
Prepublicación de las Tarifas Únicas para la Distribución de Gas Natural en Lima y Callao para el Período 2009-2013

Lima, 6 de noviembre de 2009

ÍNDICE

RESUMEN EJECUTIVO	4
a) Plan Quinquenal de Inversiones	4
b) Tarifas de Distribución de gas natural	6
c) Cargos tarifarios complementarios al servicio de distribución	11
1. Objetivo	14
2. Antecedentes	14
3. Criterios y Metodología	21
4. Tarifa Única de Distribución de gas natural por Red de Ductos de la Concesión de Lima y Callao	21
4.1. Estimación de la Demanda	21
4.2. Valorización de las Inversiones	24
4.3. Costos de explotación de la distribución de gas natural en la concesión de Lima y Callao	27
4.4. Calculo de las tarifas por categorías de clientes	30
5. Tarifas Bases, Factores de Equilibrio Tarifario y de Mercado	33
6. Derechos de Conexión y factor “k”	34
7. Cargo por Acometidas para consumidores con consumo menor o igual a 300 m³/mes	35
8. Cargos por Inspección, Supervisión y Habilitación de las Instalaciones Internas de consumidores mayores a 300 m³/mes.	36
9. Cargos por corte y reconexión	36
10. Fórmulas de Actualización	38
10.1. Fórmulas de Actualización	38
10.2. Factor de Actualización de Costos Unitarios	39
10.3. Factor de Actualización asociado a la Promoción	41
10.4. Factor de Actualización de la Demanda	42
10.5. Factor de Actualización de la Inversión (FAI)	42
10.6. Factor de Equilibrio Tarifario (FA3)	43
ANEXO N° 1 - Informe “Análisis de propuesta tarifaria de gas natural (Tarifa Única) periodo 2008 - 2012” del consultor COSANAC	45

RESUMEN EJECUTIVO

La concesión de distribución de gas natural de Lima y Callao se encuentra bajo la responsabilidad de la empresa Cálidda (en adelante, el Concesionario), abarcando dicha concesión la Red de Distribución en Alta Presión (Red Principal de Distribución) y las Redes de Distribución en Baja Presión o también denominadas Otras Redes. Al haberse acogido Cálidda a la fijación de Tarifas Únicas para su sistema integrado de distribución de gas natural de su zona concesión, conforme lo establece el Decreto Supremo N° 048-2008-EM, corresponde que OSINERGMIN establece las Tarifas Únicas por Categoría Tarifaria.

En el presente informe se sustenta la determinación de los siguientes rubros, correspondientes a la concesión de distribución de gas natural de Lima y Callao:

- Establecimiento de las categorías tarifarias.
- Tarifas únicas de distribución de gas natural por red de ductos.
- Cargo por la acometida para consumidores con consumos menores a 300 m³/mes.
- Derechos de conexión.
- Cargos por corte y reconexión.
- Cargos por Inspección, Supervisión y Habilitación de la Instalación Interna para consumidores mayores a 300 m³/mes.

Las tarifas aprobadas para el presente periodo tarifario tienen una vigencia de cuatro (4) años a partir de su entrada en vigencia o hasta que sean aprobadas nuevas tarifas que las reemplacen.

El Segundo Informe Adicional Tarifas Únicas del “Servicio de Consultoría para el Análisis de la Propuesta Tarifaria de gas natural (otras redes) del periodo 2008 – 2012” del consultor COSANAC, forma parte del presente informe y se encuentra adjunto en el Anexo N° 1.

a) Plan Quinquenal de Inversiones

En los cuadros N° 1 y N° 2, que se presentan seguidamente los cuadros de instalaciones e inversiones que se propone aprobar como parte del Plan Quinquenal de inversiones de Cálidda. En ambos cuadro encontraran que no existe información para el año 5 debido a que Cálidda no presentó información para este año en los formatos solicitados del sistema geográfico VNR-GIS de la distribución de gas natural en Lima y Callao y, por ello, se asume valores de cero como señal de que Cálidda no proyecta efectuar inversiones en el año 5.

Cuadro N° 1

Instalaciones del Plan Quinquenal – Propuesto por Cálidda

Año	Alta Presión		Otras Redes			
	Acero Km	City Gate Unid	Acero Km	PE Km	City Gate Unid	ERP Unid
0	86	1	120	498	0	15
1	0	0	103	150	2	13
2	39	1	69	265	0	1
3	14	0	20	331	1	3
4	0	0	0	445	0	1
5	0	0	0	0	0	0

Cuadro N° 2

Plan Quinquenal de Inversiones de Cálidda- Propuesto por OSINERGMIN - COSANAC

Año	Alta Presión				Otras Redes					Inversiones Complementarias Miles US\$	TOTAL Miles US\$
	Acero Miles US\$	City Gate Miles US\$	ERP Miles US\$	Obras Esp. Miles US\$	Acero Miles US\$	PE Miles US\$	City Gate Miles US\$	ERP Miles US\$	Obras Esp. Miles US\$		
0	56,685	5,753	1,087	3,543	32,319	19,886	0	5,662	2,868	3,223	131,026
1	0	0	0	0	38,728	7,653	3,562	5,530	81	2,331	57,886
2	45,736	5,741	0	1,133	21,074	9,704	0	376	238	3,480	87,485
3	11,002	0	0	852	8,198	11,233	1,781	1,400	57	2,372	36,900
4	0	0	0	0	10	15,823	0	473	0	2,587	18,896
5	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
TOTAL	113,423	11,493	1,087	5,529	100,328	64,300	5,343	13,442	3,245	13,994	332,194

En el cuadro N° 3 se muestra que las mayores diferencias de las valorizaciones de Cálidda y COSANAC están en las inversiones proyectadas de la Red Principal, debido a que Cálidda utiliza costos unitarios superiores a los indicados en su propuesta tarifaria.

Cuadro N° 3

Comparativo de las Valorización del Plan de Inversiones según VNR - GIS Cosanac - Cálidda (En miles de US\$)

RED PRINCIPAL	COSANAC (1)		Cálidda (2)		Diferencia (1) - (2)	
	Existente	Proyectado	Existente	Proyectado	Existente	Proyectado
Gasoducto						
Acero	56 563	56 734	56 413	78 139	150	-21 405
Tubería de Conexión						
Acero	121	5	126	5	-5	0
Estaciones de Regulación						
City Gate	5 753	5 741	8 676	10 555	-2 923	-4 814
ERPs	1 087	0	1 017	0	70	0
Obras Especiales						
Cruce de Río	924	554	975	585	-51	-31
Túnel Liner	1 927	826	1 960	840	-33	-14
Cruce Cond. Especial	0	0	0	0	0	0
Válvulas	692	605	1 100	1 080	-408	-475
TOTAL RED PRINCIPAL	67 067	64 465	70 266	91 204	-3 199	-26 739

OTRAS REDES	COSANAC (1)		Cálidda (2)		Diferencia (1) - (2)	
	Existente	Proyectado	Existente	Proyectado	Existente	Proyectado
Gasoducto						
Acero	31 749	67 295	33 162	68 922	-1 414	-1 627
PE	17 970	40 555	19 715	42 098	-1 745	-1 542
Tubería de Conexión						
Acero	571	714	598	761	-27	-48
PE	1 916	3 858	2 051	50	-135	3 808
Estaciones de Regulación						
City Gate	0	5 343	0	2 900	0	2 443
ERPs	5 662	7 780	5 123	8 195	539	-415
Obras Especiales						
Cruce de Río	370	185	338	0	32	185
Túnel Liner	1 101	0	390	195	711	-195
Cruce Cond. Especial	557	0	1 120	0	-563	0
Válvulas	841	192	1 006	278	-165	-86
TOTAL OTRAS REDES	60 736	125 922	63 504	123 399	-2 767	2 524

Nota:

EXISTENTE Valorización de las inversiones efectuadas desde el año 2004 al 2008.

PROYECTADO Valorización de las inversiones efectuadas desde el año 2009 al 2012.

b) Tarifas de Distribución de gas natural

Seguidamente se presentan las categorías tarifarias generales y las especiales que se propone para el período de vigencia de las Tarifas Únicas de distribución.

Cuadro N° 4

Categoría Tarifaria	Rango de Consumo (Sm3/mes)
A	Hasta 300 m3/mes
B	Desde 301 hasta 17 500 m3/mes
C	Desde 17 501 hasta 300 000 m3/mes
D	Desde 300 001 hasta 900 000 m3/mes
E1 (*)	Mayor a 900 000 m3/mes, del tipo consumidor inicial
E2	Mayor a 900 000 m3/mes, del tipo consumidor no inicial
GNV	Para estaciones de servicio y/o gasocentros de gas natural vehicular, independientemente de la magnitud de consumo mensual.
GE1 (*)	Para generadores eléctricos del tipo consumidor inicial, independientemente de la magnitud de consumo mensual.
GE2	Para generadores eléctricos del tipo no consumidor inicial, independientemente de la magnitud de consumo mensual.

Nota:

(*) Consumidor inicial son aquellos que suscribieron un contrato de suministro de gas natural del yacimiento de Camisea hasta antes de la licitación para la explotación de dicho yacimiento. Esta categoría se aplicará al consumidor hasta la fecha de término de su contrato de consumidor inicial.

En el cuadro siguiente se muestran los montos considerados de los valores actuales de las inversiones, costos de operación y mantenimiento y demanda total para la determinación de la tarifa media de las Tarifas Únicas de distribución.

Cuadro N° 5

Tarifa Media

Ítem	Unidad	Alta Presión	Otras Redes
CAPEX	MUS\$	66 945	68 477
OPEX	MUS\$	23 484	49 203
COSTO TOTAL	MUS\$	90 429	117 680
DEMANDA	Mm3	7 849 217	6 043 000
TARIFA	US\$/Mm3	11,52	19,47

El CAPEX considera como inversión de la Red Principal un monto igual al Ingreso Garantizado Anual descontado el estimado de Operación y Mantenimiento. Asimismo, el OPEX de las redes de Alta Presión y Otras Redes se determinó en función de los costos directos de cada tipo de red y asignando los costos comunes de explotación en función del CAPEX.

Asimismo, seguidamente se muestra la comparación entre los valores nominales y actualizados a ser aprobados en la presente regulación de tarifas, los propuestos por el Concesionario y los vigentes.

Cuadro N° 6

	Valores Nominales			
	Demanda	Ingresos	Ingreso Medio	Cambio Respecto al Vigente
	Millón m3/año	Millón US\$/año	US\$ / mil m3	
Vigente	2,292	48.7	21.3	
Propuesta Cálida	2,292	70.1	30.6	44%
OSINERGMIN	2,292	60.6	26.4	24%

Demanda Diaria	6.28	millón m3/día
	221.7	millón pc/día

Cuadro N° 7

	Valores Actualizados			
	Demanda	Ingresos	Ingreso Medio	Cambio Respecto al Vigente
	Millón m3/año	Millón US\$/año	US\$ / mil m3	
Vigente	2,448	52.1	21.3	
Propuesta Cálida	2,448	74.8	30.6	44%
OSINERGMIN	2,448	64.7	26.5	24%

Demanda Diaria	6.71	millón m3/día
	236.8	millón pc/día

Con la propuesta de OSINERGMIN, el ingreso medio del concesionario incrementa en 24% respecto al vigente.

A continuación se presenta la propuesta de Tarifas Únicas determinados para el presente proceso regulatorio.

Cuadro N° 8

Categoría	Margen de Comercialización		Margen de Distribución
	MFC		MVD
	US\$/mes	US\$/(m ³ /día-mes)	US\$/Mil m ³
A	1.00		109.98
B	13.18		59.12
C		0.236	32.36
D		0.170	26.07
GNV		0.195	28.46

Categoría	Margen de Comercialización	Margen de Distribución	
	MFC	MFD	MVD
	US\$/(m ³ /día-mes)	US\$/(m ³ /día-mes)	US\$/Mil m ³
E1	0.0309	0.2071	9.77
E2	0.0436	0.2915	13.77
GE1	0.0378	0.2532	13.65
GE2	0.0432	0.2888	15.58

La Capacidad Garantizada se ha desagregado en el Margen Fijo de Comercialización y en el Margen Fijo de Distribución, en 13% y 87% respectivamente. Al Consumo Extra se le ha denominado Margen de Distribución Variable.

A continuación se presenta las Tarifas Únicas propuestos por Cálidda, con su respectivo margen de distribución y margen comercial.

Cuadro N° 9

Tarifa Única de Distribución Gas Natural

Propuesta de Cálidda

Categoría Tarifaria	Margen Distribución (MD)	Margen Comercial (MC)		MD+MC
	US\$/mil m ³	US\$/(m ³ /día-mes)	US\$/mil m ³	US\$/mil m ³
A	109.63	0.004	0.19	109.82
B	85.69	0.356	0.12	85.81
C	52.44	0.0032	0.11	52.55
D	40.54	0.0025	0.08	40.62
E1	23.16	0.0014	0.05	23.21
E2	23.16	0.0014	0.05	23.21
GNV	64.9	0.004	0.13	65.03
GE1	23.16	0.0014	0.05	23.21
GE2	23.16	0.0014	0.05	23.21

Respecto a las Tarifas Únicas que se proponen, seguidamente se presenta un cuadro comparativo de las variaciones porcentuales de las tarifas respecto a las vigentes.

Cuadro N° 10

COMPARACION DE PROPUESTAS TARIFARIAS
Tarifa Única de Distribución de Gas Natural

Categoría Tarifaria	VIGENTE	CALIDDA		OSINERGMIN - COSANAC	
	US\$ por mil m3 GN	US\$ por mil m3 GN	Variación Tarifaria	US\$ por mil m3 GN	Variación Tarifaria
A	188.6	109.8	-42%	157.6	-16%
B	73.4	85.8	+17%	63.5	-13%
C	45.0	52.5	+17%	40.1	-11%
D	34.6	40.6	+17%	31.7	-8%
E1	7.7	23.2	+200%	9.8	+26%
E2	7.7	23.2	+200%	13.8	+78%
GNV	38.5	65.0	+69%	34.9	-9%
GE1	6.1	23.2	+282%	13.7	+125%
GE2	6.1	23.2	+282%	15.6	+156%

Nota:

(*) Actualmente solamente la empresa Edegel (Categoría GE1 y GE2) paga la Red Principal de Distribución. En el Caso del Vigente, la Tarifa Única es la suma de la Red Principal de Distribución más las Otras Redes.

Las tarifas medias por categoría tarifaria, determinadas para el presente proceso regulatorio, varían sustancialmente respecto al incremento propuesto por el Concesionario y, con respecto a las Tarifas Vigentes, resulta en reducción para las categorías tarifarias de consumidores menores a los 900 000 m3/mes y de incrementos desde 26% a 156% para consumidores mayores a los 900 000 m3/mes.

A continuación, en los cuadros N° 11 y N° 12, se muestra que la variación de la tarifa final del suministro de gas natural (que incluye el precio del gas natural del productor, el transporte y las Tarifas Únicas de distribución) es de 1% y que las mismas proporcionan considerables ahorro a los consumidores finales respecto a los combustibles sustitutos que fluctúa entre 33% a 71%.

Asimismo, en el cuadro N° 13 se muestra que dentro de la estructura de la Tarifa Final de suministro de gas natural, la distribución solamente representa de 5% a 10% de la tarifa total para los grandes consumidores mayores a los 900 000 m3/mes, de tipo iniciales e independientes. Caso contrario, ocurre en el caso de los consumidores menores a los 900 000 m3/mes donde la distribución representa desde el 19% al 68% de la tarifa final.

Cuadro N° 11

Categoría	Participación del Mercado del Servicio de Distribución de Gas Natural	Pass-Through			Otras Redes Distribución Vigente	Tarifa Única Distribución Propuesta	Tarifa Media Total		
		Precio del Gas	Transporte Principal	Distribución Principal			Vigente	Propuesta con Tarifa Única	Variación
		US\$/GJ	US\$/GJ	US\$/GJ			US\$/GJ	US\$/GJ	%
A	1%	0.90	0.96	0.19	4.47	3.90	6.51	5.75	-12%
B	2%	2.43	0.96	0.19	1.62	1.57	5.20	4.96	-5%
C	11%	2.43	0.96	0.19	0.92	0.99	4.50	4.38	-3%
D	9%	2.43	0.96	0.19	0.66	0.78	4.24	4.17	-2%
GNV	16%	0.76	0.96	0.19	0.76	0.86	2.67	2.58	-3%
E1	6%	2.43	0.96	0.19		0.19	3.58	3.58	0%
E2	10%	2.43	0.96	0.19		0.27	3.58	3.66	2%
GE1	17%	1.50	0.89	0.15		0.24	2.54	2.63	4%
GE2	28%	1.50	0.89	0.15		0.27	2.54	2.66	5%
Promedio	100%						3.17	3.18	1%

Cuadro N° 12

Categoría	Precio Sustituto	Precio GN con Tarifa Única	Ahorro respecto al sustituto	
	US \$/GJ	US \$/GJ	US \$/GJ	%
A	16.84	5.75	11.09	66%
B	15.02	4.96	10.06	67%
C	15.02	4.38	10.63	71%
D	9.76	4.17	5.59	57%
GNV	14.64	2.58	12.06	82%
E1	9.76	3.58	6.18	63%
E2	9.76	3.66	6.10	62%
GE1	3.96	2.63	1.34	34%
GE2	3.96	2.66	1.30	33%

Cuadro N° 13

Categoría	Pass-Through			Tarifa Final
	Precio del Gas	Transporte Principal	Tarifa Única Distribución	
	US\$/GJ	US\$/GJ	US\$/GJ	
A	0.90	0.96	3.90	5.76
Participación %	16%	17%	68%	100%
B	2.43	0.96	1.57	4.96
Participación %	49%	19%	32%	100%
C	2.43	0.96	0.99	4.38
Participación %	55%	22%	23%	100%
D	2.43	0.96	0.78	4.17
Participación %	58%	23%	19%	100%
E1	2.43	0.96	0.19	3.58
Participación %	68%	27%	5%	100%
E2	2.43	0.96	0.27	3.66
Participación %	66%	26%	7%	100%
GNV	0.76	0.96	0.86	2.58
Participación %	29%	37%	33%	100%
GE1	1.50	0.89	0.24	2.63
Participación %	57%	34%	9%	100%
GE2	1.50	0.89	0.27	2.66
Participación %	56%	33%	10%	100%

c) Cargos tarifarios complementarios al servicio de distribución

Según el Reglamento de Distribución, los siguientes cargos tarifarios complementarios corresponden ser regulados por OSINERGMIN en el proceso regulatorio de las tarifas de distribución.

- Cargo por la acometida para consumidores con consumos menores a 300 m³/mes.
- Derechos de conexión.
- Cargos por corte y reconexión.

Cargos por Inspección, supervisión y habilitación de la Instalación Interna para consumidores con consumos mayores a 300 m³/mes.

Por otro lado, en el cuadro N° 14, se muestran los Topes Máximos de Acometida determinados para los usuarios con consumos menores a 300 m³/mes.

Para el caso de los consumidores con consumos mayores a 300 m³/mes, los cargos por Acometidas y su mantenimiento no son regulados.

Cuadro N° 14

Cargos por Acometida para consumidores menores a 300 m³/mes

Acometida	En Muro Existente US\$	En Murete Construido US\$
Con medidor G 1.6	104,73	131,06
Con medidor G 4	126,37	152,70
Con medidor G 6	195,67	244,68

Asimismo, en el cuadro N° 15 se muestran los cargos por Derecho de Conexión determinados por Categoría Tarifaria, los cuales serán aplicados a los nuevos consumidores de la Concesión de Lima y Callao, en todas sus categorías.

Cuadro N° 15

Derecho de Conexión y Factor "k"

Categoría	Derecho de Conexión US\$ / (m ³ /d)	Factor "k"
A	94,2	9
B	6,8	3
C	2,7	3
D	2,4	3
E1 y E2	1,3	3
GNV	12,1	3
GE1 y GE2	0,7	3

Los cargos máximos por corte y reconexión se muestran en los cuadros N° 16 y N° 17 siguientes:

Cuadro N° 16

Cargo por Corte del Suministro de Gas Natural (US\$)

Tipo de Corte		Categoría y catacterísticas del consumidor			
		Categoría A	Categoría B Comercial	Categoría B y C Industrial	Categoría D
I	Cierre	5.98	5.98	22.86	30.40
II	Retiro de componente de la Acometida	6.38	6.38	47.71	78.98
III	Corte del servicio	65.06	65.06	-	-

Tipo de Corte		Categoría y catacterísticas del consumidor			
		Categoría B y C Industrial Polietileno	Categoría B y C Industrial Acero	Categoría D Polietileno	Categoría D Acero
I	Cierre	-	-	-	-
II	Retiro de componente de la Acometida	-	-	-	-
III	Corte del servicio	163.51	199.50	163.51	199.50

Cuadro N° 17

Cargo por Reconexión del Suministro de Gas Natural (US\$)

Tipo de Reconexión		Categoría y catacterísticas del consumidor			
		Categoría A	Categoría B Comercial	Categoría B y C Industrial	Categoría D
I	Cierre	5.20	5.20	31.02	58.22
II	Retiro de componente de la Acometida	5.55	5.55	64.74	151.26
III	Corte del servicio	80.92	80.92	-	-

Tipo de Reconexión		Categoría y catacterísticas del consumidor			
		Categoría B y C Industrial Polietileno	Categoría B y C Industrial Acero	Categoría D Polietileno	Categoría D Acero
I	Cierre	-	-	-	-
II	Retiro de componente de la Acometida	-	-	-	-
III	Corte del servicio	196.07	269.61	196.07	269.61

Finalmente, en el cuadro N° 18, se muestran los cargos para la Inspección y habilitación de las Instalaciones Internas para consumidores mayores a los 300 m3/mes.

Cuadro N° 18

Cargo de Inspección, Supervisión y habilitación de Instalaciones Internas para Consumidores Mayores a 300 m3/mes

Tarea	Monto US\$
Inspección	62.52
Supervisión	81.27
Habilitación	328.41
Total	472.20

1. Objetivo

El objeto del presente informe es:

- Efectuar el análisis del Plan Quinquenal de Inversiones de Cálidda, para determinar las tarifas de distribución de la concesión.
- Revisar la propuesta tarifaria presentada por la empresa Cálidda y efectuar la determinación de las tarifas de únicas de distribución; así los cargos tarifarios complementarios como Topes Máximos de Acometida para Consumidores Menores a 300 m³/mes, Corte y Reconexión y por la Inspección, Supervisión y Habilitación de las Instalaciones Internas.

2. Antecedentes

- En el año 2000, fue suscrito 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 S.A – Cálidda (en adelante “Cálidda” o “el Concesionario”).
- La concesión de Distribución de Gas Natural por Red de Ductos en Lima y Callao, se rige de acuerdo a lo establecido en el Contrato BOOT, el Reglamento de Distribución de Gas Natural por Red de Ductos, aprobado mediante Decreto Supremo N° 042-99-EM (en adelante “el Reglamento”) y la normatividad que le sea aplicable.
- En el año 2004, mediante Resolución OSINERG N° 097-2004-OS/CD, se fijaron las Tarifas de Distribución en Baja Presión (Otras Redes) y los topes máximos de acometidas (categorías A y B) para los consumidores ubicados dentro de la Concesión de Distribución de Gas Natural de Lima y Callao.
- 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 estableció el Factor F2 por categoría tarifaria de acuerdo a lo definido en el último párrafo del inciso A.3 del artículo 8° de la Resolución OSINERG N° 097-2004 OS/CD, se incorporaron cargos fijos en la tarifa de distribución de la categoría A, se fijaron 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.
- Con fecha 28 de febrero de 2008, se publicó el Decreto Supremo N° 014-2008-EM, mediante el cual se modificaron diversos artículos del Reglamento.

- Entre las modificaciones dispuestas por el Decreto Supremo N° 014-2008-EM, se encuentra la introducción de las definiciones de Plan Anual y Plan Quinquenal, entendiéndose por el primero al programa de inversiones de las obras que desarrollará el Concesionario para los próximos 12 meses; y por Plan Quinquenal al programa de ejecución del Sistema de Distribución elaborado por el concesionario para un período de 5 años.
- El Decreto Supremo N° 014-2008-EM incorpora el artículo 63c° al Reglamento, estableciéndose en dicho artículo la obligación del concesionario de definir su Plan Quinquenal de crecimiento de la Red de Distribución el cual debe tener en cuenta los criterios y contenido mínimo previstos en el Reglamento y con el previo pronunciamiento de la Dirección General de Hidrocarburos (DGH) del Ministerio de Energía y Minas, OSINERGMIN y el concesionario coordinarán los ajustes al Plan Quinquenal de acuerdo con los objetivos señalados en la regulación de tarifas y el resultado de estos ajustes definirán el Plan Quinquenal, el cual será aprobado por OSINERGMIN dentro del proceso tarifario.
- Asimismo, el Decreto Supremo N° 014-2008-EM, modificó el Artículo 118° del Reglamento estableciendo que las acometidas para Consumidores con consumos mayores a 300m³/mes no se encuentran sujetas a regulación de precios, lo cual implica que se ha producido una derogación tácita de los topes máximos fijados para las acometidas de dichos consumidores, siendo conveniente a efectos de evitar confusiones, dejar expresamente sin efecto los Topes Máximos de Acometidas y sus cargos de mantenimiento de las Categorías B, C y D establecidos en las Resoluciones N° 097-2004-OS/CD y N° 240-2006-OS/CD.
- El Decreto Supremo N° 014-2008-EM establece en el Reglamento el concepto y los criterios aplicables a los Derechos de Conexión, reconoce costos de promoción por la conexión de consumidores residenciales, se modifican aspectos vinculados con los criterios para el diseño tarifario y costos de operación y mantenimiento y se establece que la metodología y criterios para la proyección de la demanda será definida por OSINERGMIN.
- El Decreto Supremo N° 014-2008-EM, modificó el Artículo 121° del Reglamento, estableciendo que las tarifas aprobadas mediante Resoluciones OSINERG N° 097-2004-OS/CD, OSINERG N° 371-2006-OS/CD y OSINERGMIN N° 013-2007-OS/CD, se encuentran vigentes hasta que OSINERGMIN apruebe nuevas tarifas.
- El Artículo 3 del Decreto Supremo N° 048-2008-EM, publicado el 28 de setiembre de 2008, el concesionario de distribución de gas natural en Lima y Callao, estaba facultado a solicitar la realización de un nuevo proceso de fijación de tarifas únicas de distribución que considere la integración de la red principal de distribución y las otras redes de distribución y con ello quedaba sin efecto el proceso de fijación de tarifas de otras redes, que se encontraba en trámite. Agrega dicho decreto que, en este caso, OSINERGMIN establecerá un procedimiento especial de regulación.
- Mediante Resolución OSINERGMIN N° 660-2008-OS/CD, publicada el 29 de noviembre de 2008, se aprobó el “Procedimiento de Fijación de Tarifas de

Distribución de Gas Natural en Lima y Callao para el período 2009-2013” (en adelante el Procedimiento), disponiéndose en el ítem a) de su anexo que el concesionario presente su Propuesta Tarifaria según el procedimiento previsto en la Resolución que OSINERGMIN emita para el caso.

- Mediante Resolución OSINERGMIN N° 659-2008-OS/CD, publicada el 30 de noviembre de 2008, OSINERGMIN aprobó el “Procedimiento para la elaboración de estudios tarifarios sobre aspectos regulados de la distribución de gas natural”, estableciendo que una vez que el concesionario obtenga el pronunciamiento de la Dirección General de Hidrocarburos del Ministerio de Energía y Minas (en adelante DGH), le corresponde presentar a OSINERGMIN dentro de su propuesta tarifaria el Plan Quinquenal de inversiones con la carta de pronunciamiento de la DGH.
- La Disposición Final Única del procedimiento indicado en el considerando anterior se establece que hasta que se efectúe la adecuación de los contratos de Concesión al nuevo procedimiento tarifario y otras normas reglamentarias para la aplicación de la Tarifa Única, OSINERGMIN publicará la Tarifa Única condicionado su entrada en vigencia a la modificación del respectivo Contrato de Concesión y, de no darse este caso, establecerá transitoriamente las Tarifas por las Otras Redes de Distribución. Asimismo, estableció que si hasta la fecha de presentación de la propuesta de la Tarifa Única no se haya modificado el Contrato de Concesión, el Concesionario deberá presentar los estudios tarifarios para la determinación de las Tarifas Únicas y de las Tarifas de las Otras Redes de Distribución, y que dichos estudios debían presentarse por separado dentro de su propuesta tarifaria.
- El 27 de febrero del 2009, de acuerdo al literal a) de el Procedimiento, mediante carta GC/GMP/94000398 el concesionario Gas Natural de Lima y Callao S.A. – Cálidda, presentó a OSINERGMIN su propuesta para de tarifas únicas de distribución y de otras redes de distribución; así como el Plan Quinquenal de inversiones de cada propuesta tarifaria indicada.
- El 3 marzo de 2009, de acuerdo al literal b) de el Procedimiento, se efectuó la convocatoria a la Audiencia Pública en la que Cálidda debe sustentar su propuesta tarifaria.
- Que, el 9 de marzo de 2009, de acuerdo al literal c) de el Procedimiento, se realizó la Audiencia Pública en la que Cálidda sustentó su propuesta tarifaria.
- El oficio N° 323-2008-GART del 13 de marzo de 2009, de acuerdo al literal d) de el Procedimiento, OSINERGMIN remitió sus observaciones a la propuesta de tarifas únicas, de las tarifas de otras redes de distribución y los correspondientes Planes Quinquenales de inversiones de Cálidda, lo cual se efectuó con el Informe N° 0096-2009-GART.
- Que, en el informe de observaciones indicados en el considerando anterior, OSINERGMIN observó que para el Plan Quinquenal de inversiones Cálidda no había presentado el pronunciamiento previo de la DGH, conforme estaba dispuesto en el Artículo 63c del Texto Único Ordenado de el Reglamento de

Distribución de Gas Natural por Red de Ductos, aprobado por Decreto Supremo N° 040-2008-EM.

- El oficio N° 333-2009-GART del 16 de marzo de 2009, OSINERGMIN remitió un oficio alcanzando sus observaciones complementarias a la propuesta de tarifas indicadas y a los correspondientes Planes Quinquenales de inversiones de Cálidda.
- El 03 de abril de 2009, mediante carta GC/MCH/94000614, Cálidda remitió la absolución de las observaciones que le hiciera OSINERGMIN a su propuesta tarifaria y Plan Quinquenal de inversiones respectivos, en cumplimiento del literal e) de el Procedimiento.
- Mediante Resolución OSINERGMIN N° 085-2009-OS/CD, publicada el 6 de junio de 2009, OSINERGMIN aprobó suspender el Procedimiento de Fijación de Tarifas de Distribución de Gas Natural en Lima y Callao Período 2009-2013 hasta que Cálidda remita a OSINERGMIN el pronunciamiento de la DGH sobre el Plan Quinquenal de inversiones que ha propuesto. Asimismo, se dispuso, en su Artículo 2°, que en caso el Plan Quinquenal de inversiones definitivo, que corresponde aprobar a OSINERGMIN, incida sustancialmente en aspectos previstos en la propuesta tarifaria presentada por Cálidda, OSINERGMIN formulará nuevas observaciones a dicha propuesta, en cuyo caso se reiniciará el Procedimiento de Fijación de Tarifas de Distribución de Gas Natural en Lima y Callao Período 2009-2013 a partir de la etapa prevista en el ítem d) del Anexo de la Resolución OSINERGMIN N° 660-2008-OS/CD.
- El 2 de julio de 2009 se publicó en el Diario Oficial El Peruano la Resolución Directoral N° 138-2009-EM/DGH precisó el plazo de vigencia de la autorización de instalación y operación del ducto de uso propio otorgado a Kallpa Generación.
- El 2 de julio de 2009 se publicó en el Diario Oficial El Peruano la Resolución Directoral N° 139-2009-EM/DGH precisó el plazo de vigencia de la autorización de instalación y operación del ducto de uso propio otorgado a Enersur.
- El 13 de julio de 2009, mediante oficio N° 764-2009/MEM-DGE, la Dirección General de Electricidad remitió a OSINERGMIN el Informe N° 057-2009/DGE-DNE, que sustituyó al Informe N° 054-2009/DGE-DNE que considera las Resoluciones Directorales N° 138-2009-EM/DGH y N° 139-2009-EM/DGH, en el que concluye que los costos de transporte y/o distribución de gas natural serán reflejados en la actualización de los precios de venta de energía eléctrica de los Generadores a los Distribuidores.
- Mediante Oficio N° GL/MPD/920556 de fecha 30 de julio de 2009, Cálidda presentó a OSINERGMIN el pronunciamiento de la DGH respecto al Plan Quinquenal de inversiones propuesto para cada propuesta tarifaria.
- Con fecha 10 de agosto de 2009, mediante Oficio N° 0895-2009-GART, OSINERGMIN informó a Cálidda el reinicio, desde el 30 de julio de 2009, del Procedimiento de Fijación de Tarifas de Distribución de Gas Natural en Lima y Callao Período 2009-2013, en la etapa d) de formulación de observaciones.

Asimismo, conforme al Artículo 2° de la Resolución OSINERGMIN N° 085-2009-OS/CD, adjuntó el informe N° 348-2009-GART que contenía las observaciones a la Propuesta Tarifaria y Plan Quinquenal de inversiones de Cálidda con base al pronunciamiento de la DGH.

- El 12 de agosto de 2009, OSINERGMIN recibió la notificación judicial contenida en la Resolución N° 1 del cuaderno cautelar de expediente N° 27025-2009-5° del Quinto Juzgado Especializado en lo Constitucional de la Corte Superior de Justicia de Lima, en el cual se otorgó la medida cautelar solicitada por la empresa Kallpa Generación S.A. (en adelante Kallpa) para que se le suspendan los efectos del artículo 4° del D.S. 048 en los términos siguientes.

*“**CONCEDASE** la medida cautelar en la forma solicitada; en consecuencia, por ahora, se ordena: **SUSPENDASE** los efectos del artículo 4° del Decreto Supremo N° 48-2008-EM, y de los actos que a su amparo OSINERGMIN y el Ministerio de Energía y Minas hayan emitido o se emitan, respecto (sic) de Kallpa Generación sociedad anónima; y se ordene: A) Se suspenda la exigencia a Kallpa del pago de tarifa única dispuesta por el artículo 4° mencionado; b) Se suspenda la inclusión de Kallpa en el Procedimiento de Fijación de tarifas de distribución de gas natural en Lima y Callao para el periodo 2009-2013 establecido por Resolución del Consejo Directivo de OSINERGMIN N° 0660-2008-OS/DS; c) Se suspenda la aplicación a Kallpa de la Resolución Directoral N° 138-2009-EM/DGH que pretende sujetar la vigencia de la autorización de operación a una condición resolutoria inconstitucional; y d) Póngase la medida en conocimiento de Cálidda Gas Natural del Perú que sería beneficiario de la tarifa única;”*

- El 17 de agosto de 2009, OSINERGMIN apeló la decisión contenida en la Resolución N° 1 indicada, en el considerando anterior, solicitando se deje sin efecto la resolución recurrida por ausencia de verosimilitud del derecho invocado e inexistencia de peligro en la demora.
- El 17 de agosto de 2009, OSINERGMIN recibió la notificación judicial contenida en la Resolución N° 1 del Proceso de Amparo de expediente N° 27025-2009-5° del Quinto Juzgado Especializado en lo Constitucional de la Corte Superior de Justicia de Lima, en el que señala que ha admitido la demanda de amparo interpuesta por Kallpa contra el Ministerio de Energía y Minas, OSINERGMIN y Cálidda y que se traslada la misma para que sea contestada dentro del plazo de ley;
- El 24 de agosto de 2009, OSINERGMIN deduce excepciones y contesta la demanda de amparo interpuesta por KALLPA;
- El 31 de agosto de 2009, mediante carta GC/MCH/94001565, Cálidda remitió la absolución de las observaciones que le hiciera OSINERGMIN a su propuesta tarifaria y Plan Quinquenal de inversiones respectivos, en cumplimiento del literal e) de el Procedimiento;
- El 18 de setiembre de 2009, OSINERGMIN fue notificado de la Resolución N° 6, expedida por el Quinto Juzgado Especializado en lo Constitucional, mediante la cual se concedió sin efectos suspensivos y sin la calidad de diferida el recurso

de apelación planteado por OSINERGMIN y, adicionalmente, se requiere a la parte demandada el estricto cumplimiento de la Resolución N° 1 indicada, en los términos allí establecidos, bajo los apercibimiento de ley;

- El 22 de setiembre de 2009, mediante carta GL-2009-139, Enersur informó a OSINERGMIN que no ha solicitado ni tiene previsto solicitar a Cálidda el servicio de distribución de gas natural por red de ductos y, por ello, solicita a OSINERGMIN que corrija el error de CALIDDA y no considere la demanda asociada a la central Termoeléctrica Chilca 1 en la determinación de la Tarifa Única de Distribución;
- El 23 de setiembre de 2009, OSINERGMIN presentó una queja de derecho respecto a la forma como fue concedida la apelación indicada, ya que según el Artículo 15 de Código Procesal Constitucional las medidas cautelares respecto a normas de carácter autoaplicativo debe darse con efecto suspensivo;
- El 28 de setiembre de 2009, Cálidda presentó una primera Carta Notarial N° GL.MPD.920708 en la que requirió a OSINERGMIN de que cumpla con fijar en los siguientes 10 días útiles las tarifas de las otras redes de distribución y que de no atender su solicitud iniciará un proceso de cumplimiento en la vía judicial;
- El 30 de setiembre de 2009, mediante oficio N° GC/GMP/94000775, Cálidda informó a OSINERGMIN que la estación GNV Ecomóvil se encontraba dentro de su cálculo tarifario;
- El 6 de octubre de 2009, con oficio N° 1069-2009-GART, OSINERGMIN respondió a la primera Carta Notarial N° GL.MPD.920708 de Cálidda señalando que las tarifas de las otras redes de distribución no se puede publicar sin dejar de cumplir con las etapas previstas en el Procedimiento y que OSINERGMIN publicará estas tarifas dentro del plazo establecido en el Procedimiento;
- El 6 de octubre de 2009, mediante oficio N° 1062-2009-GART OSINERGMIN respondió la carta GL-2009-139 de Enersur señalando que el artículo 4° del Decreto Supremo 048-2008-EM establece que la Tarifa Única de Distribución debe ser aplicable a todos los consumidores ubicados dentro de la concesión de distribución de Lima y Callao, debiendo considerarse la inclusión de Enersur para efectos de la fijación de tarifas de Cálidda materia de los referidos procedimientos y que también la obligación de pago de la Tarifa Única por parte de Enersur a Cálidda se aplicará a partir del momento en que ésta les brinde efectivamente el servicio de distribución de gas natural;
- El 7 de octubre de 2009, se publicó la Resolución OSINERGMIN N° 175-2009-OS/CD, en el que OSINERGMIN aprobó excluir a Kallpa del Procedimiento de Fijación de Tarifas de Distribución de Gas Natural en Lima y Callao para el periodo 2009-2013 establecido por Resolución OSINERGMIN N° 660-2008-OS/CD, en cumplimiento de la Resolución N° 6 indicada;
- El 7 de octubre de 2009, Cálidda presentó la carta N° GL.MPD.920850 en donde cuestiona la forma en que OSINERGMIN procedió a excluir a Kallpa de el Procedimiento, solicitando que finalmente la resolución se pre publique con dos

escenarios de tarifas, como son: Uno con la inclusión de la demanda Kallpa y el otro sin la inclusión de la demanda de Kallpa;

- El 7 de octubre de 2009, Cálidda presentó una segunda Carta Notarial Notarial N° GL.MPD.920848 en la que requirió a OSINERGMIN de que cumpla con fijar, en los siguientes 10 días útiles, las tarifas únicas de distribución y que de no atender su solicitud iniciará un proceso de cumplimiento en la vía judicial;
- El 13 de octubre de 2009, con oficio N° 1072-2009-GART, OSINERGMIN calificó la carta GL.MPD.920850 de Cálidda como un Recurso de Reconsideración y le solicitó subsanar la presentación de los documentos que acrediten al representante legal;
- El 15 de octubre de 2009, con oficio N° GL.MPD.920888, Cálidda subsanó la entrega de la información solicitada respecto a su Recurso de Reconsideración contra la Resolución OSINERGMIN N° 175-2009-OS/CD;
- El 15 de octubre de 2009, con oficio N° 1081-2009-GART, OSINERGMIN respondió a la segunda Carta Notarial N° GL.MPD.920848 de Cálidda señalando que las tarifas únicas se publicarán dentro del plazo establecido en el Procedimiento;
- El 15 de octubre de 2009, mediante carta GG-234-2009, la empresa de generación eléctrica Termochilca S.A.C. solicitó ser considerado dentro del procedimiento de fijación de tarifas de distribución de gas natural de Lima y Callao para el período 2009-2013, para lo cual presentó información de su demanda y de las inversiones distribución que se requieren para atenderlo;
- El 23 de octubre de 2009, OSINERGMIN fue notificado de la resolución del 5 de octubre del 2009 expedida por la Sexta Sala Civil de la Corte Superior de Justicia de Lima que resolvió FUNDADA la queja de derecho interpuesta por OSINERGMIN y concedió con efecto suspensivo la apelación indicada;
- El 23 de octubre de 2009, mediante carta s/n, el Sr. Pedro Moisés Samar Heindinger solicitó que se revise la inclusión del Proyecto de Gasocentro GNV Estación Samar en la relación de estaciones de GNV a ser atendidos por Cálidda en su Plan de inversiones y, en caso no haber sido considerado, solicita su inclusión en el Plan de inversiones en el período de 18 meses desde la vigencia de las tarifas de distribución como le ha ofrecido Cálidda recientemente mediante oficio;
- El 28 de octubre de 2009, mediante carta GAC-086-2009, Enersur solicitó a OSINERGMIN que rectifique la posición indicada en el oficio N° 1062-2009-GART y que excluya a Enersur de la demanda para el cálculo de la Tarifa Única;
- La Resolución OSINERGMIN N° 202-2009-OS/CD, publicado el 30 de octubre de 2009, OSINERGMIN de conformidad con el mandato judicial que declaró fundada la queja de derecho, dejó sin efecto la Resolución OSINERGMIN N° 175-2009-OS/CD, lo cual determina la reincorporación de Kallpa Generación S.A. dentro del Procedimiento de Fijación de Tarifas de Distribución de Gas Natural

en Lima y Callao para el periodo 2009-2013, establecido por Resolución OSINERGMIN N° 660-2008-OS/CD;

- Mediante Resolución OSINERGMIN N° 203-2009-OS/CD, del 31 de octubre de 2009, OSINERGMIN resolvió el recurso de reconsideración presentado por Cálidda contra la Resolución OSINERGMIN N° 175-2009-OS/CD declarándolo improcedente por haber operado la sustracción de la materia, debido a que OSINERGMIN ha dejado sin efecto la resolución reconsiderada;
- El 4 de noviembre de 2009, mediante oficio N° 1138-2009-GART OSINERGMIN respondió la carta GAC-086-2009 de Enersur reiterando la posición señalada en su oficio N° 1062-2009-GART.

3. Criterios y Metodología

Los criterios y metodología empleados son las establecidas 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 y modificado con Decreto Supremo N° 048-200-EM, que establece los conceptos para calcular las Tarifas Únicas de Distribución para la concesión de Lima y Callao.
- Resolución OSINERGMIN N° 659-2008-OS/CD, publicada el 30 de noviembre de 2008, OSINERGMIN aprobó el “Procedimiento para la elaboración de estudios tarifarios sobre aspectos regulados de la distribución de gas natural”.

Adicionalmente, la metodología del diseño tarifario utilizado se encuentra definido en el informe del consultor, que se adjunta al presente en el Anexo N° 1.

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

4.1. 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 zona de concesión de Lima y Callao.

El mercado total de la concesión se segmentó de acuerdo a las siguientes categorías tarifarias:

Cuadro N° 19
Categorías Tarifarias

Categoría Tarifaria	Rango de Consumo (m3/mes)
A	Hasta 300 m3/mes
B	Desde 301 hasta 17 500 m3/mes
C	Desde 17 501 hasta 300 000 m3/mes
D	Desde 300 001 hasta 900 000 m3/mes
E1 (*)	Mayor a 900 000 m3/mes, del tipo consumidor inicial
E2	Mayor a 900 000 m3/mes, del tipo consumidor no inicial
GNV	Para estaciones de servicio y/o gasocentros de gas natural vehicular, independientemente de la magnitud de consumo mensual.
GE1 (*)	Para generadores eléctricos del tipo consumidor inicial, independientemente de la magnitud de consumo mensual.
GE2	Para generadores eléctricos del tipo no consumidor inicial, independientemente de la magnitud de consumo mensual.

Nota:

(*) Consumidor inicial son aquellos que suscribieron un contrato de suministro de gas natural del yacimiento de Camisea hasta antes de la licitación para la explotación de dicho yacimiento. Esta categoría se aplicará al consumidor hasta la fecha de término de su contrato de consumidor inicial.

Con relación al informe del consultor COSANAC, es conveniente indicar que la Categoría Tarifaria GE que propone OSINERGMIN es el equivalente a la Categoría Tarifaria "F" del consultor.

La proyección de los clientes y sus correspondientes demandas para los próximos 5 años, para cada categoría, se presenta seguidamente en los siguientes cuadros de acuerdo a lo establecido por OSINERGMIN.

Cuadro N° 20

Proyección del número de clientes conectados - OSINERGMIN

Categoría	C l i e n t e s			
	2009	2010	2011	2012
A	47400	60682	72505	87589
B	896	1067	1280	1560
C	202	235	268	301
D	37	46	53	56
E	7	7	12	13
D-GNV	85	114	142	169
GE	6	6	6	6
Total	50641	64167	76277	91707

Cuadro N° 21

Proyección de la demanda - OSINERGMIN

Categoría	Consumo Promedio Mensual (m3/C lie)	Demanda Actualizada (Millones m3)		Demanda (Millones m3)				
		Demanda	%	2009	2010	2011	2012	Total
A	21	48	0.6%	10	14	17	21	62
B	3,122	129	1.6%	30	37	44	55	166
C	81,461	847	10.8%	191	227	264	302	985
D	365,207	729	9.3%	167	200	230	248	845
E	3,217,480	1,288	16.4%	307	307	435	447	1,496
D-GNV	241,893	1,266	16.1%	245	341	411	482	1,478
GE	14,145,699	3,543	45.1%	655	1,052	1,052	1,377	4,135
Total		7,849	100%	1,605	2,178	2,453	2,932	9,168

La proyección de los clientes y sus correspondientes demandas para los próximos 5 años, para cada categoría, se presenta seguidamente en los siguientes cuadros de acuerdo a lo establecido por Cálidda.

Cuadro N° 22

Proyección del número de clientes conectados - Cálidda

Categoría	Clientes			
	2009	2010	2011	2012
A	18912	27587	40162	58341
B	432	581	727	866
C	199	232	267	289
D	17	19	24	26
E	19	20	21	25
D-GNV	86	109	129	149
GE	5	5	5	5
Total	19,670	28,553	41,335	59,701

Cuadro N° 23

Proyección de la demanda - Cálidda

Categoría	Consumo Promedio Mensual (m3/C lie)	Demanda Actualizada (Millones m3)		Demanda (Millones m3)				
		Demanda	%	2009	2010	2011	2012	Total
A	18	26	0.2%	4	6	9	13	31
B	2,304	62	0.5%	13	16	20	23	72
C	79,547	812	7.1%	186	214	255	289	944
D	534,232	474	4.1%	105	120	157	171	552
E	1,149,293	1,013	8.8%	268	359	239	298	1,164
D-GNV	243,049	1,185	10.3%	252	312	390	426	1,379
GE	37,784,553	7,886	68.8%	2,364	1,894	2,405	2,424	9,087
Total		11,459	100%	3,192	2,921	3,474	3,644	13,230

Un mayor detalle de la determinación de las demandas se puede encontrar en el Anexo N° 1 del presente informe.

4.2. Valorización de las Inversiones

La infraestructura del servicio de distribución comprende: redes de acero, redes de polietileno, estaciones de regulación y las obras especiales. Dicha infraestructura se valorizó utilizando costos unitarios a valores de mercado vigentes para dichas inversiones; y los metrados de las instalaciones existentes y proyectadas para los próximos 5 años.

La proyección de crecimiento de las redes se consideró a partir de los planes de expansión previstos por Cálidda. Para ello la información respectiva alcanzada en su propuesta tarifaria, fue verificada previamente mediante un cruce con la información alcanzada a OSINERGMIN en el marco del desarrollo del sistema georeferenciado denominado VNR-GIS, no identificándose mayores diferencias.

Las instalaciones que se consideraron para los próximos cinco años se muestran en el siguiente cuadro:

Cuadro N° 24

Metrados de Inversiones de Cálidda (TU) por Año (2004 – 2012)

RED PRINCIPAL	Año									
	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	
Gasoducto										
Acero Km	78	7	0	0	0	0	39	14	0	
Tubería de Conexión										
Acero Km	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
Estaciones de Regulación										
City Gate Unid	1	0	0	0	0	0	1	0	0	
ERPs Unid	1	0	2	0	0	0	0	0	0	
Obras Especiales										
Cruce de Río Unid	4	1	0	0	0	0	1	2	0	
Túnel Liner Unid	7	0	0	0	0	0	2	1	0	
Cruce Cond. Espec Unid										
Válvulas Unid	10	0	0	0	0	0	5	3	0	

OTRAS REDES	Año									
	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	
Gasoducto										
Acero Km	4	39	15	26	33	103	67	20	0	
PE Km	0	72	199	75	96	119	237	307	415	
Tubería de Conexión										
Acero Km	0	2	0	0	1	0	3	0	0	
PE Km	0	19	24	8	5	31	28	24	30	
Estaciones de Regulación										
City Gate Unid	0	0	0	0	0	2	0	1	0	
ERPs Unid	2	3	4	2	4	13	1	3	1	
Obras Especiales										
Cruce de Río Unid	0	1	0	1	0	0	1	0	0	
Túnel Liner Unid	0	2	1	1	0	0	0	0	0	
Cruce Cond. Espec Unid	0	8	39	16	12	0	0	0	0	
Válvulas Unid	10	105	120	66	15	9	4	3	0	

Por otro lado, la valorización de las redes se realizó utilizando los costos unitarios obtenidos del modelo denominado Baremo de Costos Unitarios de Gas Natural (BCUGN).

Dicho modelo establece costos estándar de inversión a partir del análisis detallado de los costos de materiales, obras civiles y mano de obra, cuya base de datos previamente fue revisada y actualizada con información proveniente de revistas especializadas del rubro; y cotizaciones e investigaciones directas realizadas por el Consultor (Ver anexo N° 1).

Las inversiones determinadas por OSIENRGMIN y por Cálidda para los próximos 5 años se muestran en los cuadros siguientes:

Cuadro N° 25
Valorización del Plan de Inversiones según COSANAC
(En miles de US\$)

RED PRINCIPAL	Existente	1	2	3	4
	2008	2009	2010	2011	2012
Gasoducto					
Acero	56 563	0	45 731	11 002	0
Tubería de Conexión					
Acero	121	0	5	0	0
Estaciones de Regulación					
City Gate	5 753	0	5 741	0	0
ERPs	1 087	0	0	0	0
Obras Especiales					
Cruce de Río	924	0	185	370	0
Túnel Liner	1 927	0	551	275	0
Cruce Cond. Especial	0	0	0	0	0
Válvulas	692	0	398	208	0
TOTAL RED PRINCIPAL	67 067	0	52 610	11 855	0

OTRAS REDES	Existente	1	2	3	4
	2008	2009	2010	2011	2012
Gasoducto					
Acero	31 749	38 618	20 545	8 123	10
PE	17 970	6 584	8 754	10 425	14 792
Tubería de Conexión					
Acero	571	110	529	75	0
PE	1 916	1 069	950	808	1 031
Estaciones de Regulación					
City Gate	0	3 562	0	1 781	0
ERPs	5 662	5 530	376	1 400	473
Obras Especiales					
Cruce de Río	370	0	185	0	0
Túnel Liner	1 101	0	0	0	0
Cruce Cond. Especial	557	0	0	0	0
Válvulas	841	81	54	57	0
TOTAL OTRAS REDES	60 736	55 554	31 393	22 670	16 306

Cuadro N° 26
Valorización del Plan de Inversiones según Cálidda (TU)
(En miles de US\$)

RED PRINCIPAL	EXISTENTE 2008	2009	2010	2011	2012
Gasoducto					
Acero	56,413	0	67,259	10,880	0
PE	0	0	0	0	0
Tubería de Conexión					
Acero	126	0	5	0	0
PE	0	0	0	0	0
Estaciones de Regulación					
City Gate	8,676	0	10,555	0	0
ERPs	1,017	0	0	0	0
Obras Especiales					
Cruce de Río	975	0	195	390	0
Túnel Liner	1,960	0	560	280	0
Cruce Cond. Especial	0	0	0	0	0
Válvulas	1,100	0	750	330	0
TOTAL RED PRINCIPAL	70,266	0	79,324	11,880	0

OTRAS REDES	EXISTENTE 2008	2009	2010	2011	2012
Gasoducto					
Acero	33,162	39,821	21,651	7,439	10
PE	19,715	7,002	9,095	10,720	15,281
Tubería de Conexión					
Acero	598	115	569	78	0
PE	2,051	2	48	0	0
Estaciones de Regulación					
City Gate	0	2,900	0	0	0
ERPs	5,123	5,612	343	1,650	589
Obras Especiales					
Cruce de Río	338	0	0	0	0
Túnel Liner	390	0	195	0	0
Cruce Cond. Especial	1,120	0	0	0	0
Válvulas	1,006	84	165	29	0
TOTAL OTRAS REDES	63,504	55,536	32,066	19,917	15,880

4.3. Costos de explotación de la distribución de gas natural en la concesión de Lima y Callao

Los costos de explotación de la distribución de gas natural en la concesión de Lima y Callao, se basan en un análisis detallado de los costos de operación y mantenimiento de Cálidda determinados tanto en función a los costos de una empresa eficiente con características de mercado similares a Cálidda, como en información de costos de operación y mantenimiento registrada en sus estados financieros. Por otro lado, se analizó también los costos de operación y mantenimiento de la Red Principal de Cálidda en función del Costo del Servicio ofertado, a efectos de determinar el monto por Costo de Explotación que requieren ser retirados de los Costos de Explotación del conjunto empresarial.

Para la determinación de los costos de explotación se consideraron:

- Costos de Operación y Mantenimiento de Distribución
- Costos de Comercialización
- Costos Personales de Gestión
- Costos No Personales de Gestión
- Costos Estándares de Explotación
- Verificación de los costos de explotación actuales
- Otros costos de operación y mantenimiento
- Costo financiero por la compra del Gas
- Pérdidas físicas y comerciales
- Monto de Incobrables
- Aportes a los organismos reguladores
- Costos de Promoción para las conexiones pde consumidores con consumos menores a 30 m³/mes.

En los cuadros siguientes se muestran los costos de operación y mantenimiento determinados por OSINERGMIN y por Cálidda.

Cuadro N° 27
Costos de Explotación de la Empresa Modelo según COSANAC

Actividad	Ítem	Año			
		1	2	3	4
Mantenimiento	Acero	703	958	1 047	1 058
	ERPs	310	320	350	360
	PE	339	482	664	910
Operación	Global	566	580	594	609
Odorización del GN	Global	145	197	221	265
Supervisión Directa	Global	2 563	2 614	2 667	2 720
Gastos Diversos	Global	769	784	800	816
TOTAL OPEX - DISTRIBUCIÓN		5 395	5 936	6 343	6 738
Comercialización	Lectura (Res y Com)	148	202	245	294
	Lectura (Ind y GNV)	3	4	5	6
	Reparto (Res y Com)	74	101	123	147
	Reparto (Ind y GNV)	2	2	3	3
	Cobranza	246	336	409	491
	Facturación	49	67	82	98
Supervisión Directa	Global	1 253	1 278	1 304	1 330
Gastos Diversos	Global	376	383	391	399
Marketing	Global	1 230	1 236	1 243	1 249
TOTAL OPEX - COMERCIALIZACIÓN		3 382	3 610	3 804	4 017
Supervisión Directa	Global	1 472	1 501	1 531	1 562
Gastos Generales	Global	2 883	2 941	3 000	3 060
TOTAL OPEX - ADMINISTRACIÓN		4 355	4 442	4 531	4 621
Costo Financiero del GN		59	76	89	102
Pérdidas		491	666	750	897
Incobrables		987	1 256	1 483	1 698
Alícuota OSINERGMIN		438	568	661	756
Mant. Acometidas & Rev. Instalación Interna (Cat. A)		0	18	167	319
Insp., Superv. y Hab. Inst. Interna (Cat. A)		290	247	219	280
PROMOCIÓN		4 628	3 527	2 790	3 175
TOTAL OPEX - OTROS		6 893	6 357	6 160	7 227
TOTAL OPEX		MUS\$ 20 025	20 345	20 838	22 603

Cuadro N° 28

Costos de Explotación de la Empresa Modelo según CALIDDA

Descripción	2009			2010			2011			2012		
	RP	ARP	OR									
Costos Directos de O&M	938 167	296 263	1 474 741	960 552	785 905	1 923 118	976 279	937 993	2 202 665	1 006 625	967 149	2 449 766
O&M Red de Baja Presión	0	0	331 862	0	0	453 222	0	0	608 603	0	0	801 053
O&M Red de Media y Alta Presión	84 316	26 626	181 010	79 139	64 749	234 762	83 817	80 530	268 146	87 123	83 706	278 722
O&M ERP	496 212	156 698	865 486	445 048	364 130	1 072 632	440 259	422 994	1 144 311	455 372	437 514	1 183 593
Scada y Comunicaciones	357 639	112 939	96 383	436 365	357 026	162 502	452 203	434 469	181 605	464 130	445 929	186 398
Costos Indirectos de O&M	5971	0	3 394 764	7576	0	4 276 407	6424	0	4 573 355	6687	0	4 769 147
Costo de personal de supervisión	3 710	0	1 958 193	4 222	0	2 634 655	4 429	0	2 942 428	4 660	0	3 120 214
Gastos varios	2 261	0	1 436 571	3 354	0	1 641 752	1 995	0	1 630 927	2 027	0	1 648 933
Otros Costos	0	0	1 997 667	0	0	2 380 238	0	0	2 964 208	0	0	3 756 553
Costos de página Web	0	0	6 000	0	0	6 000	0	0	6 000	0	0	6 000
Insp&Superv& Habil. Instal. Internas	0	0	327 813	0	0	482 967	0	0	693 919	0	0	947 283
Rev. Quinq. Inst. y Mant. Acom.	0	0	110 721	0	0	273 846	0	0	508 221	0	0	828 171
Pérdidas Estándar de Gas	0	0	1 265 077	0	0	1 353 782	0	0	1 442 410	0	0	1 646 997
Costo de Odorización	0	0	288 056	0	0	263 643	0	0	313 658	0	0	328 102
COSTOS TOTALES DE O&M	944 138	296 263	6 867 172	968 128	785 905	8 579 763	982 703	937 993	9 740 228	1 013 312	967 149	10 975 466
COSTOS TOTALES DE O&M	8 107 573			10 333 796			11 660 924			12 955 927		
Gastos Directos de Comercialización	196	0	211 707	316	0	342 467	490	0	531 661	733	0	794 003
Medición	59	0	64 068	96	0	104 274	150	0	162 372	224	0	242 679
Facturación	33	0	35 601	53	0	56 971	81	0	87 984	121	0	131 095
Distribución de recibos	33	0	35 595	53	0	57 635	83	0	89 595	124	0	133 922
Cobranza/Gestión Corte-Reconexión	18	0	19 417	29	0	31 148	44	0	48 100	66	0	71 640
Recaudación	53	0	57 026	85	0	92 439	132	0	143 610	198	0	214 667
Otros Gastos de Comercialización	3 178	0	3 689 368	3 545	0	4 198 474	3 764	0	4 325 909	4 129	0	4 615 357
Planilla Gerencia Comercial	1 092	0	1 182 071	1 037	0	1 234 582	1 061	0	1 275 163	1 145	0	1 300 781
Gastos diversos	2 086	0	2 507 297	2 508	0	2 963 892	2 703	0	3 050 746	2 984	0	3 314 576
Otros Gastos	0	0	5 869 795	0	0	5 615 792	0	0	4 344 847	0	0	4 758 774
Costos por pérdidas Comerciales	0	0	3 046 079	0	0	3 081 834	0	0	3 414 150	0	0	3 778 649
Alicuota Organos Reguladores	0	0	765 516	0	0	700 639	0	0	833 546	0	0	871 938
Capital Trabajo	0	0	78 022	0	0	90 819	0	0	97 151	0	0	108 187
Costo por la promoción	0	0	1 445 000	0	0	1 742 500	0	0	0	0	0	0
Servicio Firme de Transporte	0	0	535 178	0	0	0	0	0	0	0	0	0
COSTOS DE COMERCIALIZACION	3 374	0	9 770 870	3 861	0	10 156 733	4 254	0	9 202 417	4 862	0	10 168 134
COSTOS DE COMERCIALIZACION	9 774 244			10 160 594			9 206 671			10 172 996		
Gastos de Personal Administrativo	6 396	0	6 389 727	6 809	0	6 802 025	6 995	0	6 987 608	7 175	0	7 167 608
Costos Diversos de Gestión	6 110	0	6 103 781	6 329	0	6 323 121	6 356	0	6 349 316	6 087	0	6 080 692
COSTOS ADMINISTRATIVOS	12 506	0	12 493 508	13 138	0	13 125 146	13 351	0	13 336 924	13 262	0	13 248 300
COSTOS ADMINISTRATIVOS	12 506 014			13 138 284			13 350 275			13 261 562		

Seguidamente se presenta la forma de cálculo del Costo de Promoción de 315 US\$ por cliente conectado, el cual se ha calculado considerando que el consumidor, de dos artefactos, se beneficie del 20% del ahorro de la sustitución al gas natural.

	Costo Unitario (US\$/GJ)		Costo Unitario (US\$/GJ)
Pago del gas natural de 21 m3	6.51	Pago con combustible sustituto GLP	16.84
Ahorro con uso del gas natural (US\$/GJ)	10.33		

ACCESO A LA RED - RESIDENCIAL

Instalaciones para el acceso al gas natural	US\$	Años	FRC (*)	US\$/mes	US\$/m3	US\$/GJ
Derecho de Conexión	66	3	0.0329	2.16	0.10	2.53
Acometida	131	3	0.0329	4.31	0.20	5.04
Instalación Interna + Adec. Artefactos	333	3	0.0329	10.95	0.52	12.79
Total	529			17.43	0.82	20.35

(*) Factor de Recuperación de Capital calculado con intereses del 12% anual.

Descuento por Costo de Promoción	315	3	0.0329	10.36	0.49	12.09
Pago equivalente al 80% del ahorro con gas natural (a)	8.26					
Pago del gas natural de 21 m3 (b)	6.51					
Pago total del consumidor (a+ b)	14.78					

4.4. Cálculo de las tarifas por categorías de clientes

Inicialmente se define la tarifa promedio correspondiente a Otras Redes, determinada en función de los valores actualizados del CAPEX (Inversiones), las cuales corresponden a la actualización del VNR, OPEX (Costos de Operación y Mantenimiento - COyM) y la Demanda (D), de acuerdo a la siguiente fórmula:

$$TarifaPromedio = \frac{\sum_1^n \left(\frac{aVNR_n + COyM_n}{(1+i)^n} \right)}{\sum_1^n \left(\frac{D_n}{(1+i)^n} \right)}$$

Donde:

aVNRn: Anualidad del Valor Nuevo de Reemplazo de las inversiones al año n

COyMn: Costo anual de operación y mantenimiento año n

Dn: Demanda o consumo de los consumidores año n

I: Tasa de actualización

N: Periodo de cálculo

El detalle de los resultados obtenidos se muestra en el cuadro siguiente:

Cuadro N° 29

Costos de Explotación de la Empresa Modelo según CALIDDA

Ítem	Unidad	Alta Presión	Otras Redes
CAPEX	MUS\$	66 945	68 477
OPEX	MUS\$	23 484	49 203
COSTO TOTAL	MUS\$	90 429	117 680
DEMANDA	Mm3	7 849 217	6 043 000
TARIFA	US\$/Mm3	11,52	19,47

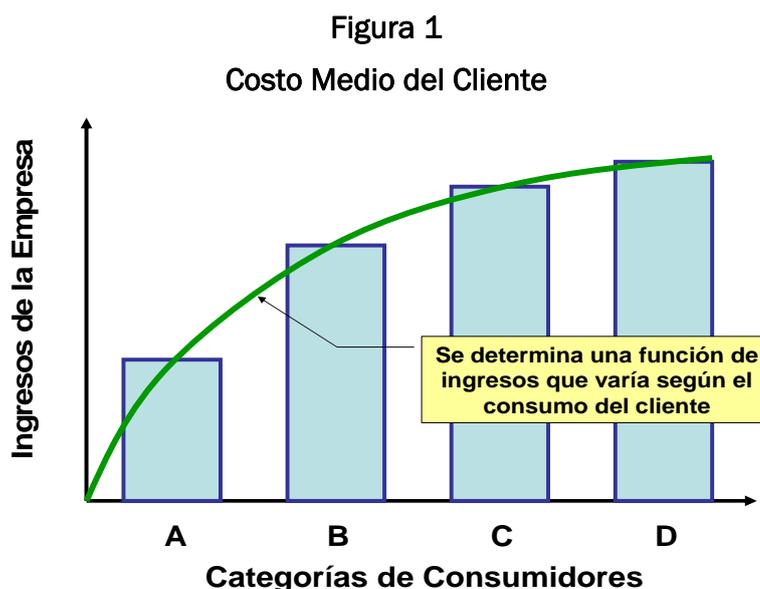
Posteriormente se han determinado las tarifas por categoría tarifaria, referente al uso de una red común, considerándose los siguientes criterios para las tarifas:

- Contribuyan a remunerar la totalidad de los costos eficientes de la empresa y permitan una recuperación de las inversiones a la tasa legal establecida.
- Reflejen los costos de desarrollo de la red.
- Reflejen el grado de competitividad del gas natural que permita la conversión de los clientes objetivos (los que forman la base tarifaria).
- Eviten la discrecionalidad en la asignación tarifaria y simulen el funcionamiento de un mercado competitivo.

A dichos criterios cabe agregar que se utilizó el criterio del Roll-in para las tarifas desde la A hasta la D y para el caso de los consumidores de las categorías E y GE1, se les aplicó el concepto de tarifa tipo incremental

Por otro lado, considerando que la Concesión de Lima y Callao se encuentra en proceso de expansión y que las inversiones tienen un periodo de recuperación de largo plazo, se estimó conveniente crear una metodología de diseño tarifario que permita ofrecer a los clientes una tarifa competitiva y que a la vez evite la discrecionalidad en el diseño tarifario.

Para determinar las tarifas para cada una de las tarifas considerando los criterios citados previamente, se consideró un margen de ahorro para cada categoría, respecto del energético sustituto, aplicando un ajuste que permita obtener el margen de ahorro en función del volumen de consumo. Se determina una curva de tipo potencial, en donde los márgenes definen el excedente del consumidor (sin considerar aún los costos de conversión), que podrían ser asignados a los costos de distribución, por lo tanto mediante un factor de ajuste para la curva se pueden determinar los precios promedios de distribución por cliente. Esta nueva curva afectada por el factor de ajuste se denomina costo medio del cliente (CMe), lo cual se muestra en la siguiente figura.



Es decir, el factor de ajuste aplicado a la curva permite trasladar 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 sustituto eficiente.

De la aplicación de la metodología citada anteriormente se obtuvieron los siguientes resultados:

Cuadro N° 30

Categoría	Participación del Mercado del Servicio de Distribución de Gas Natural	Pass-Through			Otras Redes Distribución Vigente	Tarifa Unica Distribución Propuesta	Tarifa Media Total		
		Precio del Gas	Transporte Principal	Distribución Principal			Vigente	Propuesta con Tarifa Única	Variación
		US\$/GJ	US\$/GJ	US\$/GJ			US\$/GJ	US\$/GJ	%
A	1%	0.90	0.96	0.19	4.47	3.90	6.51	5.75	-12%
B	2%	2.43	0.96	0.19	1.62	1.57	5.20	4.96	-5%
C	11%	2.43	0.96	0.19	0.92	0.99	4.50	4.38	-3%
D	9%	2.43	0.96	0.19	0.66	0.78	4.24	4.17	-2%
GNV	16%	0.76	0.96	0.19	0.76	0.86	2.67	2.58	-3%
E1	6%	2.43	0.96	0.19		0.19	3.58	3.58	0%
E2	10%	2.43	0.96	0.19		0.27	3.58	3.66	2%
GE1	17%	1.50	0.89	0.15		0.24	2.54	2.63	4%
GE2	28%	1.50	0.89	0.15		0.27	2.54	2.66	5%
Promedio	100%						3.17	3.18	1%

Cuadro N° 31

Categoría	Precio Sustituto	Precio GN con Tarifa Única	Ahorro respecto al sustituto	
	US \$/GJ	US \$/GJ	US \$/GJ	%
A	16.84	5.75	11.09	66%
B	15.02	4.96	10.06	67%
C	15.02	4.38	10.63	71%
D	9.76	4.17	5.59	57%
GNV	14.64	2.58	12.06	82%
E1	9.76	3.58	6.18	63%
E2	9.76	3.66	6.10	62%
GE1	3.96	2.63	1.34	34%
GE2	3.96	2.66	1.30	33%

Finalmente, a partir de las tarifas medias de distribución por categoría de cliente obtenidas, se determinaron los márgenes de comercialización (fijos y variables) y los márgenes de distribución (fijos y variables) por categoría, tal como muestra a continuación:

Cuadro N° 32

Categoría	Margen de Comercialización		Margen de Distribución
	MFC		MVD
	US\$/mes	US\$/(m ³ /día-mes)	US\$/Mil m ³
A	1.00		109.98
B	13.18		59.12
C		0.236	32.36
D		0.170	26.07
GNV		0.195	28.46

Categoría	Margen de Comercialización	Margen de Distribución	
	MFC	MFD	MVD
	US\$/(m ³ /día-mes)	US\$/(m ³ /día-mes)	US\$/Mil m ³
E1	0.0309	0.2071	9.77
E2	0.0436	0.2915	13.77
GE1	0.0378	0.2532	13.65
GE2	0.0432	0.2888	15.58

La Capacidad Garantizada se ha desagregado en el Margen Fijo de Comercialización y en el Margen Fijo de Distribución, en 13% y 87% respectivamente. Al Consumo Extra se le ha denominado Margen de Distribución Variable.

5. Tarifas Bases, Factores de Equilibrio Tarifario y de Mercado

Seguidamente se presentan las tarifas medias, tarifas bases, factores de equilibrio y de mercado que se han empleado para determinar las tarifas por categoría tarifaria, tanto por el lado de OSINERGMIN como de Cálidda.

Cuadro N° 33 - Propuesta OSINERGMIN/COSANAC

ALTA PRESIÓN - RP

	Demanda Actualizada (Miles m3)	Costo Total Actualizado (Miles US\$)	Tarifa Media (US\$/Mil m3)
ACERO	7,849,217	90,429	11.52

OTRAS REDES

	Demanda Actualizada (Miles m3)	Costo Total Actualizado (Miles US\$)	Tarifa Media (US\$/Mil m3)
PE	47,768	38,521	806.41
ACERO	6,043,000	57,900	9.58

	Tarifa Base (US\$/Mil m3)	Factor de Equilibrio Tarifario (FET)	Factor de Caracterización de Mercado (FCM)
A	827.52	0.19	1.00
B	21.10	3.00	1.00
C	21.10	1.90	1.00
D	21.10	1.50	1.00
E1	11.52	1.00	0.85
E2	11.52	1.20	1.00
GNV	21.10	1.65	1.00
GE1	11.52	1.00	1.18
GE2	11.52	1.35	1.00

Cuadro N° 34 – Propuesta de Cálida

ACERO

	Demanda Actualizada (Miles m3)	Costo Total Actualizado (Miles US\$)	Tarifa Media (US\$/Mil m3)
ACERO	30,177,163	415,186	13.76

POLIETILENO

	Demanda Actualizada (Miles m3)	Costo Total Actualizado (Miles US\$)	Tarifa Media (US\$/Mil m3)
PE	100,513	67,049	667.07

COMERCIALIZACIÓN Y ADMINISTRATIVOS

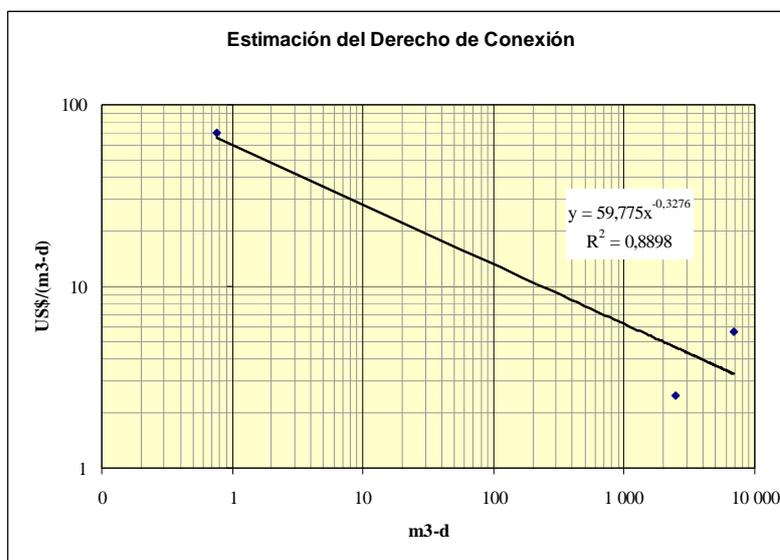
	Demanda Actualizada (Miles m3)	Costo Total Actualizado (Miles US\$)	Tarifa Media (US\$/Mil m3)
ACERO	30,177,163	207,882	6.89

	Tarifa Base (US\$/Mil m3)	Factor de Equilibrio Tarifario (FET)	Factor de Caracterización de Mercado (FCM)
A	687.71	0.17	1.00
B	20.65	4.16	1.00
C	20.65	2.53	1.00
D	20.65	1.97	1.00
E1	20.65	1.12	1.00
E2	20.65	1.12	1.00
GNV	20.65	3.15	1.00
GE1	20.65	0.49	1.00
GE2	20.65	0.49	1.00

6. Derechos de Conexión y factor “k”

Tomando en cuenta los costos promedios que demandarían las conexiones de un cliente tipo de la categoría, según se detallan en el siguiente cuadro y ajustándolos a la curva de la figura mostrada, se obtienen los cargos por derecho de Conexión indicados a continuación.

Figura 2



Cuadro N° 35

DETERMINACIÓN DEL DERECHO DE CONEXIÓN

Item	Unidad	Tubería						
		Cat. A PE 20 mm	Cat. B PE 32 mm	Cat. C Acero 2	Cat. D Acero 3"	Cat. D-GNV Acero 3"	Cat. E Acero 8"	Cat. F Acero 10"
Costo Unitario	US\$/m	32,9	35,1	183	193	193	294	365
Longitud	m	2,0	20,0	40	150	500	800	2 000
Capacidad	m ³ /d	0,7	102,7	2 715	12 174	7 953	178 844	1 050 000
Inversión	US\$	65,7	701,4	7 314	28 919	96 395	235 080	730 020
Costo Medio	US\$/(m ³ /d)	94,2	6,8	2,7	2,4	12,1	1,3	0,7
Consumo	m ³ /mes	21,2	3 122,4	81 461	365 207	241 893	5 439 836	31 937 500
Capacidad	m ³ /d	0,7	102,7	2 715	12 174	7 953	178 844	1 050 000
Factor K (*)		9	3	3	3	3	3	3

Nota (*): Propuesta para el Factor K definido en la Resolución OSINERGMIN N° 056-2009-OS/CD

7. Cargo por Acometidas para consumidores con consumo menor o igual a 300 m³/mes

En el Anexo N° 1 del informe se muestra el análisis efectuado para la determinación de los Cargos.

Para el caso de la instalación del medidor en un muro existente y para la instalación del medidor acondicionando un murete para el mismo.

Se efectuó un análisis a los costos de acometidas presentados por Cálidda en su Propuesta Tarifaria, utilizando la estructura de costos siguiente aplicando los costos unitarios del BCUGN (Baremo de Costos Unitarios de Gas Natural), con precios actualizados.

- Análisis de Costos de las Obras Civiles para la instalación de gabinete de protección de medidor.
- Instalación de gabinete de medición residencial simple empotrado en muro existente.
- Instalación de un gabinete de medición residencial simple empotrado en murete construido.
- Determinación del Costo de Instalación.
- Suministros de materiales.
- Cálculo de los Cargos por Instalación de Medidor.

De lo citado anteriormente se obtuvieron los siguientes valores para tres tipos diferentes de acometidas para consumidores con consumos menores a 300 m³/mes.

Asimismo, en los cuadros siguientes se muestra las diferencias entre los valores propuestos por Cálidda y los determinados por OSINERGMIN.

Cuadro N° 36

Cargos y Diferencias por Acometidas con consumo menor a 300 m3/mes

Descripcion	Und.	CARGO POR INSTALACIÓN DE MEDIDOR US\$					
		EN MURO EXISTENTE			EN MURETE CONSTRUIDO		
		COSANAC (A)	CALIDDA (B)	DIF. A/B	COSANAC (A)	CALIDDA (D)	DIF. C/D
CARGO POR MEDIDOR G 1,6							
Costo de Instalación							
Costo de obras civiles	Und.	41,70	43,06	3,16%	65,21	77,64	16,01%
Suministro de Materiales							
Regulador con corte por baja presion	Und.	21,00	21,00	0,00%	21,00	21,00	0,00%
Accesorios	Und.	5,08	5,00	-1,64%	5,08	5,00	-1,64%
Medidor	Und.	25,73	23,00	-11,85%	25,73	23,00	-11,85%
Costo Directo		93,51	92,06		117,02	126,64	
GG.U. 15 %		11,22	11,05		14,04	15,20	
Gasto Total		104,73	103,11	-1,57%	131,06	141,84	7,60%
CARGO POR MEDIDOR G 4							
Costo de Instalación							
Costo de obras civiles	Und.	41,70	43,06	3,16%	65,21	77,64	16,01%
Suministro de Materiales							
Regulador con corte por baja presion	Und.	21,00	21,00	0,00%	21,00	21,00	0,00%
Accesorios	Und.	5,08	5,00	-1,64%	5,08	5,00	-1,64%
Medidor	Und.	45,05	64,00	29,62%	45,05	64,00	29,62%
Costo Directo		112,83	133,06		136,34	167,64	
GG.U. 15 %		13,54	15,97		16,36	20,12	
Gasto Total		126,37	149,03	15,21%	152,70	187,76	18,67%
CARGO POR MEDIDOR G 6							
Costo de Instalación							
Costo de obras civiles	Und.	83,40	106,00	21,32%	127,16	106,00	-19,96%
Suministro de Materiales							
Regulador con corte por baja presion	Und.	21,00	21,00	0,00%	21,00	21,00	0,00%
Accesorios	Und.	5,08	5,00	-1,64%	5,08	5,00	-1,64%
Medidor	Und.	65,22	64,00	-1,91%	65,22	64,00	-1,91%
Costo Directo		174,71	196,00		218,47	196,00	
GG.U. 15 %		20,96	23,52		26,22	23,52	
Gasto Total		195,67	219,52	10,86%	244,68	219,52	-11,46%

8. Cargos por Inspección, Supervisión y Habilitación de las Instalaciones Internas de consumidores mayores a 300 m3/mes.

En el Anexo N° 1 del informe se muestra el análisis para la determinación de los Cargos por Inspección, Supervisión y Habilitación de las Instalaciones Internas.

9. Cargos por corte y reconexión

En el Anexo N° 1 del informe se muestra el análisis efectuado para la determinación de los Cargos por Corte y Reconexión. Sin embargo, adicionalmente, con el valor de la relación entre la reconexión y el corte tipo cierre se ha extrapolado y obtenido el valor para la reconexión del tipo retiro de componente de la Acometida.

Cuadro N° 37

Cargo por Corte del Suministro de Gas Natural (US\$)

Tipo de Corte		Categoría y características del consumidor			
		Categoría A	Categoría B Comercial	Categoría B y C Industrial	Categoría D
I	Cierre	5.98	5.98	22.86	30.40
II	Retiro de componente de la Acometida	6.38	6.38	47.71	78.98
III	Corte del servicio	65.06	65.06	-	-

Tipo de Corte		Categoría y características del consumidor			
		Categoría B y C Industrial Polietileno	Categoría B y C Industrial Acero	Categoría D Polietileno	Categoría D Acero
I	Cierre	-	-	-	-
II	Retiro de componente de la Acometida	-	-	-	-
III	Corte del servicio	163.51	199.50	163.51	199.50

Cuadro N° 38

Cargo por Reconexión del Suministro de Gas Natural (US\$)

Tipo de Reconexión		Categoría y características del consumidor			
		Categoría A	Categoría B Comercial	Categoría B y C Industrial	Categoría D
I	Cierre	5.20	5.20	31.02	58.22
II	Retiro de componente de la Acometida	5.55	5.55	64.74	151.26
III	Corte del servicio	80.92	80.92	-	-

Tipo de Reconexión		Categoría y características del consumidor			
		Categoría B y C Industrial Polietileno	Categoría B y C Industrial Acero	Categoría D Polietileno	Categoría D Acero
I	Cierre	-	-	-	-
II	Retiro de componente de la Acometida	-	-	-	-
III	Corte del servicio	196.07	269.61	196.07	269.61

10. Fórmulas de Actualización y Procedimiento de Ajuste

En el Anexo N° 1 del informe se muestra los parámetros y fórmulas de actualización que propone el consultor, para el presente proceso tarifario, los cuales se han adaptado a lo señalado en el reglamento.

Es importante señalar que el artículo 120 del Reglamento define los factores de actualización que afectan los costos de la concesión, mientras que el artículo 121 en su tercer párrafo señala el reajuste de las tarifas por efecto de un cambio sustantivo entre los costos e ingresos. Por esta razón, el factor FA1 está relacionado con el artículo 120 y el factor FA3 con el artículo 121.

De la misma manera, el artículo 107 del Reglamento en su cuarto párrafo señala que OSINERGMIN definirá factores y cuentas de equilibrio tarifario de forma de garantizar el equilibrio entre los costos y los ingresos aprobados.

Por esa razón se han creado dos variables intermedias denominadas Factor de Costo Medio (FCM) y Factor de Ingreso Medio (FIM) las que en un inicio tienen un valor igual a 1.0, pero por cambios en el nivel de inversiones, volumen de consumo y estructura de las categorías se desequilibrarán dentro del periodo tarifario.

En consecuencia, y tal como se señala más adelante, se establece que un cambio sustantivo en el equilibrio de la tarifa se produce cuando la relación entre el FCM y el FIM supera la banda del 2%, es decir, fuera del rango de 0.98 y 1.02.

Para determinar el FCM se debe evaluar el cambio en las inversiones respecto del cambio en el volumen vendido (FAI y FAD), mientras que para evaluar el FIM se debe comparar el cambio en el Ingreso medio (IM) producto del cambio en la estructura de la categoría tarifaria.

En caso se produjera el desequilibrio entre los ingresos y costos medios que superan la banda establecida, entonces se procede a ajustar la Tarifa de cada Categoría según un factor alfa que toma en cuenta el excedente del consumidor respecto al límite máximo de la Tarifa.

10.1. Fórmulas de Actualización

Fíjese la fórmula de actualización que se aplicará para el ajuste de las respectivas tarifas, considerando factores de actualización de los costos unitarios y de los costos de promoción, de la demanda, de la inversión ejecutada y del equilibrio tarifario acuerdo a lo siguiente:

$$T_i^1 = T_i^0 \times FA1 \times FA2 \times FA3_i$$

$$FCM = FAI \times FAD$$

Donde:

FA1: Factor de Actualización de Costos Unitarios.

FA2: Factor de Ajuste asociado a la Promoción.

FA3i: Factor de Equilibrio Tarifario por Categoría de Usuario “i”. Inicialmente este factor es igual a 1.0 para todas las categorías.

FAI: Factor de Ajuste de la Inversión que es utilizado para determinar el FCM.

FAD: Factor de Ajuste de la Demanda que es utilizado para determinar el FCM

FCM: Factor de Cambio en el Costo Medio. Es utilizado para comparar el equilibrio entre los costos e ingresos medios.

10.2. Factor de Actualización de Costos Unitarios

La determinación del valor del Factor de Actualización de Costos Unitarios (FA1), se efectuará de acuerdo a lo siguiente:

$$FA1 = a \times \frac{PPI_a}{PPI_0} + b \times \frac{IAC_a}{IAC_0} + c \times \frac{IPE_a}{IPE_0} + d \times \frac{IPM_a}{IPM_0}$$

Donde:

FA1: 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 del año 2008, estableciéndose su valor base igual a 278,1.

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 acero correspondiente al mes de setiembre del año 2008 estableciéndose su valor base igual 185,0.

PPI_a: Definido en las Resoluciones OSINERG N° 082-2003-OS/CD y OSINERG N° 084-2003-OS/CD. Se aplicará cada año y será el vigente al mes de mayo.

PPI₀: Valor Base a setiembre 2008 igual a 169,2.

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 del año 2008 igual a 199,794703.

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

Cuadro N° 39

Parámetros Generales de Actualización

VNR Existente				
Parámetro	a	b	c	d
VNR Existente	1.000	0	0	0
TARIFAS DE DISTRIBUCIÓN				
Parámetro	a	b	c	d
MD y MC	0.0968	0.3426	0.0266	0.5340

INSTALACIÓN DE ACOMETIDA EN MURO EXISTENTE				
Tipo de Medidor	a	b	c	d
G1,6	0.4462	0.0000	0.0000	0.5538
G 4	0.5226	0.0000	0.0000	0.4774
G 6	0.4407	0.0000	0.0000	0.5593

INSTALACIÓN DE ACOMETIDA EN MURETE CONSTRUIDO				
Tipo de Medidor	a	b	c	d
G1,6	0.3565	0.0000	0.0000	0.6435
G 4	0.4325	0.0000	0.0000	0.5675
G 6	0.3524	0.0000	0.0000	0.6476

DERECHO DE CONEXIÓN				
Categorías	a	b	c	d
C,D,E,GE-1 y GE-2	0.0000	1.0000	0.0000	0.0000
A y B	0.0000	0.0000	1.0000	0.0000

INSPECCIÓN, SUPERVISIÓN Y HABILITACIÓN DE REDES INTERNAS				
Categorías	a	b	c	d
B,C,D,E,GE-1 y GE-2	0.0000	0.0000	0.0000	1.0000

CORTE Y RECONEXIÓN				
Parámetro	a	b	c	d
CORTE	0.0000	0.0000	0.0000	1.0000
RECONEXIÓN	0.0000	0.0000	0.0000	1.0000

10.3. Factor de Ajuste asociado a la Promoción

De acuerdo con el artículo 112 del Reglamento la tarifa incluye los gastos de promoción para la conexión de nuevos clientes residenciales. Por lo tanto, las diferencias entre los clientes conectados realmente por el concesionario y los estimados en la fijación de tarifas es recogido en el factor FA2 el cual sólo se aplica una vez al año de acuerdo a lo siguiente:

$$FA2 = 0,899 + 0,101 \times GP_1/GP_0$$

Donde, el Gasto de Promoción (GP_j) tiene la siguiente estructura:

$$GP_j = k \times \sum_{i=1}^{NM} VP(UsuariosConectados_i^j)$$

Donde:

NM: Número de meses del periodo regulatorio (48).

k: Monto unitario de promoción igual a 315 US\$/cliente.

GP_j : Gasto de Promoción en valor actualizado al inicio del periodo tarifario. El subíndice $j=0$ indica valor inicial y el subíndice $j=1$ indica revisión anual.

VP: Representa la determinación del Valor Presente utilizando la Tasa de Descuento Mensual. (Tasa Anual 12%).

Usuarios Conectados: Corresponde al número de Nuevos Clientes Domésticos en el mes "i" de acuerdo a lo establecido en el siguiente cuadro:

Cuadro N° 40

Evolución de la Conexión de Nuevos Clientes Domésticos

Mes	Nuevos Clientes						
1	1,264	13	1,279	25	953	37	1,106
2	1,277	14	1,265	26	954	38	1,131
3	1,290	15	1,228	27	924	39	1,155
4	1,307	16	1,214	28	955	40	1,195
5	1,324	17	1,157	29	925	41	1,227
6	1,334	18	1,129	30	942	42	1,232
7	1,340	19	1,085	31	972	43	1,271
8	1,321	20	1,072	32	1,003	44	1,291
9	1,318	21	998	33	1,034	45	1,326
10	1,293	22	966	34	1,033	46	1,367
11	1,282	23	954	35	1,064	47	1,409
12	1,266	24	935	36	1,064	48	1,374

Para cada año se reevaluará el Gasto de Promoción considerando los clientes realmente conectados y manteniendo para la proyección los clientes estimados en la tabla anterior.

10.4. Factor de Ajuste de la Demanda

El Factor de Ajuste de la Demanda (FAD) se determinará de acuerdo a lo siguiente:

$$FAD = \frac{VP(Demanda_0)}{VP(Demanda_1)}$$

$$Demanda_1 = Demanda_0 + \frac{\Delta Demanda_0^1}{2}$$

Para cada año se tomará la demanda realmente vendida y se mantendrá la demanda proyectada para el resto del periodo de regulación. La nueva demanda se determina considerando la demanda original del estudio tarifario más el 50% del cambio en la demanda realmente ejecutada. Los valores de la demanda estimada por categorías y meses se encuentran en el informe de sustentación de las tarifas.

En caso exista un cambio en la demanda, por decisión judicial, OSINERGMIN reevaluará de oficio el FAD, FCM y FIM y dispondrá, de acuerdo con los límites establecidos para determinar si dicho cambio amerita un reajuste de tarifas, el cambio en el FA3 para mantener el equilibrio de la tarifa al concesionario.

10.5. Factor de Ajuste de la Inversión (FAI)

El Factor de Ajuste de la Inversión considera los cambios en la proyección de la inversión de acuerdo con la siguiente fórmula:

$$FAI = 0,7245 + 0,2755 \times VNRF_i / VNRF_0$$

Donde:

VNRF₀: Inversión Proyectada actualizada del periodo, evaluado en el año de control base (igual a US\$ 82 503 Miles) de acuerdo a lo establecido en el informe de sustento de la presente resolución.

VNRF_i: Inversión Proyectada actualizada del periodo, evaluado en el año de control i, tomando en consideración los metrados (ejecutados y proyectados en el periodo) valorizados según los Costos Unitarios establecidos en el informe de sustento de la presente resolución.

10.6. Factor de Equilibrio Tarifario (FA3)

El Factor de Equilibrio Tarifario por Categoría de Usuario (FA3_i) permite equilibrar el cambio en el Costo Medio de Distribución con el cambio necesario en el Ingreso Medio por el FA3. Se determina según lo siguiente:

$$FIM = IM^1 / IM^0$$

Donde:

FIM: Factor de Cambio en el Ingreso Medio Total.

IM⁰: Ingreso Medio al Inicio del Periodo de Regulación sin factores de ajuste de costos.

IM¹: Ingreso Medio en el año de control dentro del Periodo de Regulación sin factores de ajuste de costos.

$$IM^0 = \sum_{i=1}^N T_i^0 \times \%DemandaCategoría_i^0$$

$$IM^1 = \sum_{i=1}^N T_i^1 \times \%DemandaCategoría_i^1$$

Donde:

T_i⁰= Es el valor de la tarifa aprobada en la presente resolución, para cada categoría de consumidor.

T_i¹= Es el valor de la tarifa para cada categoría de consumidor luego de aplicar FA3_i

Se considera relevante el cambio en el Factor de Equilibrio Tarifario Vigente cuando la relación entre el FCM y el FIM se encuentra fuera de la banda de 0,98 a 1,02. En caso dicha relación estuviera fuera de dicha banda entonces se procederá a calcular los factores de ajuste tarifario por categoría (FA3) para que el nuevo FIM sea igual al FCM.

Para cada categoría el Factor de Equilibrio Tarifario (FA3_i), se calcula de acuerdo con la relación de las Tarifas Límites (TL) de cada categoría respecto a su Tarifa Aprobada (T). En la siguiente ecuación el valor de "alfa" permite distribuir el excedente de la categoría para lograr que los nuevos ingresos medios totales produzcan el FIM que se requiere para igualar al FCM.

$$FA3_i = 1 + \alpha \times \left(\frac{TL_i}{T_i} - 1 \right)$$

Los parámetros TL y T, iniciales, para reajustar las tarifas de acuerdo con la fórmula anterior se muestran en el siguiente cuadro:

Cuadro N° 41

Parámetros para definir el FA3

Categoría Tarifaria	Estructura Demanda	US\$ / mil m ³		Relación TLi / Ti
		Ti	TLi	
A	0.61%	157.28	157.28	1.00
B	1.64%	63.34	215.01	3.39
C	10.79%	40.13	273.87	6.82
D	9.28%	31.67	144.38	4.56
GNV	16.13%	34.88	247.59	7.10
E1	6.03%	9.77	77.32	7.91
E2	10.38%	13.77	77.32	5.62
GE1	16.98%	13.65	25.73	1.89
GE2	28.15%	15.58	25.73	1.65

**ANEXO N° 1 - Informe “Análisis de propuesta
tarifaria de gas natural (Tarifa Única) periodo
2008 – 2012” del consultor COSANAC**
