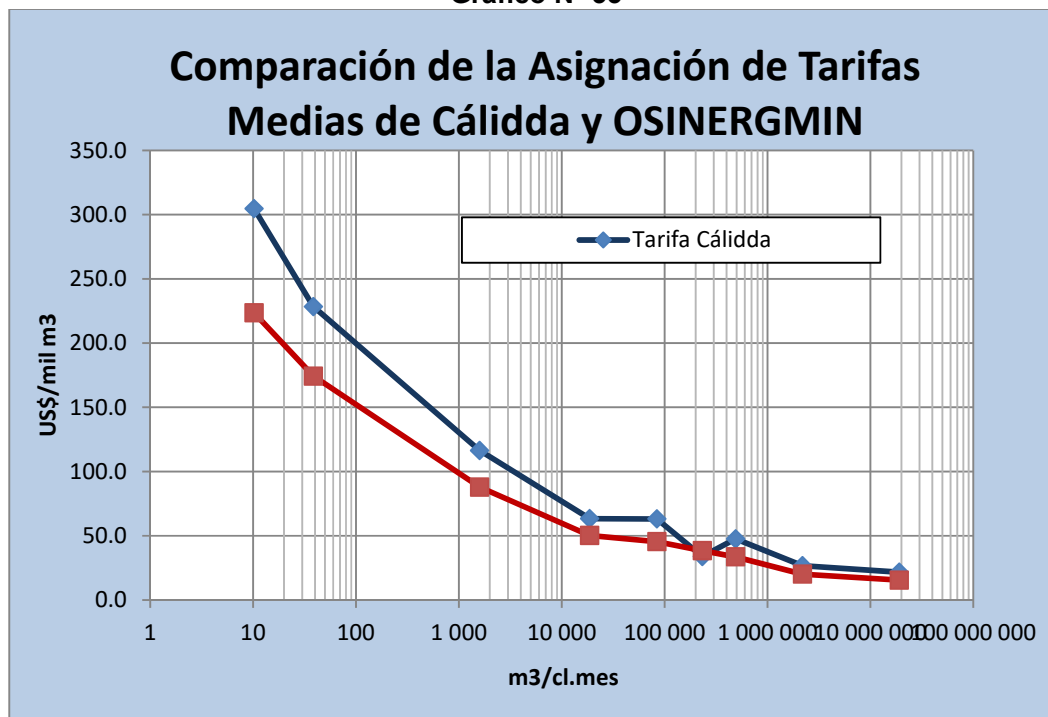
4.5.4 Resultados Tarifarios

En base a los pasos señalados anteriormente se han calculado las tarifas medias que pagaría cada categoría tarifaria y que se muestran en el siguiente cuadro.

Cuadro N° 34
Tarifas Medias de Distribución por Categoría Tarifaria

Categorías Tarifarias	Consumo Mensual m ³	TUD Promedio US\$/Mm ³
A1	10.2	223.60
A2	38.6	174.28
B	1 591	87.92
IP	18 678	50.24
C	84 253	45.39
GNV	232 350	38.40
D	489 396	33.60
E	2 188 047	20.13
GE	19 067 158	15.46

Gráfico N° 33



El siguiente cuadro muestra la variación de la tarifa media considerando las tarifas vigentes y las tarifas propuestas.

Cuadro N° 35
Variación en la Tarifa Única de Distribución

Categoría Tarifaria	TUD Aprobada 2018-2022 US\$/Mm3*	TUD Propuesta US\$/Mm3	Variación %
A1	222.48	223.60	0.5%
A2	158.86	174.28	9.7%
B	86.99	87.92	1.1%
IP	44.86	50.24	12.0%
C	44.86	45.39	1.2%
GNV	37.94	38.40	1.2%
D	33.20	33.60	1.2%
E	18.51	20.13	8.7%
GE	15.30	15.46	1.0%

A partir de las tarifas medias presentadas en el cuadro anterior se han calculado los márgenes de distribución y comercialización para cada categoría tarifaria, así como los cargos fijos y variables. Estos resultados se presentan en el siguiente cuadro:

Cuadro N° 36
Tarifas Únicas de Distribución (TUD)
Periodo 2018-2022

Categoría Tarifaria	Rango de Consumo	Margen de Comercialización		Margen de Distribución	
		Fijo		Fijo	Variable
	Sm3/Cliente-mes	US\$/mes	US\$/(Sm³/d)-mes	US\$/(Sm³/d)-mes	US\$/Mil Sm3
A1	0 - 30	0.52			172.34
A2	31-300	1.61			132.45
B	301 - 17 500	15.35			78.28
IP	IP		0.0217	0.1770	43.71
C	17 501 - 300 000		0.0196	0.1599	39.49
GNV	Estaciones GNV		0.0163	0.1334	33.48
D	300 001 - 900 000		0.0145	0.1184	29.23
E	Más de 900 000		0.0782	0.5340	20.13
GE	GGEE		0.0590	0.4113	15.46

4.5.5 Impacto en los precios finales a los usuarios

Considerando las variaciones de TUD propuesta respecto de la TUD vigente, se presenta a continuación la cuantificación del impacto en el precio final por categoría.

Cuadro N° 37
Impacto en los precios finales a los usuarios

Categoría Tarifaria	Precio Final Vigente US\$/GJ	Precio Final Propuesto US\$/GJ	Variación %
A1	10.295	10.324	0.28%
A2	8.632	9.035	4.67%
B	6.754	6.778	0.36%
IP	5.653	5.793	2.49%
C	5.653	5.667	0.25%
GNV	5.472	5.484	0.22%
D	5.348	5.359	0.19%
E	4.531	4.573	0.93%
GE	3.129	3.133	0.13%

4.5.6 Verificación de la Competitividad de las tarifas

En el siguiente cuadro se puede apreciar que con las tarifas planteadas existen niveles de ahorro superiores al 40% para cada categoría tarifaria.

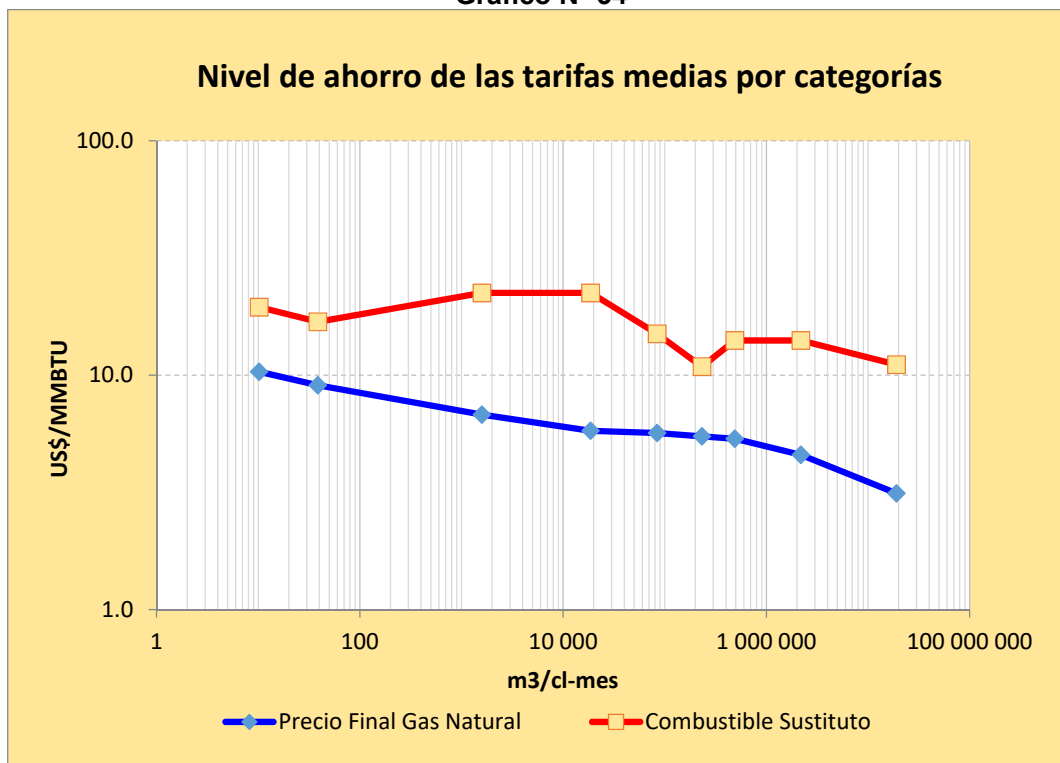
Cuadro N° 38
Ahorros por el uso del gas natural frente al combustible sustituto

Categoría Tarifaria	Sustituto		Porcentaje de Ahorro Vigente Tarifa Final %	Propuesta Osinergmin		Propuesta de Cálidda	
	Comb.	US\$/MMBTU		Porcentaje de Ahorro %	Variación %	Porcentaje de Ahorro %	Variación %
A1	GLP	19.5	47.2%	47.0%	-0.3%	36.2%	-11.0%
A2	GLP	16.9	48.9%	46.4%	-2.5%	38.1%	-10.8%
B	GLP granel	22.5	69.9%	69.8%	-0.1%	66.5%	-3.4%
IP	GLP granel	22.5	74.8%	74.2%	-0.6%	72.7%	-2.1%
C	Residual,D2	15.0	62.4%	62.3%	-0.1%	59.2%	-3.2%
GNV ^(*)	GLP veh	10.9	49.7%	49.6%	-0.1%	50.7%	1.0%
D	Residual	14.1	62.0%	61.9%	-0.1%	59.3%	-2.7%
E	Residual	14.1	67.8%	67.5%	-0.3%	66.3%	-1.5%
GE	Residual(**)	11.1	71.8%	71.8%	0.0%	70.3%	-1.5%

(*) Precio del sustituto se ha retirado el margen de la estación de GNV (4.8 US\$/MMBTU)

(**) Precio sin ISC

Gráfico N° 34



4.5.7 Ingresos estimados con las tarifas propuestas

Con las tarifas propuestas se calculó los ingresos que tendría el concesionario y se comparó con los ingresos que se obtendrían con las tarifas propuestas por Cálidda y las tarifas vigentes.

Cuadro N° 39
Estimación de los Ingresos actualizados del periodo tarifario

Categoría Tarifaria	Consumo m³/mes	Ingresos actualizados (Millones US\$)			Variaciones respecto a la Tarifa Vigente	
		Cálidda	OSINERGMIN	A Tarifa Vigente	Propuesta Cálidda (%)	Propuesta OSINERGMIN (%)
A1	10.2	99.3	77.9	77.5	-18.9%	0.5%
A2	39	26.1	14.8	13.5	127.1%	9.7%
B	1 591	17.8	17.7	17.5	3.4%	1.1%
IP	18 678	1.1	0.9	0.8	30.0%	12.0%
C	84 253	63.2	44.5	44.0	35.5%	1.2%
GNV	232 350	58.8	101.4	100.2	-24.2%	1.2%
D	489 396	45.7	42.9	42.4	-8.3%	1.2%
E	2 188 047	61.2	53.7	49.4	23.9%	8.7%
GE	19 067 158	377.1	302.7	299.7	25.9%	1.0%
TOTAL		750.3	656.6	645.0	12.5%	1.8%

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

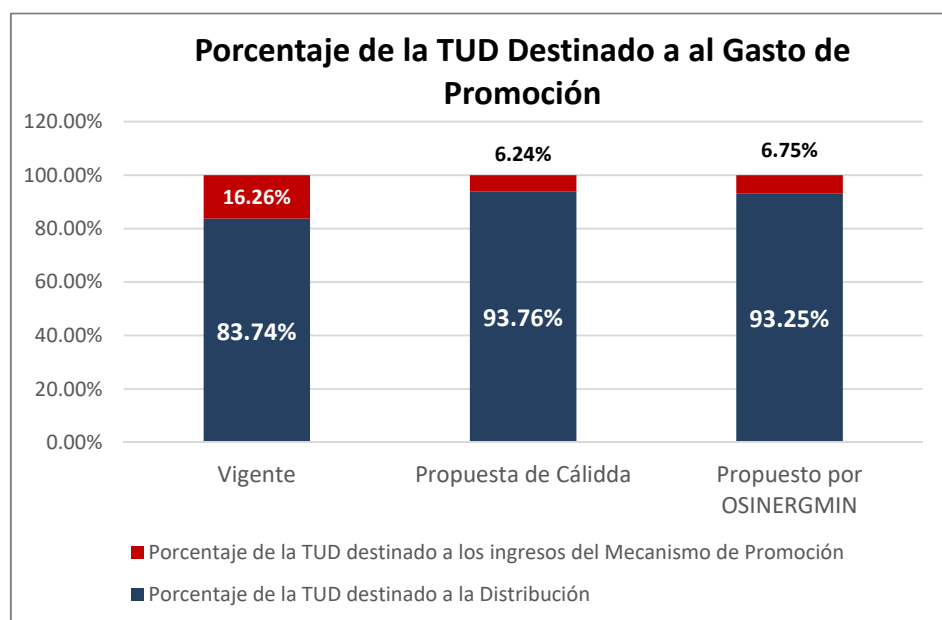
4.5.8 Porcentaje de la Tarifa Única de Distribución destinado a los ingresos del mecanismo de promoción

Las Tarifa Única de Distribución (TUD) permiten remunerar los ingresos requeridos para cubrir: i) los costos totales del servicio de distribución, y ii) los costos asociados al mecanismo de Promoción.

En ese sentido, en adición al Margen de Distribución que retribuye puramente el servicio de distribución brindado por el Concesionario, se tiene un porcentaje que está asociado al literal ii) del párrafo anterior, y ambos componen la TUD para todas las categorías de consumo. Este porcentaje depende de las proyecciones de clientes afectos del Mecanismo de Promoción y de los Gastos por Promoción por cliente. Para el caso del proceso regulatorio, la Propuesta de Osinerghmin considera una participación de 6,75% de la TUD en todas las categorías tarifarias.

El gráfico siguiente presenta una comparación porcentual de la TUD destinados a los ingresos del mecanismo de promoción para las Tarifas Vigentes, las Tarifas propuestas por Cálidda y las tarifas propuestas por Osinerghmin.

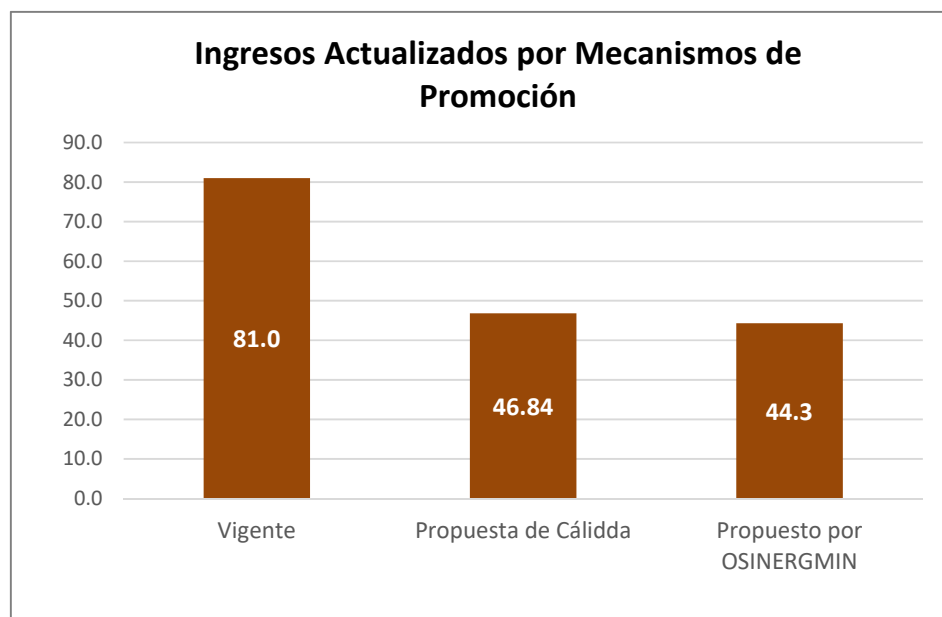
Gráfico N° 35



El ingreso requerido (en Valor Presente) para fines de cubrir los Gastos por Promoción alcanza los 44.3 MMUS\$ para el presente proceso regulatorio. En los casos del Periodo de Regulación vigente y la Propuesta de Cálidda, dicho ingreso bordea los 81 y 46.84 MMUS\$ respectivamente, de acuerdo a lo mostrado en el gráfico siguiente. Se debe señalar que la reducción del monto respecto al periodo regulatorio anterior es producto de dos factores, en primer lugar, el actual Mecanismo de Promoción solo cubre el Derecho de Conexión y la Acometida aplicable, el cual solo asciende a US\$ 175,18, mientras que en el descuento de promoción del periodo regulatorio 2014-2018 estaba orientado al reconocimiento de la instalación interna más el derecho de conexión y acometida aplicable. El cambio se realizó cuando entro en vigencia la modificatoria al Reglamento de Distribución mediante el D.S. 010-2016-EM del Ministerio de Energía y Minas.

El Segundo Aspecto se debe a la reducción de la cantidad de clientes respecto al periodo regulatorio 2014-2018, el cual es producto de un desarrollo moderado de la expansión de las redes de distribución propuestas por la concesionaria.

Gráfico N° 36



5 Factores de Actualización y Procedimiento de Ajuste

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:

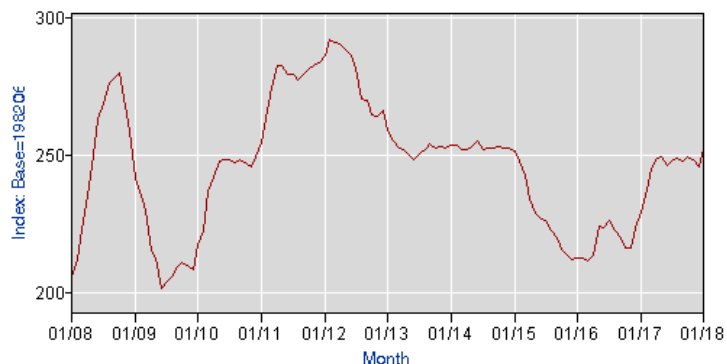
- FA: Factor de Actualización de Costos Unitarios.
- a: Coeficiente de participación de la inversión existente.
- b: Coeficiente de participación del acero en la ampliación.
- c: Coeficiente de participación del polietileno en la ampliación.
- d: Coeficiente de participación de bienes y servicios nacionales 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 setiembre de 2017, estableciéndose su valor base igual a 247.7.

Data extracted on: February 21, 2018 (4:11:00 PM)

PPI Commodity Data

Series Id: WPU101706
 Not Seasonally Adjusted
 Series Title: PPI Commodity data for Metals and metal products-Steel pipe and tube, not seasonally adjusted
 Group: Metals and metal products
 Item: Steel pipe and tube
 Base Date: 198206



Download: [xlsx](#)

Year	Jan	Feb	Mar	Apr	May	Jun	Jul	Aug	Sep	Oct	Nov	Dec
2008	205.9	212.1	223.4	235.2	249.8	263.2	269.0	276.3	278.1	280.2	267.9	259.0
2009	241.7	235.5	230.0	215.4	212.6	202.0	203.8	205.8	209.7	211.3	209.9	208.6
2010	217.4	222.5	236.7	242.1	248.1	248.6	248.4	247.3	248.4	247.4	245.9	249.4
2011	254.9	266.3	274.8	282.4	282.5	279.6	279.4	277.4	279.3	281.6	282.8	283.6
2012	286.3	292.3	291.1	290.7	288.5	286.4	281.3	270.6	270.1	264.7	264.4	266.4
2013	259.0	255.2	253.2	252.3	249.8	248.6	250.5	252.4	254.0	252.7	253.1	252.7
2014	253.7	253.9	252.3	252.4	253.1	255.3	251.9	252.8	252.5	253.1	252.7	252.8
2015	251.7	247.9	242.5	234.4	229.0	226.9	226.5	222.8	220.3	216.0	213.9	212.2
2016	212.7	212.7	211.5	213.7	224.4	224.0	226.4	223.0	220.9	216.2	216.4	223.6
2017	229.8	237.3	245.3	249.0	249.5	246.6	247.7	249.2	247.7	249.4(P)	248.3(P)	246.0(P)
2018	252.9(P)											

P : Preliminary. All indexes are subject to revision four months after original publication.

IPE_a: 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 setiembre de 2017 estableciéndose su valor base igual 155.4.

Data extracted on: February 21, 2018 (4:09:55 PM)

PPI Commodity Data

Series Id: WPU07110224
 Not Seasonally Adjusted
 Series Title: PPI Commodity data for Rubber and plastic products-Synthetic rubber, inc. sbr and ethylene propylene, not seasonally adjusted
 Group: Rubber and plastic products
 Item: Synthetic rubber, inc. sbr and ethylene propylene
 Base Date: 200306

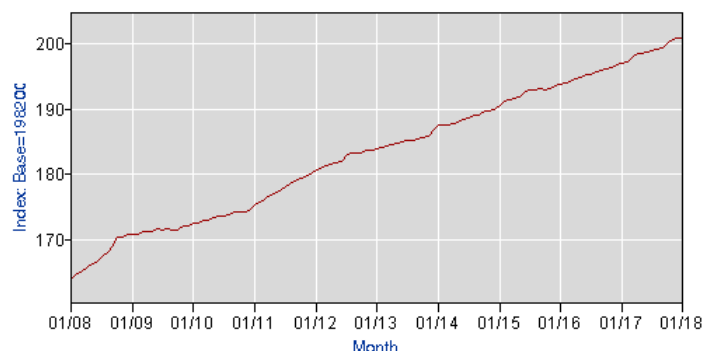
WPU07110224	2017	M03	189.8
WPU07110224	2017	M04	186.4
WPU07110224	2017	M05	170.7
WPU07110224	2017	M06	168.5
WPU07110224	2017	M07	158.7
WPU07110224	2017	M08	155.1
WPU07110224	2017	M09	155.4
WPU07110224	2017	M10	162.0(P)
WPU07110224	2017	M11	157.4(P)
WPU07110224	2017	M12	155.0(P)
WPU07110224	2018	M01	157.4(P)

P : Preliminary. All indexes are subject to revision four months after original publication.

PPI_a: Índice de Precios de Estados Unidos de Norteamérica, definido como: Producer Price Index (Finished Goods less Foods and Energy – Serie ID: WPSFD4131), publicado por “Bureau of Labor Statistics” de los Estados Unidos de Norteamérica. Se tomará el último valor publicado, correspondiente al mes de setiembre, disponible a la fecha de la actualización.

PPI₀: Valor Base a setiembre de 2017 igual a 199.3.

Series Id: WPSFD4131
Seasonally Adjusted
Series Title: PPI Commodity data for Final demand-Finished goods less foods and energy, seasonally adjusted
Group: Final demand
Item: Finished goods less foods and energy
Base Date: 198200



Download: [xlsx](#)

Year	Jan	Feb	Mar	Apr	May	Jun	Jul	Aug	Sep	Oct	Nov	Dec
2008	164.1	164.8	165.1	165.8	166.3	166.6	167.4	168.1	168.9	170.5	170.4	170.8
2009	170.8	170.9	171.2	171.3	171.2	171.8	171.4	171.8	171.6	171.5	172.1	172.1
2010	172.5	172.6	172.9	172.9	173.4	173.6	173.7	173.9	174.3	174.3	174.3	174.6
2011	175.3	175.7	176.2	176.8	177.0	177.6	178.2	178.5	179.0	179.4	179.6	180.0
2012	180.7	181.0	181.3	181.6	181.8	182.1	182.9	183.2	183.2	183.3	183.7	183.7
2013	183.9	184.2	184.4	184.6	184.8	185.0	185.2	185.3	185.4	185.6	185.9	186.7
2014	187.6	187.7	187.7	187.8	188.1	188.5	188.7	189.0	189.2	189.7	189.7	189.9
2015	190.7	191.2	191.5	191.6	191.8	192.7	193.0	193.0	193.2	193.0	193.1	193.5
2016	193.9	194.1	194.3	194.6	194.8	195.4	195.4	195.7	195.9	196.1	196.3	196.8
2017	197.1	197.3	197.8	198.5	198.5	198.8	198.9	199.2	199.3	200.1(P)	200.7(P)	200.8(P)
2018	201.0(P)											

P : Preliminary. All indexes are subject to revision four months after original publication.

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 setiembre de 2017 igual a 105.656033.

	A	B	C	D	E	F
1	INDICE DE PRECIOS AL POR MAYOR					
2	(Base Diciembre 2013 = 100)					
3						
4	Año	Mes	Índice	Mensual	Acumulada	
149	2017	Enero	106.131342	0.03	0.03	
150		Febrero	105.469199	-0.62	-0.59	
151		Marzo	105.895271	0.40	-0.19	
152		Abril	105.626725	-0.25	-0.44	
153		Mayo	105.488294	-0.13	-0.57	
154		Junio	105.350833	-0.13	-0.70	
155		Julio	105.236607	-0.11	-0.81	
156		Agosto	105.432114	0.19	-0.63	
157		Septiembre	105.656033	0.21	-0.41	
158		Octubre	105.577594	-0.07	-0.49	
159		Noviembre	105.407593	-0.16	-0.65	
160		Diciembre	105.470868	0.06	-0.59	
161	2018	Enero	105.740105	0.26	0.26	
162		Febrero				
163		Marzo				
164		Abril				
165		Mayo				

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
MD y MC	0.5435	0.0257	0.1326	0.2982

INSTALACIÓN DE ACOMETIDA EN MURO EXISTENTE				
Tipo de Medidor	a	b	c	d
G1,6	0.4170	0	0	0.5830
G 4	0.4774	0	0	0.5226
G 6	0.7224	0	0	0.2776

INSTALACIÓN DE ACOMETIDA EN MURETE CONSTRUIDO				
Tipo de Medidor	a	b	c	d
G1,6	0.3526	0	0	0.6474
G 4	0.4103	0	0	0.5897
G 6	0.6650	0	0	0.3350

DERECHO DE CONEXIÓN				
Categorías	a	b	c	d
C,D,E,GE-1 y GE-2	0	1	0	0
A y B	0	0	1	0

INSPECCIÓN, SUPERVISIÓN Y HABILITACIÓN DE REDES INTERNAS				
Categorías	a	b	c	d
B,C,D,E,GE-1 y GE-2	0	0	0	1

CORTE Y RECONEXIÓN				
Parámetro	a	b	c	d
CORTE	0	0	0	1
RECONEXIÓN	0	0	0	1

6 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° XXX-2018-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.

Los resultados obtenidos para los Cargos Tarifarios Complementarios son los siguientes:

6.1 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 y en observancia de los supuestos asumidos en procesos regulatorios previos, 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 establece⁷ 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° 41
Propuesta de cargos por Inspección, Supervisión y Habilitación de la
Instalación Interna para Consumidores Mayores a 300 m³/mes

Cargo	Cientes Comerciales US\$	Cientes Industriales y GNV US\$
Inspección	48.19	75.52
Supervisión	59.11	118.14
Habilitación	80.10	345.96
Total	187.40	539.62

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

⁷ Capítulo Sexto: Otros Cargos Regulados.

6.2 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° 42
Propuesta de Cargos por Corte

Ítem	Tipo	Categoría	USD
I	Cierre del servicio	I-A	5.39
		I-B	5.39
		I-C	61.26
		I-D	61.26
II	Retiro de los componentes de la acometida	II-A	7.82
		II-B	7.82
		II-C	78.30
		II-D	78.30
III	Corte del servicio	III-A	132.96
		III-B	135.19
		III-C Acero	218.30
		III-C Polietileno	140.58
		III-D Acero	218.30
		III-D Polietileno	140.58

Nota: Para el caso de las Instituciones Públicas (IP) le aplicarán los cargos correspondientes a la Categoría B

Cuadro N° 43
Propuesta de Cargos por Reconexión

Ítem	Tipo	Categoría	USD
I	Reconexión por cierre del servicio	I-A	6.13
		I-B	6.13
		I-C	38.04
		I-D	38.04
II	Reconexión de los componentes de la acometida	II-A	13.03
		II-B	13.03
		II-C	No aplica
		II-D	No aplica
III	Reconexión por corte del servicio	III-A	140.98
		III-B	140.98
		III-C Acero	195.53
		III-C Polietileno	155.65
		III-D Acero	195.53
		III-D Polietileno	155.65

Nota: Para el caso de las Instituciones Públicas (IP) le aplicarán los cargos correspondientes a la Categoría B

6.3 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 ADUANAS correspondiente al año 2016; 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° 44
Propuesta de Topes máximos de Acometida para consumidores con
consumos menores o iguales a 300 m³/mes

Tipo de Medidor	Muro Existente [USD/ACOM]	Muro Construido [USD/ACOM]
G1.6 (2.5 Sm ³ /h)	116.13	137.33
G4 (6 Sm ³ /h)	129.55	150.75
G6 (10 Sm ³ /h)	245.69	266.89

6.4 La propuesta de Derecho de Conexión y Factor K

En el caso de los cargos por Derecho de Conexión y los Factores K por categoría tarifaria, se consideran los valores propuestos por el Concesionario, y que corresponden a los valores vigentes en el presente periodo regulatorio.

Cuadro N° 45
Propuesta de Cargos por Derechos de Conexión y Factores K

Categoría	Derecho de Conexión [USD/m ³ -día]	Factor K
A1 y A2	94.2	9
B	6.8	3
C	2.7	3
D	2.4	3
GNV	12.0	3
E	1.3	3
GE	0.5	3

Notas:

- Para las categorías A1 y A2 se considera un consumo promedio mensual de 0,55 m³/d.
- El Derecho de Conexión aplicable a las Instituciones Públicas (IP) es igual al de la Categoría Tarifaria B.

Anexo N°1

Lista de Costos Unitarios 2017

			Set-17
N	DESCRIPCION	UNIDAD	TOTAL COSTO DE INVERSION
	Codigo	TUBERIA	
	VNR	ACERO	
1	010101020103	Tubería de Acero de 2" Sch 40 Terreno Normal Pavimento Rígido	USD/ml 122.56
2	010102020102	Tubería de Acero de 2 1/2" Sch 40 Terreno Normal Pavimento Flexible	USD/ml 137.15
3	010102020301	Tubería de acero de 2 1/2" Sch40 Terreno semirrocoso Pavimento Afirmado	USD/ml 132.46
4	010102020302	Tubería de acero de 2 1/2" Sch40 Terreno semirrocoso Pavimento Flexible	USD/ml 153.10
5	010102020303	Tubería de acero de 2 1/2" Sch40 Terreno semirrocoso Pavimento Rígido	USD/ml 142.68
6	010102020304	Tubería de acero de 2 1/2" Sch40 Terreno semirrocoso Pavimento Mixto	USD/ml 160.54
7	010102020403	Tubería de Acero de 2 1/2" Sch 40 Terreno Rocoso Pavimento Rígido	USD/ml 158.63
8	010103020301	Tubería de acero de 3" Sch40 Terreno semirrocoso Pavimento Afirmado	USD/ml 137.77
9	010103020302	Tubería de acero de 3" Sch40 Terreno semirrocoso Pavimento Flexible	USD/ml 158.42
10	010103020303	Tubería de acero de 3" Sch40 Terreno semirrocoso Pavimento Rígido	USD/ml 148.00
11	010103020304	Tubería de acero de 3" Sch40 Terreno semirrocoso Pavimento Mixto	USD/ml 165.86
12	010103070301	Tubería de acero de 3" Sch160 Terreno semirrocoso Pavimento Afirmado	USD/ml 145.99
13	010103070302	Tubería de acero de 3" Sch160 Terreno semirrocoso Pavimento Flexible	USD/ml 166.63
14	010103070303	Tubería de acero de 3" Sch160 Terreno semirrocoso Pavimento Rígido	USD/ml 156.21
15	010103070304	Tubería de acero de 3" Sch160 Terreno semirrocoso Pavimento Mixto	USD/ml 174.07
16	010103070401	Tubería de Acero de 3" Sch 160 Terreno Rocoso Pavimento Afirmado	USD/ml 162.16
17	010104020301	Tubería de acero de 4" Sch40 Terreno semirrocoso Pavimento Afirmado	USD/ml 159.16
18	010104020302	Tubería de acero de 4" Sch40 Terreno semirrocoso Pavimento Flexible	USD/ml 179.81
19	010104020303	Tubería de acero de 4" Sch40 Terreno semirrocoso Pavimento Rígido	USD/ml 169.39
20	010104020304	Tubería de acero de 4" Sch40 Terreno semirrocoso Pavimento Mixto	USD/ml 187.25
21	010104060301	Tubería de acero de 4" Sch120 Terreno semirrocoso Pavimento Afirmado	USD/ml 175.07
22	010104060302	Tubería de acero de 4" Sch120 Terreno semirrocoso Pavimento Flexible	USD/ml 195.71
23	010104060303	Tubería de acero de 4" Sch120 Terreno semirrocoso Pavimento Rígido	USD/ml 185.29
24	010104060304	Tubería de acero de 4" Sch120 Terreno semirrocoso Pavimento Mixto	USD/ml 203.15
25	010105020301	Tubería de acero de 6" Sch40 Terreno semirrocoso Pavimento Afirmado	USD/ml 203.79
26	010105020302	Tubería de acero de 6" Sch40 Terreno semirrocoso Pavimento Flexible	USD/ml 228.56
27	010105020303	Tubería de acero de 6" Sch40 Terreno semirrocoso Pavimento Rígido	USD/ml 216.06
28	010105020304	Tubería de acero de 6" Sch40 Terreno semirrocoso Pavimento Mixto	USD/ml 237.49
29	010105060301	Tubería de acero de 6" Sch120 Terreno semirrocoso Pavimento Afirmado	USD/ml 237.56
30	010105060302	Tubería de acero de 6" Sch120 Terreno semirrocoso Pavimento Flexible	USD/ml 262.33
31	010105060303	Tubería de acero de 6" Sch120 Terreno semirrocoso Pavimento Rígido	USD/ml 249.82
32	010105060304	Tubería de acero de 6" Sch120 Terreno semirrocoso Pavimento Mixto	USD/ml 271.26
33	010106020301	Tubería de acero de 8" Sch40 Terreno semirrocoso Pavimento Afirmado	USD/ml 255.75
34	010106020302	Tubería de acero de 8" Sch40 Terreno semirrocoso Pavimento Flexible	USD/ml 280.53
35	010106020303	Tubería de acero de 8" Sch40 Terreno semirrocoso Pavimento Rígido	USD/ml 268.02
36	010106020304	Tubería de acero de 8" Sch40 Terreno semirrocoso Pavimento Mixto	USD/ml 289.45
37	010106040301	Tubería de acero de 8" Sch60-80 Terreno semirrocoso Pavimento Afirmado	USD/ml 274.66
38	010106040302	Tubería de acero de 8" Sch60-80 Terreno semirrocoso Pavimento Flexible	USD/ml 299.43
39	010106040303	Tubería de acero de 8" Sch60-80 Terreno semirrocoso Pavimento Rígido	USD/ml 286.92
40	010106040304	Tubería de acero de 8" Sch60-80 Terreno semirrocoso Pavimento Mixto	USD/ml 308.36
41	010106150301	Tubería de acero de 8" e=12.70 mm Terreno semirrocoso Pavimento Afirmado	USD/ml 284.43
42	010107020301	Tubería de acero de 10" Sch40 Terreno semirrocoso Pavimento Afirmado	USD/ml 296.11
43	010107020302	Tubería de acero de 10" Sch40 Terreno semirrocoso Pavimento Flexible	USD/ml 320.89
44	010107020303	Tubería de acero de 10" Sch40 Terreno semirrocoso Pavimento Rígido	USD/ml 308.38
45	010107020304	Tubería de acero de 10" Sch40 Terreno semirrocoso Pavimento Mixto	USD/ml 329.81
46	010107030301	Tubería de acero de 10" Sch40-60 Terreno semirrocoso Pavimento Afirmado	USD/ml 311.23
47	010107030302	Tubería de acero de 10" Sch40-60 Terreno semirrocoso Pavimento Flexible	USD/ml 336.01
48	010107030303	Tubería de acero de 10" Sch40-60 Terreno semirrocoso Pavimento Rígido	USD/ml 323.50
49	010107030304	Tubería de acero de 10" Sch40-60 Terreno semirrocoso Pavimento Mixto	USD/ml 344.94
50	010107180301	Tubería de acero de 10" e=15.90 mm Terreno semirrocoso Pavimento Afirmado	USD/ml 348.78
51	010107180302	Tubería de acero de 10" e=15.90 mm Terreno semirrocoso Pavimento Flexible	USD/ml 373.55
52	010107030401	Tubería de Acero de 10" Sch 40-60 Terreno Rocoso Pavimento Afirmado	USD/ml 329.97
53	010107030402	Tubería de Acero de 10" Sch 40-60 Terreno Rocoso Pavimento Flexible	USD/ml 354.75
54	010108020301	Tubería de acero de 12" Sch40 Terreno semirrocoso Pavimento Afirmado	USD/ml 367.11
55	010108020302	Tubería de acero de 12" Sch40 Terreno semirrocoso Pavimento Flexible	USD/ml 400.14
56	010108020303	Tubería de acero de 12" Sch40 Terreno semirrocoso Pavimento Rígido	USD/ml 383.47
57	010108020304	Tubería de acero de 12" Sch40 Terreno semirrocoso Pavimento Mixto	USD/ml 412.04
58	010108030301	Tubería de Acero de 12" Sch 40-60 Terreno Semi Rocoso Pavimento Afirmado	USD/ml 390.32
59	010108030302	Tubería de acero de 12" Sch40-60 Terreno semirrocoso Pavimento Flexible	USD/ml 423.35
60	010108030303	Tubería de Acero de 12" Sch 40-60 Terreno Semi Rocoso Pavimento Rígido	USD/ml 406.67
61	010108030304	Tubería de acero de 12" Sch40-60 Terreno semirrocoso Pavimento Mixto	USD/ml 435.25
62	010109020301	Tubería de acero de 14" Sch40 Terreno semirrocoso Pavimento Afirmado	USD/ml 424.56
63	010109020302	Tubería de acero de 14" Sch40 Terreno semirrocoso Pavimento Flexible	USD/ml 461.72
64	010109020303	Tubería de acero de 14" Sch40 Terreno semirrocoso Pavimento Rígido	USD/ml 442.96
65	010109020304	Tubería de acero de 14" Sch40 Terreno semirrocoso Pavimento Mixto	USD/ml 475.11
66	010110020301	Tubería de acero de 16" Sch40 Terreno semirrocoso Pavimento Afirmado	USD/ml 507.46
67	010110020302	Tubería de acero de 16" Sch40 Terreno semirrocoso Pavimento Flexible	USD/ml 548.75
68	010110020303	Tubería de acero de 16" Sch40 Terreno semirrocoso Pavimento Rígido	USD/ml 527.90
69	010110020304	Tubería de acero de 16" Sch40 Terreno semirrocoso Pavimento Mixto	USD/ml 563.62
70	010110140301	Tubería de acero de 16" e=11.13 mm Terreno semirrocoso Pavimento Afirmado	USD/ml 488.16
71	010111020301	Tubería de acero de 20" Sch40 Terreno semirrocoso Pavimento Afirmado	USD/ml 667.29
72	010111020302	Tubería de acero de 20" Sch40 Terreno semirrocoso Pavimento Flexible	USD/ml 716.83
73	010111020303	Tubería de acero de 20" Sch40 Terreno semirrocoso Pavimento Rígido	USD/ml 691.82
74	010112180201	Tubería de acero de 30" e=15.90 mm Terreno arenoso Pavimento Afirmado	USD/ml 998.16
75	010112180202	Tubería de acero de 30" e=15.90 mm Terreno arenoso Pavimento Flexible	USD/ml 1068.36
76	010112180301	Tubería de acero de 30" API SL X60 e=15.90 mm Terreno semirrocoso Pavimento Afirmado	USD/ml 1066.41
77	010112180302	Tubería de acero de 30" API SL X60 e=15.90 mm Terreno semirrocoso Pavimento Flexible	USD/ml 1136.61
78	010112180303	Tubería de acero de 30" API SL X60 e=15.90 mm Terreno semirrocoso Pavimento Rígido	USD/ml 1101.17
79	010112180304	Tubería de acero de 30" API SL X60 e=15.90 mm Terreno semirrocoso Pavimento Mixto	USD/ml 1161.90
80	010112180401	Tubería de acero de 30" API SL X60 e=15.90 mm Terreno rocoso Pavimento Afirmado	USD/ml 1126.73
81	010112180402	Tubería de acero de 30" API SL X60 e=15.90 mm Terreno rocoso Pavimento Flexible	USD/ml 1196.92

				Set-17
N	DESCRIPCION		UNIDAD	TOTAL COSTO DE INVERSION
	Codigo	TUBERIA		
		POLIETILENO		
82	010201010101	Tuberia de Polietileno de 20 mm Alta Densidad Terreno Normal Pavimento Afirmado	USD/ml	37.17
83	010201010102	Tuberia de Polietileno de 20 mm Alta Densidad Terreno Normal Pavimento Flexible	USD/ml	51.24
84	010201010103	Tuberia de Polietileno de 20 mm Alta Densidad Terreno Normal Pavimento Rigido	USD/ml	47.21
85	010201010104	Tuberia de Polietileno de 20 mm Alta Densidad Terreno Normal Pavimento Mixto	USD/ml	61.95
86	010201010201	Tuberia de Polietileno de 20 mm Alta Densidad Terreno Arenoso Pavimento Afirmado	USD/ml	42.29
87	010201010202	Tuberia de Polietileno de 20 mm Alta Densidad Terreno Arenoso Pavimento Flexible	USD/ml	56.36
88	010201010204	Tuberia de Polietileno de 20 mm Alta Densidad Terreno Arenoso Pavimento Mixto	USD/ml	67.06
89	010201010301	Tuberia de polietileno de 20 mm alta densidad Terreno semirrocoso Pavimento Afirmado	USD/ml	47.40
90	010201010302	Tuberia de polietileno de 20 mm alta densidad Terreno semirrocoso Pavimento Flexible	USD/ml	61.47
91	010201010303	Tuberia de polietileno de 20 mm alta densidad Terreno semirrocoso Pavimento Rigido	USD/ml	57.43
92	010201010304	Tuberia de polietileno de 20 mm alta densidad Terreno semirrocoso Pavimento Mixto	USD/ml	72.18
93	010203010101	Tuberia de Polietileno de 32 mm Alta Densidad Terreno Normal Pavimento Afirmado	USD/ml	38.71
94	010203010102	Tuberia de Polietileno de 32 mm Alta Densidad Terreno Normal Pavimento Flexible	USD/ml	52.77
95	010203010103	Tuberia de Polietileno de 32 mm Alta Densidad Terreno Normal Pavimento Rigido	USD/ml	48.74
96	010203010104	Tuberia de Polietileno de 32 mm Alta Densidad Terreno Normal Pavimento Mixto	USD/ml	63.48
97	010203010201	Tuberia de Polietileno de 32 mm Alta Densidad Terreno Arenoso Pavimento Afirmado	USD/ml	43.90
98	010203010202	Tuberia de Polietileno de 32 mm Alta Densidad Terreno Arenoso Pavimento Flexible	USD/ml	57.97
99	010203010203	Tuberia de Polietileno de 32 mm Alta Densidad Terreno Arenoso Pavimento Rigido	USD/ml	53.94
100	010203010301	Tuberia de polietileno de 32 mm alta densidad Terreno semirrocoso Pavimento Afirmado	USD/ml	49.10
101	010203010302	Tuberia de polietileno de 32 mm alta densidad Terreno semirrocoso Pavimento Flexible	USD/ml	63.17
102	010203010303	Tuberia de polietileno de 32 mm alta densidad Terreno semirrocoso Pavimento Rigido	USD/ml	59.13
103	010203010304	Tuberia de polietileno de 32 mm alta densidad Terreno semirrocoso Pavimento Mixto	USD/ml	73.87
104	010206010101	Tuberia de Polietileno de 63 mm Alta Densidad Terreno Normal Pavimento Afirmado	USD/ml	50.32
105	010206010102	Tuberia de Polietileno de 63 mm Alta Densidad Terreno Normal Pavimento Flexible	USD/ml	66.99
106	010206010103	Tuberia de Polietileno de 63 mm Alta Densidad Terreno Normal Pavimento Rigido	USD/ml	62.21
107	010206010104	Tuberia de Polietileno de 63 mm Alta Densidad Terreno Normal Pavimento Mixto	USD/ml	79.68
108	010206010201	Tuberia de Polietileno de 63 mm Alta Densidad Terreno Arenoso Pavimento Afirmado	USD/ml	56.74
109	010206010202	Tuberia de Polietileno de 63 mm Alta Densidad Terreno Arenoso Pavimento Flexible	USD/ml	73.41
110	010206010204	Tuberia de Polietileno de 63 mm Alta Densidad Terreno Arenoso Pavimento Mixto	USD/ml	86.10
111	010206010301	Tuberia de polietileno de 63 mm alta densidad Terreno semirrocoso Pavimento Afirmado	USD/ml	63.16
112	010206010302	Tuberia de polietileno de 63 mm alta densidad Terreno semirrocoso Pavimento Flexible	USD/ml	79.83
113	010206010303	Tuberia de polietileno de 63 mm alta densidad Terreno semirrocoso Pavimento Rigido	USD/ml	75.05
114	010206010304	Tuberia de polietileno de 63 mm alta densidad Terreno semirrocoso Pavimento Mixto	USD/ml	92.52
115	010207010101	Tuberia de Polietileno de 90 mm Alta Densidad Terreno Normal Pavimento Afirmado	USD/ml	56.70
116	010207010102	Tuberia de Polietileno de 90 mm Alta Densidad Terreno Normal Pavimento Flexible	USD/ml	74.42
117	010207010301	Tuberia de polietileno de 90 mm alta densidad Terreno semirrocoso Pavimento Afirmado	USD/ml	70.82
118	010207010302	Tuberia de polietileno de 90 mm alta densidad Terreno semirrocoso Pavimento Flexible	USD/ml	88.53
119	010207010303	Tuberia de polietileno de 90 mm alta densidad Terreno semirrocoso Pavimento Rigido	USD/ml	83.45
120	010207010304	Tuberia de polietileno de 90 mm alta densidad Terreno semirrocoso Pavimento Mixto	USD/ml	102.01
121	010208010101	Tuberia de Polietileno de 110 mm Alta Densidad Terreno Normal Pavimento Afirmado	USD/ml	64.64
122	010208010102	Tuberia de Polietileno de 110 mm Alta Densidad Terreno Normal Pavimento Flexible	USD/ml	83.92
123	010208010103	Tuberia de Polietileno de 110 mm Alta Densidad Terreno Normal Pavimento Rigido	USD/ml	78.39
124	010208010104	Tuberia de Polietileno de 110 mm Alta Densidad Terreno Normal Pavimento Mixto	USD/ml	98.59
125	010208010201	Tuberia de Polietileno de 110 mm Alta Densidad Terreno Arenoso Pavimento Afirmado	USD/ml	72.24
126	010208010301	Tuberia de polietileno de 110 mm alta densidad Terreno semirrocoso Pavimento Afirmado	USD/ml	79.83
127	010208010302	Tuberia de polietileno de 110 mm alta densidad Terreno semirrocoso Pavimento Flexible	USD/ml	99.11
128	010208010303	Tuberia de polietileno de 110 mm alta densidad Terreno semirrocoso Pavimento Rigido	USD/ml	93.58
129	010208010304	Tuberia de polietileno de 110 mm alta densidad Terreno semirrocoso Pavimento Mixto	USD/ml	113.78
130	010209010101	Tuberia de Polietileno de 160 mm Alta Densidad Terreno Normal Pavimento Afirmado	USD/ml	79.04
131	010209010102	Tuberia de Polietileno de 160 mm Alta Densidad Terreno Normal Pavimento Flexible	USD/ml	98.32
132	010209010202	Tuberia de Polietileno de 160 mm Alta Densidad Terreno Arenoso Pavimento Flexible	USD/ml	106.38
133	010209010301	Tuberia de polietileno de 160 mm alta densidad Terreno semirrocoso Pavimento Afirmado	USD/ml	95.16
134	010209010302	Tuberia de polietileno de 160 mm alta densidad Terreno semirrocoso Pavimento Flexible	USD/ml	114.43
135	010209010303	Tuberia de polietileno de 160 mm alta densidad Terreno semirrocoso Pavimento Rigido	USD/ml	108.91
136	010209010304	Tuberia de polietileno de 160 mm alta densidad Terreno semirrocoso Pavimento Mixto	USD/ml	129.11
137	010210010101	Tuberia de Polietileno de 200 mm Alta Densidad Terreno Normal Pavimento Afirmado	USD/ml	99.45
138	010210010102	Tuberia de Polietileno de 200 mm Alta Densidad Terreno Normal Pavimento Flexible	USD/ml	121.33
139	010210010103	Tuberia de Polietileno de 200 mm Alta Densidad Terreno Normal Pavimento Rigido	USD/ml	115.05
140	010210010104	Tuberia de Polietileno de 200 mm Alta Densidad Terreno Normal Pavimento Mixto	USD/ml	137.99
141	010210010202	Tuberia de Polietileno de 200 mm Alta Densidad Terreno Arenoso Pavimento Flexible	USD/ml	130.90
142	010210010301	Tuberia de polietileno de 200 mm alta densidad Terreno semirrocoso Pavimento Afirmado	USD/ml	118.58
143	010210010302	Tuberia de polietileno de 200 mm alta densidad Terreno semirrocoso Pavimento Flexible	USD/ml	140.46
144	010210010303	Tuberia de polietileno de 200 mm alta densidad Terreno semirrocoso Pavimento Rigido	USD/ml	134.19
145	010210010304	Tuberia de polietileno de 200 mm alta densidad Terreno semirrocoso Pavimento Mixto	USD/ml	157.12
146	010201010401	Tendido de Tuberia PE 20 mm Alta Densidad Rocosos Afirmado	USD/ml	67.85
147	010201010402	Tendido de Tuberia PE 20 mm Alta Densidad Rocosos Flexible	USD/ml	81.92
148	010201010403	Tendido de Tuberia PE 20 mm Alta Densidad Rocosos Rigido	USD/ml	77.89
149	010201010404	Tendido de Tuberia PE 20 mm Alta Densidad Rocosos Mixto	USD/ml	92.63
150	010203010401	Tendido de Tuberia PE 32 mm Alta Densidad Rocosos Afirmado	USD/ml	69.89
151	010203010402	Tendido de Tuberia PE 32 mm Alta Densidad Rocosos Flexible	USD/ml	83.96
152	010203010403	Tendido de Tuberia PE 32 mm Alta Densidad Rocosos Rigido	USD/ml	79.92
153	010203010404	Tendido de Tuberia PE 32 mm Alta Densidad Rocosos Mixto	USD/ml	94.66
154	010206010401	Tendido de Tuberia PE 63 mm Alta Densidad Rocosos Afirmado	USD/ml	88.82
155	010206010402	Tendido de Tuberia PE 63 mm Alta Densidad Rocosos Flexible	USD/ml	105.50
156	010206010403	Tendido de Tuberia PE 63 mm Alta Densidad Rocosos Rigido	USD/ml	100.71
157	010206010404	Tendido de Tuberia PE 63 mm Alta Densidad Rocosos Mixto	USD/ml	118.19
158	010207010401	Tendido de Tuberia PE 90 mm Alta Densidad Rocosos Afirmado	USD/ml	99.04
159	010207010402	Tendido de Tuberia PE 90 mm Alta Densidad Rocosos Flexible	USD/ml	116.75
160	010207010403	Tendido de Tuberia PE 90 mm Alta Densidad Rocosos Rigido	USD/ml	111.67
161	010207010404	Tendido de Tuberia PE 90 mm Alta Densidad Rocosos Mixto	USD/ml	130.24
162	010208010401	Tendido de Tuberia PE 110 mm Alta Densidad Rocosos Afirmado	USD/ml	110.21
163	010208010402	Tendido de Tuberia PE 110 mm Alta Densidad Rocosos Flexible	USD/ml	129.48
164	010208010403	Tendido de Tuberia PE 110 mm Alta Densidad Rocosos Rigido	USD/ml	123.95
165	010208010404	Tendido de Tuberia PE 110 mm Alta Densidad Rocosos Mixto	USD/ml	144.16
166	010209010401	Tendido de Tuberia PE 160 mm Alta Densidad Rocosos Afirmado	USD/ml	127.39
167	010209010402	Tendido de Tuberia PE 160 mm Alta Densidad Rocosos Flexible	USD/ml	146.66
168	010209010403	Tendido de Tuberia PE 160 mm Alta Densidad Rocosos Rigido	USD/ml	141.13
169	010209010404	Tendido de Tuberia PE 160 mm Alta Densidad Rocosos Mixto	USD/ml	161.34
170	010210010401	Tendido de Tuberia PE 200 mm Alta Densidad Rocosos Afirmado	USD/ml	156.85
171	010210010402	Tendido de Tuberia PE 200 mm Alta Densidad Rocosos Flexible	USD/ml	178.73
172	010210010403	Tendido de Tuberia PE 200 mm Alta Densidad Rocosos Rigido	USD/ml	172.45
173	010210010404	Tendido de Tuberia PE 200 mm Alta Densidad Rocosos Mixto	USD/ml	195.38

			Set-17
N	DESCRIPCION	UNIDAD	TOTAL COSTO DE INVERSION
	ESTACION DE REGULACION		
174	020101040203 ERP - 10/5 10,000Sm3/h Subterranea Terreno semirrocoso	MMUSD/Estacion	0.470
175	020101040303 ERP - 10/5 10,000Sm3/h Superficial Terreno semirrocoso	MMUSD/Estacion	0.390
176	020101050103 ERP - 10/5 - 20.000 Sm3/h - Semi- Subterranea - Semirocoso	MMUSD/Estacion	0.490
177	020101050303 ERP - 10/5 20,000Sm3/h Superficial Terreno semirrocoso	MMUSD/Estacion	0.470
178	020101050203 ERP - 10/5 - 20.000 Sm3/h - Subterranea - Semirocoso	MMUSD/Estacion	0.550
179	020103040303 ERP - 19/5 10,000Sm3/h Superficial Terreno semirrocoso	MMUSD/Estacion	0.390
180	020103050203 ERP - 19/5 - 20.000 Sm3/h - Subterranea - Semirocoso	MMUSD/Estacion	0.580
181	020103030303 ERP - 19/5 - 5.000 Sm3/h - Superficial - Semirocoso	MMUSD/Estacion	0.390
182	020102050303 ERP - 19/10 20,000Sm3/h Superficial Terreno semirrocoso	MMUSD/Estacion	0.510
183	020106030103 ERP - 50/5 - 5.000 Sm3/h - Semi- Subterranea - Semirocoso	MMUSD/Estacion	0.470
184	020106030303 ERP - 50/5 - 5.000 Sm3/h - Superficial - Semirocoso	MMUSD/Estacion	0.450
185	020106040303 ERP - 50/5 - 10.000 Sm3/h - Superficial - Semirocoso	MMUSD/Estacion	0.450
186	020106050103 ERP - 50/5 20,000Sm3/h Semi subterranea Terreno semirrocoso	MMUSD/Estacion	0.560
187	020106050203 ERP - 50/5 20,000Sm3/h Subterranea Terreno semirrocoso	MMUSD/Estacion	0.620
188	020106050303 ERP - 50/5 20,000Sm3/h Superficial Terreno semirrocoso	MMUSD/Estacion	0.550
189	020106080303 ERP - 50/5 50,000Sm3/h Superficial Terreno semirrocoso	MMUSD/Estacion	0.600
190	020105030303 ERP - 50/10 - 5.000 Sm3/h - Superficial - Semirocoso	MMUSD/Estacion	0.450
191	020105040303 ERP - 50/10 - 10.000 Sm3/h - Superficial - Semirocoso	MMUSD/Estacion	0.450
192	020105060103 ERP - 50/10 - 30.000 Sm3/h - Semi- Subterranea - Semirocoso	MMUSD/Estacion	0.560
193	020105060303 ERP - 50/10 - 30.000 Sm3/h - Superficial - Semirocoso	MMUSD/Estacion	0.550
194	020105080103 ERP - 50/10 - 50.000 Sm3/h - Semi- Subterranea - Semirocoso	MMUSD/Estacion	0.620
195	020105080303 ERP - 50/10 - 50.000 Sm3/h - Superficial - Semirocoso	MMUSD/Estacion	0.600
196	020104060103 ERP - 50/19 - 30.000 Sm3/h - Semi- Subterranea - Semirocoso	MMUSD/Estacion	0.560
197	020104080302 ERP - 50/19 - 50.000 Sm3/h - Superficial - Arenoso	MMUSD/Estacion	0.600
198	020104080203 ERP - 50/19 - 50.000 Sm3/h - Subterranea - Semirocoso	MMUSD/Estacion	0.670
199	020104080303 ERP - 50/19 - 50.000 Sm3/h - Superficial - Semirocoso	MMUSD/Estacion	0.600
200	020111080303 ERP - 150/50 - 50.000 Sm3/h - Superficial Semirocoso	MMUSD/Estacion	1.190
201	020110090303 ERP - 150/100 - 75.000 Sm3/h - Superficial - Semirocoso	MMUSD/Estacion	1.480
202	020110090302 ERP - 150/100 - 75000 Sm3/h - Superficial - Arenoso	MMUSD/Estacion	1.440
203	020103050303 ERP - 19/5 - 20.000 Sm3/h - Superficial - Semirocoso	MMUSD/Estacion	0.510
	CITY GATE		
204	020311090303 City Gate 150/50 - 75,000Sm3/h Superficial Terreno semirrocoso	MMUSD/City Gate	3.82
205	020311110302 City Gate - 150/50 - 150.000 Sm3/h - Superficial - Arenoso	MMUSD/City Gate	4.25
206	020311130302 City Gate - 150/50 - 250.000 Sm3/h - Superficial - Arenoso	MMUSD/City Gate	6.15
207	020311140303 City Gate - 150/50 - 250.000Sm3/h Superficial Terreno semirrocoso	MMUSD/City Gate	6.37
	VALVULAS		
	Valvulas de Acero		
208	040102000501 Válvula de Acero de 2.5" de Acero de 10 bar de tipo Bola	USD/valvula	1 322.97
209	040102000601 Válvula de Acero de 2.5" de Acero de 19 bar de tipo Bola	USD/valvula	1 322.97
210	040103000501 Válvula de Acero de 3" de Acero de 10 bar de tipo Bola	USD/valvula	1 675.05
211	040103000601 Válvula de Acero de 3" de Acero de 19 bar de tipo Bola	USD/valvula	1 675.05
212	040103000801 Válvula de Acero de 3" de Acero de 50 bar de tipo Bola	USD/valvula	1 811.77
213	040104000501 Válvula de Acero de 4" de Acero de 10 bar de tipo Bola	USD/valvula	2 446.52
214	040104000601 Válvula de Acero de 4" de Acero de 19 bar de tipo Bola	USD/valvula	2 446.52
215	040104000801 Válvula de Acero de 4" de Acero de 50 bar de tipo Bola	USD/valvula	2 478.79
216	040105000501 Válvula de Acero de 6" de Acero de 10 bar de tipo Bola	USD/valvula	2 801.80
217	040105000601 Válvula de Acero de 6" de Acero de 19 bar de tipo Bola	USD/valvula	2 801.80
218	040105000401 Válvula de Acero de 6" de Acero de 5 bar de tipo Bola	USD/valvula	2 801.80
219	040105000801 Válvula de Acero de 6" de Acero de 50 bar de tipo Bola	USD/valvula	3 335.82
220	040106000501 Válvula de Acero de 8" de Acero de 10 bar de tipo Bola	USD/valvula	3 315.22
221	040106001101 Válvula de Acero de 8" de Acero de 153 bar de tipo Bola	USD/valvula	7 771.74
222	040106000601 Válvula de Acero de 8" de Acero de 19 bar de tipo Bola	USD/valvula	3 315.22
223	040106000801 Válvula de Acero de 8" de Acero de 50 bar de tipo Bola	USD/valvula	5 728.58
224	040107000501 Válvula de Acero de 10" de Acero de 10 bar de tipo Bola	USD/valvula	7 762.79
225	040107001101 Válvula de Acero de 10" de Acero de 153 bar de tipo Bola	USD/valvula	9 452.10
226	040107001001 Válvula de Acero de 10" de Acero de 100 bar de tipo Bola	USD/valvula	9 979.74
227	040107000601 Válvula de Acero de 10" de Acero de 19 bar de tipo Bola	USD/valvula	7 762.79
228	040107000801 Válvula de Acero de 10" de Acero de 50 bar de tipo Bola	USD/valvula	8 924.45
229	040108000501 Válvula de Acero de 12" de Acero de 10 bar de tipo Bola	USD/valvula	8 718.78
230	040108000401 Válvula de Acero de 12" de Acero de 5 bar de tipo Bola	USD/valvula	8 718.78
231	040108000601 Válvula de Acero de 12" de Acero de 19 bar de tipo Bola	USD/valvula	8 718.78
232	040109000601 Válvula de Acero de 14" de Acero de 19 bar de tipo Bola	USD/valvula	10 328.84
233	040109000801 Válvula de Acero de 14" de Acero de 50 bar de tipo Bola	USD/valvula	13 001.99
234	040110000501 Válvula de Acero de 16" de Acero de 10 bar de tipo Bola	USD/valvula	14 677.85
235	040110000801 Válvula de Acero de 16" de Acero de 50 bar de tipo Bola	USD/valvula	18 538.94
236	040111000801 Válvula de Acero de 20" de Acero de 50 bar de tipo Bola	USD/valvula	31 301.98
237	040112000801 Válvula de Acero de 30" de Acero de 50 bar de tipo Bola	USD/valvula	84 106.58
	Valvulas de Polietileno		
238	040203010401 Válvula de Polietileno de 32 mm de Alta densidad de 5 bar de tipo Bola	USD/valvula	146.00
239	040206010401 Válvula de Polietileno de 63 mm de Alta densidad de 5 bar de tipo Bola	USD/valvula	173.05
240	040207010401 Válvula de Polietileno de 90 mm de Alta densidad de 5 bar de tipo Bola	USD/valvula	279.46
241	040208010401 Válvula de Polietileno de 110 mm de Alta densidad de 5 bar de tipo Bola	USD/valvula	371.96
242	040209010401 Válvula de Polietileno de 160 mm de Alta densidad de 5 bar de tipo Bola	USD/valvula	702.73
243	040210010401 Válvula de Polietileno de 200 mm de Alta densidad de 5 bar de tipo Bola	USD/valvula	877.42

Anexo N°2

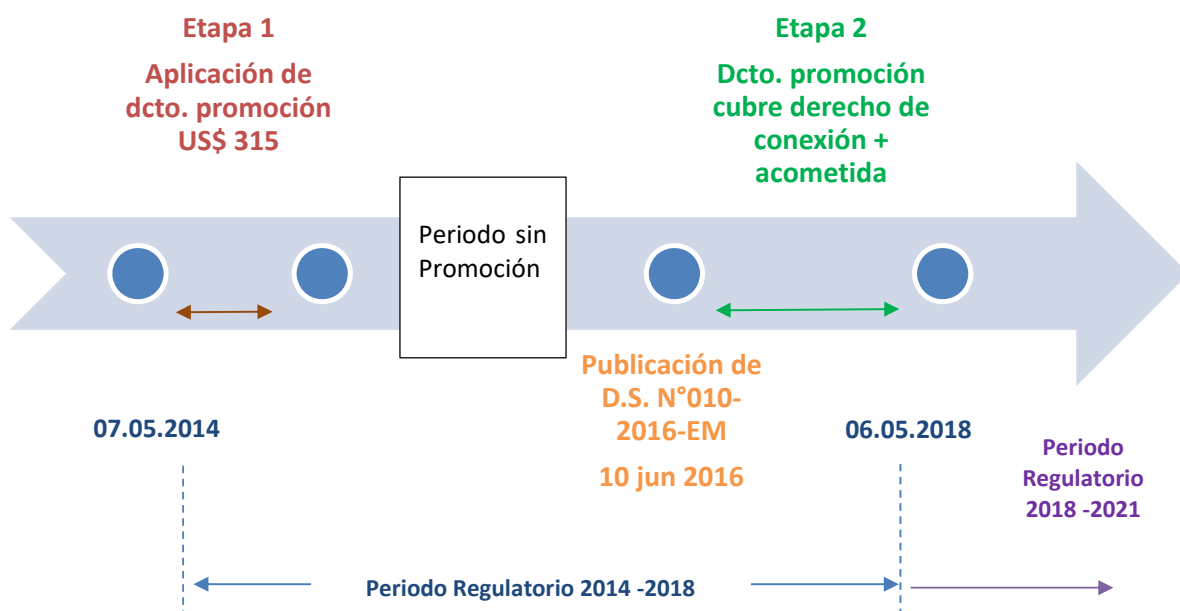
Determinación del Saldo pendiente del Gasto de Promoción del periodo 2014-2018

En esta sección se describe los criterios metodológicos empleados para la determinación del saldo del gasto de promoción del periodo regulatorio 2014-2018 que será transferido al próximo periodo regulatorio tal como lo señala el Artículo 112a del Reglamento de Distribución.

Considerando que el periodo regulatorio 2014-2018 aún no termina (culmina el 6 de mayo de 2018), y que la última revisión del saldo del gasto de promoción considera como fecha de cierre el 6 de noviembre de 2017 (fue realizado en enero de 2018), el monto que deberá ser transferido por el saldo de gasto de promoción debe corresponder un monto estimado, a efectos de que el Mecanismo de Promoción del siguiente periodo regulatorio no se vea afectado o sobre dimensionado.

En efecto, es importante señalar que durante el transcurso del periodo regulatorio 2014 – 2018, el monto del descuento de promoción aplicable a los clientes residenciales para el financiamiento de la conexión de gas natural, sufrió una modificación pasando de los US\$ 315 por cliente, al monto en dólares americanos US\$ que cubren el costo del derecho de conexión y de la acometida. Asimismo, se generó un periodo sin aplicación del descuento de promoción por la controversia surgida con la empresa concesionaria por la aplicación de la Resolución N° 087-2014-OS/CD, procedimiento de licitaciones del servicio de ejecución de instalaciones internas residenciales de gas natural.

La modificación del monto del descuento de promoción se generó a partir de la publicación del Decreto Supremo N°010-2016-EM, el día 10 de junio de 2016, mediante el cual se dispone modificar la cobertura del descuento de promoción, la misma que permite cubrir únicamente el costo del derecho de conexión y la acometida a los clientes residenciales que cumplan con los requisitos de beneficiarios. En el siguiente esquema se puede apreciar la línea de tiempo de aplicación del descuento de promoción.



Dado que se inicia un nuevo periodo regulatorio, como parte de dicho proceso, es necesario incorporar dentro del cálculo tarifario los compromisos pendientes o saldos pendientes de reconocimiento al Concesionario por la aplicación del descuento de promoción durante los meses que restan para la culminación del periodo regulatorio 2014 -2018. En ese sentido, se calcularán los siguientes montos a fin de determinar el saldo a transferir en el siguiente periodo regulatorio:

1. Gasto de clientes pendientes, correspondiente a los montos de los clientes pendientes a reconocer del Saldo del Balance de la Promoción, determinado en el Informe N° 053-2018-GRT (al 06 de noviembre de 2017).
2. Clientes proyectados en lo que resta para el término del periodo regulatorio 2014-2018
3. Ingresos proyectados en lo que resta para el término del periodo regulatorio 2014-2018
4. Saldo de la cuenta de promoción, resultado del análisis de la última revisión del Saldo del Balance de la Promoción (Informe N° 053-2018-GRT).

A. GASTO DE CLIENTES PENDIENTES

A efecto de determinar el gasto de los clientes pendientes, se utiliza el resultado de la última revisión de Saldo del Balance de la Promoción, evaluado mediante el Informe N° 053-2018-GRT. En dicho informe se presenta la cantidad de clientes pendientes a ser reconocidos por el Gasto de Promoción, dado que dichos clientes tienen una gran probabilidad de ser reconocidos como clientes beneficiarios de la promoción, se debe prever el gasto que se ocasionaría por este hecho.

Se debe señalar que los clientes pendientes presentan dos grupos, el primero corresponde a la Etapa 1, en el cual el Descuento de Promoción utilizado corresponde a US\$ 315, de acuerdo a lo señalado en la Resolución Osinergmin N°087-2014-OS/CD. Por otro lado, el segundo grupo corresponden a la Etapa 2, cuyo Descuento de Promoción corresponde al costo del Derecho de Conexión más la Acometida, este último, varía según el tipo de muro (TM) y tipo de medidor Instalado (TMI), además, ambos componentes varían según el mes en que fueron instalados. Para definir la etapa a la que pertenece el cliente, se revisa la fecha de la firma del contrato, si esta se encuentra entre el 7 de mayo de 2014 y 21 de junio de 2014 pertenece a la Etapa 1 y si se firmó después del 10 de junio de 2016 pertenece a la Etapa 2.

En ese sentido, el Gasto incurrido por los clientes pendientes de la Etapa 1, resulta de multiplicar el número total de beneficiarios de la promoción no reconocidos (128 clientes) por el descuento de la promoción de US\$ 315. El resultado del Gasto pendiente de la Etapa I, asciende a US\$ 40 320.

Respecto a los clientes pendientes de la Etapa 2, dado que dichos clientes presentan Descuentos de Promoción según el tipo de acometida instalada, para determinar el nivel de gasto que implica, se determina la segmentación según el tipo de acometida de los beneficiarios reconocidos, estableciendo que la mencionada segmentación será similar en los clientes pendientes de la Etapa 2. En el Cuadro N° 46 se presenta la segmentación promedio que presenta los beneficiarios reconocidos en la Etapa 2.

Cuadro N° 46
Segmentación de clientes reconocidos

Tipo de medidor	MC	ME	total
G 1.6	12,7%	80,6%	93,3%
G4	1,0%	5,7%	6,7%
Total	13,7%	86,3%	100,0%

En el Cuadro N° 47 se presenta la cantidad de clientes pendientes a ser reconocidos de la Etapa 2 clasificados por el mes en el que firmaron contrato y distribuidos según porcentaje de segmentación señalado en el párrafo anterior.

Cuadro N° 47
Clientes pendientes por tipo de acometida

Fecha de Firma de Contrato		Tipo de Medidor G 1.6	Tipo de Medidor G 4	Total
Jun-16	Muro Construido	153	13	166
	Muro Existente	970	67	1 037
Jul-16	Muro Construido	253	21	274
	Muro Existente	1 609	112	1 721
Ago-16	Muro Construido	275	23	298
	Muro Existente	1 750	122	1 872
Set-16	Muro Construido	175	15	190
	Muro Existente	1 112	77	1 189
Oct-16	Muro Construido	238	20	258
	Muro Existente	1 514	105	1 619
Nov-16	Muro Construido	271	23	294
	Muro Existente	1 721	119	1 840
Dic-16	Muro Construido	235	20	255
	Muro Existente	1 493	104	1 597
Ene-17	Muro Construido	32	3	35
	Muro Existente	202	13	215
Feb-17	Muro Construido	212	18	230
	Muro Existente	1 349	94	1 443
Mar-17	Muro Construido	345	29	374
	Muro Existente	2 191	153	2 344
Abr-17	Muro Construido	331	27	358
	Muro Existente	2 106	148	2 254
May-17	Muro Construido	444	37	481
	Muro Existente	2 824	198	3 022
Jun-17	Muro Construido	618	51	669
	Muro Existente	3 933	276	4 209
Jul-17	Muro Construido	395	33	428
	Muro Existente	2 514	176	2 690
Ago-17	Muro Construido	534	44	578
	Muro Existente	3 394	238	3 632
Set-17	Muro Construido	904	74	978
	Muro Existente	5 747	404	6 151
Oct-17	Muro Construido	1 803	147	1 950
	Muro Existente	11 474	809	12 283
Nov-17	Muro Construido	1 538	126	1 664
	Muro Existente	9 783	689	10 472
Total		64 442	4 628	69 070

Considerando que la acometida, está definida según el tipo de muro (TM) y tipo de medidor Instalado (TMI), a continuación, se presenta la relación de costos unitarios mensuales para cada tipo de acometida (datos son obtenidos de los pliegos tarifarias de Cálidda) así como el correspondiente Derecho de Conexión de cada mes.

Cuadro N° 48
Costo por Tipo de Acometida y Costo del Derecho de Conexión Requeridos para
Aplicación del D.S. N° 010-2016-EM (US\$/Cliente)

Fecha de Firma de Contrato		Tipo de Medidor G 1.6	Tipo de Medidor G 4	Derecho de conexión
Jun-16	Muro Construido	147.67	156.02	51.50
	Muro Existente	117.76	126.12	51.50
Jul-16	Muro Construido	147.67	156.02	51.50
	Muro Existente	117.76	126.12	51.50
Ago-16	Muro Construido	147.49	155.84	52.92
	Muro Existente	117.64	126.00	52.92
Set-16	Muro Construido	147.49	155.84	52.92
	Muro Existente	117.64	126.00	52.92
Oct-16	Muro Construido	147.49	155.84	52.92
	Muro Existente	117.64	126.00	52.92
Nov-16	Muro Construido	149.08	157.55	53.61
	Muro Existente	118.95	127.42	53.61
Dic-16	Muro Construido	149.08	157.55	53.61
	Muro Existente	118.95	127.42	53.61
Ene-17	Muro Construido	149.08	157.55	53.61
	Muro Existente	118.95	127.42	53.61
Feb-17	Muro Construido	150.22	158.69	55.23
	Muro Existente	119.73	128.20	55.23
Mar-17	Muro Construido	150.22	158.69	55.23
	Muro Existente	119.73	128.20	55.23
Abr-17	Muro Construido	150.22	158.69	55.23
	Muro Existente	119.73	128.20	55.23
May-17	Muro Construido	150.07	158.54	65.95
	Muro Existente	119.63	128.11	65.95
Jun-17	Muro Construido	150.07	158.54	65.95
	Muro Existente	119.63	128.11	65.95
Jul-17	Muro Construido	150.07	158.54	65.95
	Muro Existente	119.63	128.11	65.95
Ago-17	Muro Construido	149.58	158.05	58.21
	Muro Existente	119.30	127.78	58.21
Set-17	Muro Construido	149.58	158.05	58.21
	Muro Existente	119.30	127.78	58.21
Oct-17	Muro Construido	149.58	158.05	58.21
	Muro Existente	119.30	127.78	58.21
Nov-17	Muro Construido	150.81	159.43	53.75
	Muro Existente	120.44	129.06	53.75

En razón de lo señalado anteriormente, el Gasto pendiente de la Etapa II, resulta de multiplicar Clientes proyectados (69 070 clientes en total) por el Descuento de Promoción que le corresponde según el derecho de conexión y la acometida que le haya sido aplicado a la firma del contrato. Dicho importe resulta en US\$ 12 536 567, tal como se detalla en el siguiente cuadro.

Cuadro N° 49
Gasto de clientes pendientes

Fecha de Firma de Contrato		Tipo de Medidor G 1.6	Tipo de Medidor G 4	Derecho de conexión	Total
Jun-16	Muro Construido	22 594	2 028	8 549	33 171
	Muro Existente	114 227	8 450	53 406	176 083
Jul-16	Muro Construido	37 361	3 276	14 111	54 748
	Muro Existente	189 476	14 125	88 632	292 233
Ago-16	Muro Construido	40 560	3 584	15 770	59 914
	Muro Existente	205 870	15 372	99 066	320 308
Set-16	Muro Construido	25 811	2 338	10 055	38 203
	Muro Existente	130 816	9 702	62 922	203 440
Oct-16	Muro Construido	35 103	3 117	13 653	51 873
	Muro Existente	178 107	13 230	85 677	277 014
Nov-16	Muro Construido	40 401	3 624	15 761	59 786
	Muro Existente	204 713	15 163	98 642	318 518
Dic-16	Muro Construido	35 034	3 151	13 671	51 855
	Muro Existente	177 592	13 252	85 615	276 459
Ene-17	Muro Construido	4 771	473	1 876	7 120
	Muro Existente	24 028	1 656	11 526	37 211
Feb-17	Muro Construido	31 847	2 856	12 703	47 406
	Muro Existente	161 516	12 051	79 697	253 263
Mar-17	Muro Construido	51 826	4 602	20 656	77 084
	Muro Existente	262 328	19 615	129 459	411 402
Abr-17	Muro Construido	49 723	4 285	19 772	73 780
	Muro Existente	252 151	18 974	124 488	395 613
May-17	Muro Construido	66 631	5 866	31 722	104 219
	Muro Existente	337 835	25 366	199 301	562 502
Jun-17	Muro Construido	92 743	8 086	44 121	144 949
	Muro Existente	470 505	35 358	277 584	783 447
Jul-17	Muro Construido	59 278	5 232	28 227	92 736
	Muro Existente	300 750	22 547	177 406	500 703
Ago-17	Muro Construido	79 876	6 954	33 645	120 475
	Muro Existente	404 904	30 412	211 419	646 735
Set-17	Muro Construido	135 220	11 696	56 929	203 845
	Muro Existente	685 617	51 623	358 050	1 095 290
Oct-17	Muro Construido	269 693	23 233	113 510	406 436
	Muro Existente	1 368 848	103 374	714 993	2 187 216
Nov-17	Muro Construido	231 946	20 088	89 440	341 474
	Muro Existente	1 178 265	88 922	562 870	1 830 057
Total		7 957 962	613 681	3 964 924	12 536 567

B. GASTO DE CLIENTES PROYECTADOS

Es necesario determinar el monto a trasladar al siguiente periodo regulatorio por la incorporación de clientes que se beneficiarían con el descuento de promoción entre el 06 de noviembre de 2017 hasta el término del periodo regulatorio 2014-2018 (6 de mayo de 2018).

Para ello, se estima la cantidad de beneficiarios posibles que ingresarían al gasto de promoción, partiendo de la estimación mensual de clientes que han sido reconocidos como beneficiarios de

la promoción. En ese sentido, se ha estimado que la proyección mensual de clientes es de 10 749 clientes por mes (se promedió los últimos 6 meses de información).

Con dicho promedio se estima la cantidad de clientes a ser reconocidos considerando el periodo entre el 06 de noviembre de 2017 y el 06 de mayo de 2018. En el Cuadro N° 50 se muestra la cantidad de clientes que serían reconocidos por el mecanismo de promoción.

Cuadro N° 50
Clientes proyectados

Fecha de Firma de Contrato	Total
Nov-17	8 599
Dic-17	10 749
Ene-18	10 749
Feb-18	10 749
Mar-18	10 749
Abr-18	10 749
May-18	2 080
Total	64 424

Para determinar el gasto de promoción, se utiliza la misma metodología empleada para determinar el gasto de los clientes pendientes de la Etapa 2, es decir se distribuye la cantidad mensual de clientes según el tipo de acometida que aplicaría, utilizando la misma distribución de los beneficiarios reconocidos que firmaron contrato del 11 de junio de 2016 al 06 de noviembre de 2017. En el Cuadro N° 51 se presenta la cantidad de clientes mensuales distribuidos según el tipo de acometida.

Cuadro N° 51
Clientes proyectados por tipo de acometida

Fecha de Firma de Contrato		Tipo de Medidor G 1.6	Tipo de Medidor G 4	Total
Nov-17	Muro Construido	1 090	89	1 179
	Muro Existente	6 932	488	7 420
Dic-17	Muro Construido	1 362	111	1 473
	Muro Existente	8 665	611	9 276
Ene-18	Muro Construido	1 362	111	1 473
	Muro Existente	8 665	611	9 276
Feb-18	Muro Construido	1 362	111	1 473
	Muro Existente	8 665	611	9 276
Mar-18	Muro Construido	1 362	111	1 473
	Muro Existente	8 665	611	9 276
Abr-18	Muro Construido	1 362	111	1 473
	Muro Existente	8 665	611	9 276
May-18	Muro Construido	264	22	286
	Muro Existente	1 678	116	1 794
Total		60 099	4 325	64 424

Considerando que la acometida, está definida según el tipo de muro (TM) y tipo de medidor Instalado (TMI). A continuación, se presenta la relación de costos unitarios mensuales para cada tipo de acometida que se está utilizando a efectos de determinar el Gasto por los clientes proyectados de la Etapa 2 (los datos corresponden al pliego tarifario del mes correspondiente).

Cuadro N° 52
Costo por Tipo de Acometida y Costo del Derecho de Conexión Requeridos para
Aplicación del D.S. N° 010-2016-EM (US\$/Cliente)

Fecha de Firma de Contrato		Tipo de Medidor G 1.6	Tipo de Medidor G 4	Derecho de conexión
Nov-17	Muro Construido	150.81	159.43	53.75
	Muro Existente	120.44	129.06	53.75
Dic-17	Muro Construido	150.81	159.43	53.75
	Muro Existente	120.44	129.06	53.75
Ene-18	Muro Construido	150.81	159.43	53.75
	Muro Existente	120.44	129.06	53.75
Feb-18	Muro Construido	150.65	159.26	53.57
	Muro Existente	120.32	128.95	53.57
Mar-18	Muro Construido	150.65	159.26	53.57
	Muro Existente	120.32	128.95	53.57
Abr-18	Muro Construido	150.65	159.26	53.57
	Muro Existente	120.32	128.95	53.57
May-18	Muro Construido	151.91	160.56	54.11
	Muro Existente	121.24	129.89	54.11

Por ello, el Gasto de Clientes Proyectados resulta de multiplicar la cantidad de clientes (64 424 clientes en total) por el Descuento de Promoción correspondiente según el derecho de conexión y la acometida que le aplique. Dicho importe resulta en US\$ 11 520 141, tal como se detalla en el Cuadro N° 53.

Cuadro N° 53
Gasto de clientes proyectados

Fecha de Firma de Contrato		Tipo de Medidor G 1.6	Tipo de Medidor G 4	Derecho de conexión	Total
Jun-16	Muro Construido	164 383	14 189	63 371	241 943
	Muro Existente	834 890	63 007	398 836	1 296 733
Jul-16	Muro Construido	205 403	17 697	79 174	302 274
	Muro Existente	1 043 613	78 856	498 585	1 621 053
Ago-16	Muro Construido	205 403	17 697	79 174	302 274
	Muro Existente	1 043 613	78 856	498 585	1 621 053
Set-16	Muro Construido	205 185	17 678	78 909	301 772
	Muro Existente	1 042 573	78 788	496 914	1 618 276
Oct-16	Muro Construido	205 185	17 678	78 909	301 772
	Muro Existente	1 042 573	78 788	496 915	1 618 277
Nov-16	Muro Construido	205 185	17 678	78 909	301 772
	Muro Existente	1 042 573	78 788	496 915	1 618 277
Dic-16	Muro Construido	40 104	3 532	15 475	59 112
	Muro Existente	203 441	15 126	97 098	315 664
Total		7 484 124	578 358	3 457 769	11 520 252

C. INGRESOS PROYECTADOS

Para estimar los ingresos que recaudaría el Fondo de Promoción en el periodo entre el 06 de noviembre de 2017 y el 06 de mayo de 2018, es decir desde la última revisión del Saldo del Balance de la Promoción y el término del periodo regulatorio 2014-2018, se toma en

consideración los últimos 3 meses de ingresos que ha venido recaudando la concesionaria, ya que describe mejor la situación que ocurriría en este periodo.

Los Ingresos proyectados del servicio de distribución de gas natural, se determina mediante la sumatoria de multiplicar la facturación mensual de noviembre, diciembre de 2017 y la facturación proyectada (enero de 2018 a mayo de 2018) y la Alícuota aplicable al respectivo mes. La Alícuota aplicable, periodo del 07 de noviembre de 2017 al 06 mayo de 2018, corresponde a 16,26%, considerando que dicho valor fue fijado del 01 de noviembre de 2017 al 30 de abril de 2018, mediante la Resolución Osinergmin N° 215-2017-OS/CD y N° 004-2018-OS/CD.

En el Cuadro N° 54 se muestra El resultado de los ingresos proyectados del Mecanismo de Promoción, ascienden a US\$ 15 384 442.

Cuadro N° 54
Ingresos proyectados del Mecanismo de Promoción (US\$)

Categoría Tarifaria	Nov-17^(*)	Dic-17	Ene-18	Feb-18	Mar-18	Abr-18	May-18^(**)	Total
A1	1 109 943	1 389 294	1 424 564	1 278 653	1 409 643	1 370 953	273 657	8 256 708
A2	303 990	365 901	386 738	344 713	377 977	369 809	73 652	2 222 779
B	262 591	321 537	335 880	299 982	329 771	321 878	64 155	1 935 793
C	1 065 712	1 234 927	1 299 153	1 176 676	1 278 149	1 251 326	249 853	7 555 796
IP	12 721	16 465	16 233	14 791	16 357	15 794	3 165	95 526
D	570 099	673 339	733 757	645 132	706 878	695 256	138 018	4 162 478
GNV	1 763 506	2 318 824	2 279 324	2 070 336	2 296 922	2 215 527	443 783	13 388 223
E	1 137 911	1 776 776	1 486 271	1 426 002	1 615 117	1 509 130	306 758	9 257 966
GE	6 065 368	8 619 899	7 986 418	7 361 573	8 255 607	7 867 866	1 583 262	47 739 993
TOTAL	12 291 841	16 716 962	15 948 339	14 617 857	16 286 421	15 617 539	3 136 302	94 615 262
Alícuota Aplicable	16.26%	16.26%	16.26%	16.26%	16.26%	16.26%	16.26%	15 384 442

(*) Corresponde a la fracción de 24 días de consumo (80,00%)

(**) Corresponde a la fracción de 6 días de consumo (19,35%)

D. SALDO DE LA CUENTA DE PROMOCIÓN

El Saldo de la Cuenta de Promoción corresponde a la cantidad de dinero que de acuerdo a la revisión del Saldo de Balance de la Promoción, presenta el Fondo de Promoción de acuerdo a la última revisión realizada al 06 de noviembre de 2017, el Saldo de la Cuenta de Promoción presentaba un déficit negativo de US\$ 1 963 822, lo que indica que los ingresos del mecanismo de promoción no habrían cubierto los gastos efectuados por la concesionaria por el concepto de la promoción hasta dicha fecha de cierre

El detalle de ese Saldo de Balance de la Promoción se encuentra en el Informe N° 053-2018-GRT que sustenta la revisión del Saldo de Balance de la Promoción al 06 de noviembre de 2017.

E. DETERMINACIÓN DEL SALDO TRANSFERIR DEL PERIODO 2014-2018 AL PERIODO REGULATORIO 2018-2022

La determinación del Saldo a Transferir, se realiza de conformidad a lo establecido en el inciso g) del Artículo 112a del Reglamento de distribución de gas natural por red de ductos, que

permite la incorporación o descuento del resultado del Saldo del Balance de la promoción en la siguiente regulación tarifaria.

La determinación del Saldo que se debe trasladar al siguiente periodo regulatorio se determina como la sumatoria: del gasto de los clientes pendientes, gasto de los clientes proyectados, los ingresos que percibiría la concesionaria y el Saldo de la Cuenta de Promoción.

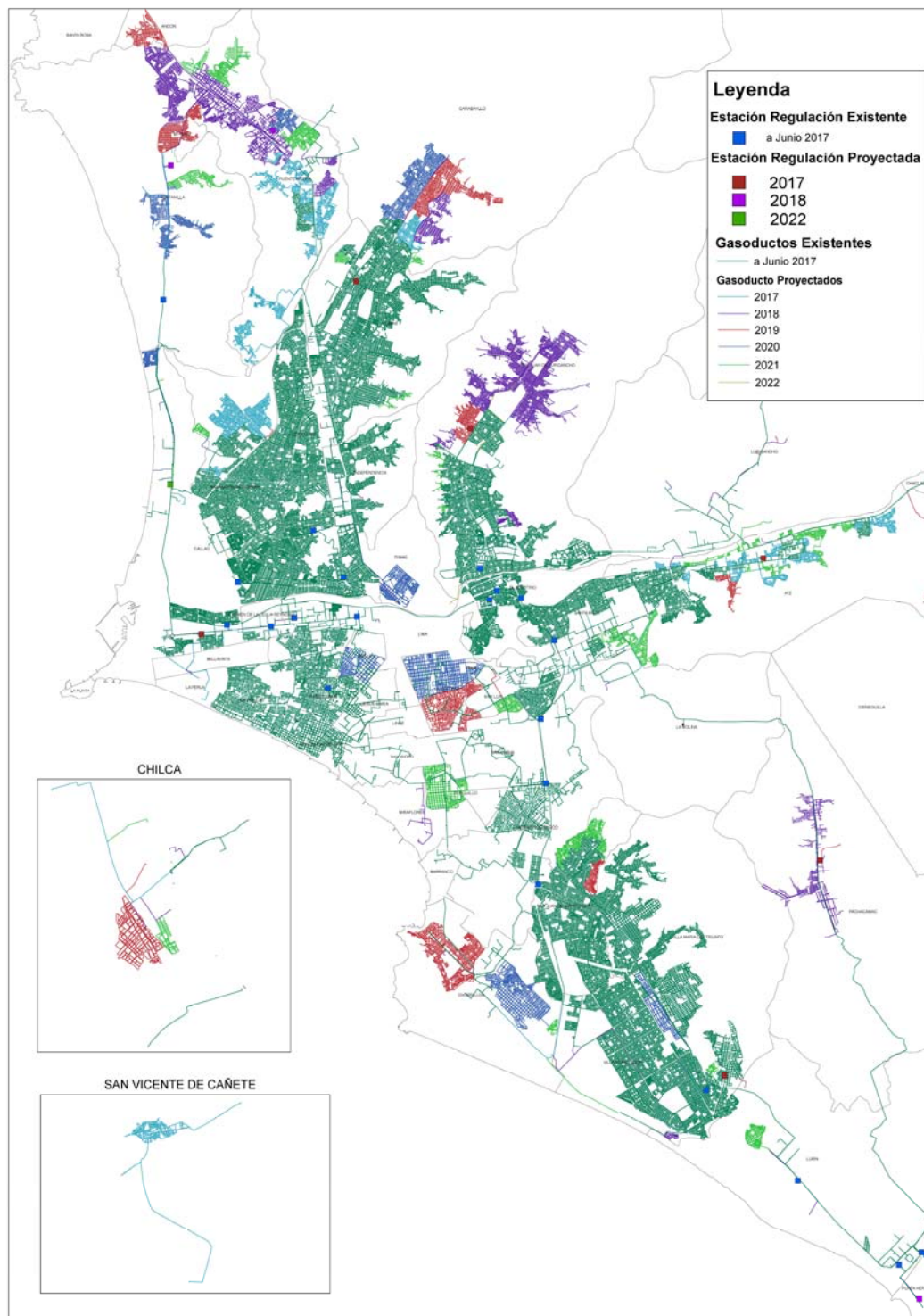
Cuadro N° 55
Saldo Transferir

Descripción	Monto (US\$)
Gasto por clientes pendientes	-12 576 887
Gasto por clientes proyectados	-11 520 252
Ingresos proyectados	15 384 442
Saldo de la Cuenta de Promoción	-1 963 822
Saldo del Periodo Regulatorio 2018-2022	-10 676 519

Como resultado se determina que el monto del Saldo a transferir corresponde un déficit de US\$ 10,68 millones.

Anexo N°3

Plano de las instalaciones existentes y proyectadas para el periodo 2014-2018



Anexo N°4

Análisis del levantamiento de observaciones a la propuesta tarifaria

Anexo N°5
**Informe “Análisis de propuesta tarifaria de
gas natural (Tarifa Única) periodo 2018 –
2022” del consultor**

Archivo: Informe_Consultor.pdf