
**ESTUDIO TARIFARIO PARA LA DISTRIBUCIÓN
DE GAS NATURAL EN LIMA Y CALLAO**

**PROCEDIMIENTO PARA LA PRIMERA REGULACIÓN
TARIFARIA ANTES DE LA APLICACIÓN DE LA TARIFA
INICIAL
“OTRAS REDES”**

INFORME FINAL

Preparado para:

OSINERG – GERENCIA ADJUNTA DE REGULACIÓN TARIFARIA

Preparado por:

Gas Natural de Lima y Callao S.R.L.

Freyre & Asociados S.A.

R. García Consultores S.A.

Informe Final

Tarifas de Distribución de Gas Natural por “Otras Redes”

Contenido

RESUMEN EJECUTIVO	5
I. PRINCIPALES SUPUESTOS	6
II. RESULTADOS	10
SECCIÓN 1. - INTRODUCCIÓN	14
SECCIÓN 2. - SUPUESTOS DEL MODELO	15
I. DEMANDA	15
I.1. PROYECCIÓN DE DEMANDA DE LOS SEGMENTOS RESIDENCIAL Y COMERCIAL	15
I.1.1. <i>Conexión de clientes</i>	15
I.1.2. <i>Consumos unitarios</i>	17
I.2. PROYECCIÓN DE DEMANDA DEL SEGMENTO INDUSTRIAL	19
I.3. GAS NATURAL VEHICULAR (GNV)	19
I.4. PROYECCIÓN DE DEMANDA - RESUMEN	20
II. INVERSIONES (CAPEX)	23
II.1. PLAN DE OBRAS	23
II.1.1. <i>Plan de obras “quinquenal” inicial</i>	23
II.1.2. <i>Expansiones</i>	23
II.2. PLAN DE INVERSIONES Y TENDIDO DE REDES SEGMENTOS RESIDENCIAL Y COMERCIAL	24
II.2.1. <i>Inversiones</i>	24
II.3. PLAN DE INVERSIONES Y TENDIDO DE REDES SEGMENTO INDUSTRIAL	25
II.4. CÁLCULO DE INVERSIONES	26
II.5. ESTIMACIÓN DEL CAPITAL DE TRABAJO	28
II.6. ESTIMACIÓN DE LAS INVERSIONES FIJAS NO PRODUCTIVAS (Ó “INVERSIONES OPERATIVAS”)	29
II.7. PLAN DE INVERSIONES Y TENDIDO DE REDES - RESUMEN	29
III. GASTOS OPERATIVOS (OPEX)	31
III.1. COSTOS DE GERENCIA TÉCNICA	33
III.2. COSTOS GERENCIA DE ADMINISTRACIÓN	33
III.3. COSTOS GERENCIA COMERCIAL	33
III.4. OTROS COSTOS RECURRENTE	34
III.5. COSTOS DE DESARROLLO	34
IV. ACOMETIDAS PARA CLIENTES RESIDENCIALES Y COMERCIALES	37
V. MECANISMOS DE TRANSICIÓN	37
V.1. ANTECEDENTES	37
V.2. COSTOS DE CONEXIÓN	37
V.3. COSTOS DE HABILITACIÓN	38
V.4. MOLÉCULA DE GAS	38
V.5. COSTOS DE DESARROLLO	38
VI. TRANSPORTE Y DISTRIBUCIÓN EN LA RED PRINCIPAL (PASS-THROUGH)	38

VII.	ALGORITMOS DE CÁLCULO DEL MODELO	39
VII.1.	ESTIMACIÓN DEL MARGEN DE DISTRIBUCIÓN (MDBP) Y DEL MARGEN DE COMERCIALIZACIÓN (MC)	39
VIII.	ASIGNACIÓN DE COSTOS Y ESTRUCTURA TARIFARIA	40
VIII.1.	SEPARACIÓN DE LAS ACTIVIDADES DE DISTRIBUCIÓN Y COMERCIALIZACIÓN	40
VIII.2.	ASIGNACIÓN DE COSTOS DE DISTRIBUCIÓN ENTRE LAS DISTINTAS CATEGORÍAS TARIFARIAS	41
VIII.3.	ASIGNACIÓN DE COSTOS DE COMERCIALIZACIÓN ENTRE LAS DISTINTAS CATEGORÍAS TARIFARIAS	43
VIII.4.	ESTRUCTURA TARIFARIA	43
	SECCIÓN 3. - RESULTADOS DEL MODELO	46
I.	CATEGORÍAS TARIFARIAS	46
II.	CUADRO TARIFARIO	47
III.	FORMULAS DE CÁLCULO PARA FACTURACIÓN	47
III.1.	COSTO DE GAS	47
III.2.	COSTO DE TRANSPORTE POR RED PRINCIPAL	48
III.3.	COSTO DE DISTRIBUCIÓN POR RED PRINCIPAL	48
III.4.	COSTO DE DISTRIBUCIÓN EN OTRAS REDES	48
III.5.	EJEMPLO DE DETALLE DE CÁLCULO PARA UN CLIENTE	48
IV.	FÓRMULAS DE ACTUALIZACIÓN DE LOS CARGOS TARIFARIOS	50
V.	TARIFA MEDIA POR CATEGORÍA	55
VI.	FACTURA MENSUAL POR CATEGORÍA DE CLIENTE (USUARIO TÍPICO)	55
	SECCIÓN 4. – CARGOS EXTRA-TARIFARIOS	55
I.	FUNDAMENTOS	55
II.	CARGOS EXTRA-TARIFARIOS PARA GNLC	56
	ANEXOS	59
	ANEXO 1: ESTUDIO DE DEMANDA	59
	ANEXO 2: DEMANDA INDUSTRIAL CLASIFICADA POR CIU	59
	ANEXO 3: INFORME “PROYECCIÓN DE GAS NATURAL VEHICULAR PARA GNLC”, FREYRE-GARCÍA & ASOCS.	59
	ANEXO 4: DETALLE DE PLAN DE OBRAS POR DISTRITOS (2004-2010)	59
	ANEXO 5: LINEAMIENTOS GENERALES PARA UNA METODOLOGÍA DE TRATAMIENTO DE LAS EXPANSIONES DE LA RED DE DISTRIBUCIÓN DE GNLC	59
	ANEXO 6: ESTUDIO DE DISEÑO DE REDES	59
	ANEXO 7: CONSIDERACIONES PARA LA OPERACIÓN Y EL MANTENIMIENTO DEL SISTEMA DE DISTRIBUCIÓN	59
	ANEXO 8: BENCHMARKS	59

Índice de Tablas

Tabla 1: Demanda Estimada	7
Tabla 2: Inversiones Estimadas	8
Tabla 3: Costos Operativos Estimados	9
Tabla 4: Precios de Combustibles Sustitutos	10
Tabla 5: Categorías Tarifarias	10
Tabla 6: Cuadro Tarifario Inicial	11
Tabla 7: Factura Mensual por Categoría de Cliente (usuario típico).	11
Tabla 8: GNLC "Otras Redes" – Detalle de Ingresos y Egresos 2004-2024 – Distribución.	12
Tabla 9: GNLC "Otras Redes" - Detalle de Ingresos y Egresos 2004-2024 (cont.) – Comercialización.	13
Tabla 10: Proyección de Clientes Residenciales y Comerciales	17
Tabla 11: Perfil de Demanda de Energía de los Hogares de Lima Metropolitana	18
Tabla 12: Proyección del consumo medio de los clientes residenciales	18
Tabla 13: Proyección de clientes comerciales	19
Tabla 14: Proyección de Demanda Industrial y GNV	19
Tabla 15: Demanda Estimada	21
Tabla 16: Resumen Demanda Estimada	22
Tabla 17: Indicadores de los Sectores Tipo	25
Tabla 18: Costo Unitario por metro lineal de Red	25
Tabla 19: Inversiones de los clusters Industriales	26
Tabla 20: Inversiones de los clusters Industriales asignadas a "Otras Redes"	26
Tabla 21: Proyección de las Inversiones – Segmentos Residencial y Comercial (2004 – 2009)	27
Tabla 22: Inversiones Estimadas	30
Tabla 23: Detalle de los OPEX considerados	32
Tabla 24: Evolución Estimada de Costos de O&M y Seguros	33
Tabla 25: Evolución Estimada de Costos de Administración	33
Tabla 26: Evolución Estimada de Costos de Comercialización	34
Tabla 27: Evolución Estimada del Porcentaje de Incobrables (respecto a la facturación)	34
Tabla 28: Costos Operativos Estimados	36
Tabla 29: Costo Estimado de Acometidas para clientes Residenciales y Comerciales	37
Tabla 30: Categorías Tarifarias	46
Tabla 31: Cuadro Tarifario Inicial	47
Tabla 32: Factores de conversión	49
Tabla 33: Tarifas	50
Tabla 34: Ejemplo de facturación	50
Tabla 35: GNLC "Otras Redes" – Detalle de Ingresos y Egresos 2004-2024 – Distribución	53
Tabla 36: GNLC "Otras Redes" – Detalle de Ingresos y Egresos 2004-2024 – Comercialización	54
Tabla 37: Tarifas Medias por Categoría de Cliente	55
Tabla 38: Factura Mensual por Categoría de Cliente (usuario típico)	55
Tabla 39: GNLC "Otras Redes" – Cargos Extratarifarios	58

Índice de Gráficos

Gráfico 1: Composición Estimada del Mercado a Abastecer por GNLC	22
--	----

Informe Final

Tarifas de Distribución de Gas Natural por “Otras Redes”

Resumen Ejecutivo

El objetivo de este documento es presentar al OSINERG los estudios referidos a la estimación de la demanda, la valorización de la Inversión, los costos de operación y mantenimiento y la metodología para el cálculo de las tarifas de distribución por “Otras Redes”. Estos estudios han sido elaborados por GNLC y el Consultor de acuerdo con los términos de referencia aprobados por OSINERG.

El documento describe los conceptos teóricos, los algoritmos de cálculo usados para diseñar el sistema tarifario a nivel de distribución por “Otras Redes” y los principales resultados.

Las tarifas que resultarían adecuadas para la distribución de gas natural en Lima y Callao surgen de un modelo de cómputo en el que el valor presente de los costos de proveer el servicio de distribución se iguala al valor presente de los ingresos, siendo ambos descontados a la tasa de actualización antes de impuesto a las ganancias. La metodología aplicada para el cálculo del nivel tarifario es la que surge del Reglamento del Distribución de Gas Natural por Red de Ductos, la cual se basa en el enfoque de la anualidad del VNR de las inversiones para un período de recuperación del capital invertido de 30 años a una tasa de descuento del 12% real anual.

El modelo utilizado incorpora todos los costos necesarios para proveer el servicio a un nivel eficiente y atendiendo las metas de incorporación de usuarios a esta Concesión. El concepto de “empresa eficiente” adoptado en el modelo regulatorio para el servicio de distribución en Perú se satisface toda vez que la empresa es diseñada desde cero utilizando como referencia indicadores de benchmarks internacionales para la estimación de los costos de prestación del servicio, adecuándolos al ambiente geográfico y económico en el que operará la empresa. De esta manera se satisface el principio tarifario de que la empresa operará al mínimo costo con la mejor tecnología disponible en el momento y los estándares de calidad de servicio exigidos por la regulación peruana en materia de gas natural.

Partiendo de la información de demanda y diseño de redes (inversiones y costos), se estiman los costos del servicio de distribución y comercialización, los cargos tarifarios por categoría de cliente y se proyectan los ingresos y egresos de la empresa. Adicionalmente se analiza, una vez aplicados los precios del gas en boca de pozo, del transporte por Red Principal, de la distribución por Red Principal y de los cargos para la distribución por “Otras Redes”, la competitividad del gas natural frente a los combustibles sustitutos para cada categoría de cliente.

El documento se ha organizado como sigue: en la **Sección 1. – Introducción** se presenta en forma general la estructura del modelo tarifario. La **Sección 2. – Supuestos del Modelo** describe en detalle todos los supuestos de entrada al modelo tarifario, sus algoritmos de cálculo, la metodología de asignación de costos y la estructura tarifaria resultante. La **Sección 3 – Resultados** se presentan los cargos tarifarios iniciales para cada categoría y sus fórmulas de actualización. En la **Sección 5 – Cargos Extratarifarios** se presentan los fundamentos y propuesta de cargos extratarifarios de GNLC.

I. Principales Supuestos

Los principales supuestos que alimentan al modelo tarifario se refieren a:

- Proyecciones de Demanda Sectoriales 2004 – 2024
- Previsiones de Inversiones y Costos Operativos necesarios para llevar a cabo las actividades de distribución y comercialización de gas natural por “Otras Redes” y la estimación de los costos de operación y mantenimiento así como la anualidad del Valor Nuevo de Reemplazo (VNR) de las inversiones de una empresa eficiente.
- Tasa de actualización (12 % antes de impuesto a las ganancias)
- Precios de compra de gas, transporte y distribución en Red Principal
- Precio de los combustibles alternativos al gas natural

Las Tablas que siguen resumen estos supuestos. El detalle se describe en el cuerpo principal de este documento.

Tabla 1: Demanda Estimada

Datos de demanda																						
		2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024
A																						
Clientes Potenciales	cl	13,160	32,899	52,638	72,378	92,117	104,907	113,935	119,809	126,017	132,567	139,478	146,771	154,464	161,991	169,938	178,319	187,161	196,488	206,326	216,704	226,792
Clientes Conectados	cl	2,632	13,160	26,977	40,795	54,612	67,040	75,241	80,929	85,108	89,522	94,179	99,093	104,278	109,630	114,983	120,633	126,592	132,878	139,509	146,504	153,710
Consumo Medio	m3/cl.m	17	17	18	18	18	19	19	20	20	20	21	21	22	22	22	23	23	24	24	25	25
Volumen Facturado	Mill m3	0.1342	1.64	4.26	7.34	10.53	13.70	16.34	18.30	19.84	21.29	22.84	24.51	26.31	28.22	30.23	32.35	34.62	37.06	39.68	42.50	45.50
B																						
Clientes Potenciales	cl	200	501	802	1,102	1,403	1,503	1,640	1,748	1,842	1,941	2,045	2,155	2,270	2,378	2,489	2,607	2,730	2,861	2,999	3,142	3,286
Clientes Conectados	cl	8	65	200	350	550	850	1,110	1,214	1,277	1,343	1,413	1,486	1,564	1,644	1,725	1,809	1,899	1,993	2,093	2,198	2,306
Consumo Medio	m3/cl.m	270	270	273	276	281	286	293	299	303	310	315	321	325	331	335	340	343	345	346	348	348
Volumen Facturado	Mill m3	0.01	0.12	0.43	0.91	1.52	2.41	3.44	4.17	4.52	4.87	5.20	5.58	5.95	6.37	6.78	7.21	7.62	8.06	8.49	8.95	9.40
C																						
Clientes Potenciales	cl	-	6	28	35	42	49	56	57	65	72	75	80	88	96	106	120	129	139	150	162	175
Clientes Conectados	cl	-	3	17	32	39	46	53	57	61	68	73	78	84	92	101	113	125	134	144	156	168
Consumo Medio	m3/cl.m	90,556	90,556	90,556	90,556	90,556	90,556	90,556	90,556	90,556	90,556	90,556	90,556	90,556	90,556	90,556	90,556	90,556	90,556	90,556	90,556	90,556
Volumen Facturado	Mill m3	-	6.62	30.89	38.62	46.34	54.07	61.30	62.96	69.18	74.35	77.78	82.93	88.88	95.89	104.28	114.51	121.97	130.11	139.03	148.84	159.65
D																						
Clientes Potenciales	cl	2	5	9	14	18	22	25	30	34	36	39	40	43	45	47	49	52	55	58	60	63
Clientes Conectados	cl	2	4	7	12	16	20	24	28	32	35	38	40	42	44	46	48	51	54	57	59	62
Consumo Medio	m3/cl.m	458,417	458,417	458,417	458,417	458,417	458,417	458,417	458,417	458,417	458,417	458,417	458,417	458,417	458,417	458,417	458,417	458,417	458,417	458,417	458,417	458,417
Volumen Facturado	Mill m3	5.20	22.54	50.23	71.01	88.46	105.02	125.34	149.41	177.87	199.43	220.77	234.65	249.99	265.32	273.87	288.76	304.55	321.50	346.82	354.86	371.92

Datos de demanda																						
TOTAL		2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024
Clientes Potenciales	cl	13,362	33,411	53,477	73,529	93,580	106,481	115,656	121,644	127,958	134,616	141,637	149,046	156,865	164,510	172,581	181,095	190,073	199,543	209,533	220,068	230,316
Clientes Conectados	cl	2,642	13,232	27,201	41,189	55,217	67,956	76,428	82,228	86,478	90,968	95,703	100,698	105,968	111,411	116,855	122,603	128,667	135,059	141,803	148,916	156,246
Volumen Facturado	Mill m3	5.34	30.92	85.82	117.87	146.85	175.19	206.43	234.83	271.42	299.94	326.60	347.68	371.14	395.80	415.16	442.83	468.75	496.72	534.02	555.14	586.47

Tabla 2: Inversiones Estimadas

Datos de CAPEX																						
Descripción		2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024
Gasoductos extensión Norte	Mill USD	0.72	-	0.72	0.72	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Gasoductos extensión Sur	Mill USD	-	-	-	-	-	-	0.54	-	0.56	-	-	0.53	-	0.63	-	0.57	0.30	0.31	0.54	-	-
Redes MP - Acero (19bar)	Mill USD	0.46	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Redes BP - Acero (10bar)	Mill USD	0.97	0.92	-	-	-	-	-	-	0.11	0.21	0.23	0.14	0.36	0.39	0.23	0.46	0.40	0.45	0.70	0.23	0.52
Redes BP-PE	Mill USD	3.66	5.49	5.49	5.49	5.49	3.50	2.51	1.97	1.71	1.80	1.90	2.01	2.10	1.98	2.03	2.14	2.26	2.38	2.52	2.62	2.62
Estaciones Reguladoras de Presión y SCADA	Mill USD	0.46	0.09	-	0.05	-	-	0.22	-	0.05	-	0.05	-	0.05	-	0.05	-	0.05	-	0.05	-	0.05
Inversiones Operativas (Indirectas)	Mill USD	0.34	0.35	0.32	0.32	0.29	0.18	0.16	0.12	0.13	0.10	0.11	0.14	0.14	0.15	0.14	0.16	0.16	0.16	0.20	0.17	0.18
Contingencias, soft-costs, etc. @ 15% valor proyecto	Mill USD	0.21	0.14	-	-	-	-	-	-	0.01	0.02	0.02	0.01	0.04	0.04	0.02	0.05	0.04	0.04	0.07	0.02	0.05
Capital de trabajo	Mill USD	0.98	0.13	0.14	0.14	0.01	-0.19	0.12	-0.00	0.24	0.06	0.14	0.17	0.08	0.19	-0.02	0.26	0.09	0.15	0.28	-0.06	-2.04
Subtotal CAPEX	Mill USD	7.80	7.12	6.67	6.73	5.79	3.50	3.54	2.08	2.81	2.20	2.46	3.01	2.77	3.38	2.46	3.64	3.30	3.49	4.35	2.99	1.38
CAPEX Acumulado	Mill USD	7.80	14.92	21.59	28.31	34.10	37.61	41.14	43.22	46.04	48.24	50.70	53.71	56.49	59.87	62.32	65.96	69.26	72.76	77.11	80.09	81.48
CAPEX Acumulado de Redes de BP	Mill USD	3.71	9.20	14.69	20.23	25.71	29.22	31.95	33.91	35.67	37.48	39.43	41.44	43.58	45.56	47.64	49.79	52.10	54.48	57.04	59.67	62.34
Km de Red Instalados PE (por periodo)	Km	111	166	166	166	166	106	76	60	52	55	58	61	64	60	62	65	68	72	76	79	79
Km de Red Acumulados	Km	111	277	444	610	776	882	958	1,018	1,070	1,125	1,182	1,243	1,307	1,366	1,428	1,493	1,562	1,634	1,710	1,789	1,869
Inversión en Red PE por mts	USD/m	33.0	33.0	33.0	33.0	33.0	33.0	33.0	33.0	33.0	33.0	33.0	33.0	33.0	33.0	33.0	33.0	33.0	33.0	33.0	33.0	33.0
Inversión por CI conectado	USD/ci	1,405	1,159	727	592	534	475	443	428	423	423	423	422	422	420	418	416	415	414	413	411	409
mts de Red por CI potenciales	m/ci	8.3	8.3	8.3	8.3	8.3	8.3	8.3	8.4	8.4	8.4	8.3	8.3	8.3	8.3	8.3	8.2	8.2	8.2	8.2	8.1	8.1

Tabla 3: Costos Operativos Estimados

Datos de COSTOS RECURRENTE																						
Descripción		2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024
Operación y Mantenimiento & Seguros	Mill USD	0.26	0.65	0.91	0.96	1.13	1.15	1.20	1.23	1.27	1.33	1.36	1.40	1.43	1.47	1.51	1.54	1.62	1.66	1.70	1.73	1.77
Administración	Mill USD	0.72	1.11	1.11	1.15	1.20	1.22	1.26	1.28	1.31	1.33	1.36	1.38	1.40	1.43	1.44	1.47	1.49	1.51	1.53	1.56	1.59
Comercialización	Mill USD	1.13	1.09	1.14	1.19	1.27	1.39	1.49	1.43	1.42	1.43	1.49	1.44	1.49	1.55	1.48	1.54	1.59	1.65	1.71	1.77	1.83
Costo Pérdidas	Mill USD	0.01	0.07	0.19	0.26	0.33	0.39	0.46	0.52	0.60	0.67	0.73	0.77	0.83	0.88	0.93	0.99	1.04	1.11	1.19	1.24	1.31
Incobrables	Mill USD	0.00	0.07	0.14	0.17	0.20	0.22	0.24	0.26	0.28	0.30	0.32	0.33	0.34	0.35	0.36	0.37	0.38	0.40	0.41	0.42	0.45
Osinerg	Mill USD	0.01	0.05	0.15	0.20	0.25	0.30	0.36	0.40	0.46	0.50	0.55	0.58	0.62	0.66	0.70	0.75	0.79	0.84	0.90	0.94	1.00
Costo de mantenimiento de acometida R/C	Mill USD	0.12	0.14	0.17	0.22	0.26	0.39	0.43	0.45	0.46	0.48	0.55	0.56	0.58	0.59	0.61	0.70	0.72	0.74	0.76	0.78	0.80
Costo de mantenimiento de acometida Ind	Mill USD	0.00	0.00	0.01	0.01	0.01	0.02	0.02	0.02	0.02	0.03	0.03	0.03	0.03	0.03	0.04	0.04	0.04	0.05	0.05	0.05	0.06
Subtotal OPEX	Mill USD	2.25	3.18	3.82	4.16	4.65	5.08	5.45	5.60	5.82	6.07	6.38	6.50	6.73	6.97	7.07	7.39	7.68	7.94	8.24	8.49	8.81
COSTOS DE DESARROLLO																						
Descripción		2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024
Costo Pre-Operacionales del Proyecto	Mill USD	0.50	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Costos p/incentivar la conversión a usuarios R	Mill USD	0.49	0.99	2.29	2.60	2.60	2.49	1.97	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Subtotal Costos Desarrollo	Mill USD	0.99	0.99	2.29	2.60	2.60	2.49	1.97	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Opex "O&M + Seguros" por Km de red	USD/m	2,388	2,352	2,046	1,572	1,458	1,308	1,249	1,209	1,183	1,183	1,154	1,126	1,098	1,077	1,054	1,033	1,037	1,014	992	969	949
Opex "Comercialización" por Cliente Conectado	USD/CI	426	83	42	29	23	20	19	17	16	16	16	14	14	14	13	13	12	12	12	12	12
Opex "Administración" por Cliente Conectado	USD/CI	273	84	41	28	22	18	16	16	15	15	14	14	13	13	12	12	12	11	11	10	10
Subtotal Opex por Clientes Conectados	USD/CI	853	241	140	101	84	75	71	68	67.3	66.8	66.7	64.6	63.5	62.6	60.5	60.3	59.7	58.8	58.1	57.0	56.4

Tabla 4: Precios de Combustibles Sustitutos

USD/ MMBTU	Con IGV	Sin IGV
Residencial		
Precio del GLP Residencial al Cliente	17.2	14.5
Comercial		
Precio del GLP a granel al Cliente	13.8	11.6
Industrial		
Precio del GLP a Industriales	10.7	9.0
Precio del Diesel 2	12.5	10.5
Ind M. Grande		
Precio del FO al Cliente	5.4	4.5

II. Resultados

La estructura tarifaria adecuada quedaría constituida por cuatro categorías definidas en función de la magnitud del consumo. El siguiente cuadro exhibe las categorías y los rangos de consumo para los cuales resultan aplicables las tarifas. Como referencia también se incluye el principal combustible que se sustituye y el principal consumo típico de cada categoría.

Tabla 5: Categorías Tarifarias

Categoría	Rango de Consumo		Uso Típico	Combustible Sustituto		Punto Conexión Red
	m3 / mes	m3 / día		Tipo	USD / MMBTU (sin IGV)	
A	Hasta 100	Hasta 3	Residenciales	GLP Residencial	14.5	BP 4 bar
B	100 - 15,000	3 - 493	Comerciales	GLP a granel	11.6	4 - 19 bar
C	15,000 - 480,000	493 - 15,789	Industriales	Diesel 2	10.5	hasta 50 bar
				GLP a Industriales	9.0	
D	más de 480,000	más de 15,789	Muy Gran Industria	Fuel	4.5	hasta 50 bar

Cada categoría tiene una tarifa compuesta por tres cargos diferenciados:

- el cargo fijo de distribución CFD:
 - expresado en USD / Cliente – mes para las categorías A y B (pequeños consumos)
 - expresado en USD / MMBTU-día – mes para las categorías C y D (medianos y grandes consumos), calculado en función del consumo promedio diario del mes facturado
- el cargo variable de distribución CVD, expresado en USD / MMBTU y
- el cargo variable de producción CVP (*pass-through*) que traslada los costos de compra de gas, transporte y distribución en Red Principal al usuario final.

El Cuadro Tarifario Inicial obtenido, es el siguiente:

Tabla 6: Cuadro Tarifario Inicial

Categoría	Rango de Consumo	Cargo Fijo Distribución mensual (CFD)		Cargo Variable Distribución (CVD) (*)	Cargo Variable Producción "Pass-Through"
	m3/mes	USD/ CI	USD/ MMBTU/día	USD/MMBTU	USD/mes
A	Hasta 100	0.9	-	5.63	(PG+TAP+DAP)
B	101 - 15,000	4.0	-	4.99	
C	15,001 - 480,000	-	14.51	1.19	
D	más de 480,000	-	14.51	0.12	

(*) Para expresar los m3 de gas natural en unidades de energía se emplea un valor de poder calorífico bruto (o superior) de 9,550 kcal / m3, según la siguiente conversión:
 Vol (MMBTU) = Vol (m3) x 0.037898 MMBTU / m3

Tabla 7: Factura Mensual por Categoría de Cliente (usuario típico).

Categoría	Rango de Consumo	Consumo mensual	Factura mensual (*) (sin IGV)	Combustible alternativo (sin IGV)	Beneficio p/ el cliente
	m3/mes	m3/mes	USD/mes	USD/mes	%
A	Hasta 100	19.5	7.3	10.7	-32%
B	101 - 15,000	312	99	137	-28%
C	15,001 - 480,000	90,556	16,196	30,942	-48%
D	más de 480,000	458,417	63,269	78,178	-19%

(*) No considera costos de conversión

A partir del Cuadro Tarifario debe verificarse que los ingresos tarifarios estimados permiten a la empresa recuperar el valor presente de la suma de la anualidad del VNR de las inversiones y de los costos de operación y mantenimiento estimados para el proyecto, descontados a la tasa de actualización fijada en el Contrato BOOT. El flujo de ingresos y egresos de la empresa para el período 2004 – 2024 se muestra en las tablas que siguen.

Tabla 8: GNLC "Otras Redes" – Detalle de Ingresos y Egresos 2004-2024 – Distribución.

INGRESOS Y EGRESOS DE DISTRIBUCIÓN POR CATEGORIAS																						
Distribución		2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024
A	Mill USD	-0.63	-0.94	-1.03	-0.91	-0.76	-0.47	-0.08	0.30	0.46	0.58	0.67	0.82	1.00	1.22	1.45	1.62	1.88	2.17	2.48	2.83	3.25
Ingreso por Cargo Fijo Distribución	Mill USD	0.02	0.07	0.17	0.29	0.41	0.52	0.61	0.67	0.72	0.75	0.79	0.83	0.88	0.92	0.97	1.02	1.07	1.12	1.17	1.23	1.29
Ingreso por Cargo Variable de Distribución	Mill USD	0.03	0.35	0.91	1.57	2.25	2.92	3.49	3.90	4.23	4.54	4.87	5.23	5.61	6.02	6.45	6.90	7.39	7.91	8.47	9.07	9.71
Anualidades VNR	Mill USD	-0.42	-1.01	-1.59	-2.17	-2.75	-3.11	-3.37	-3.57	-3.75	-3.94	-4.15	-4.36	-4.58	-4.79	-5.01	-5.24	-5.48	-5.73	-6.00	-6.28	-6.52
Costo de Operación y mantenimiento	Mill USD	-0.26	-0.35	-0.52	-0.60	-0.67	-0.80	-0.82	-0.71	-0.74	-0.77	-0.85	-0.88	-0.91	-0.93	-0.96	-1.06	-1.09	-1.13	-1.16	-1.19	-1.23
Valor Presente Neto @ 12%		-0.00																				
B	Mill USD	-0.10	-0.20	-0.26	-0.28	-0.27	-0.16	-0.00	0.13	0.16	0.19	0.22	0.25	0.28	0.32	0.36	0.40	0.43	0.47	0.50	0.54	0.58
Ingreso por Cargo Fijo Distribución	Mill USD	0.00	0.00	0.00	0.00	0.01	0.01	0.02	0.02	0.02	0.02	0.02	0.02	0.02	0.03	0.03	0.03	0.03	0.03	0.03	0.03	0.04
Ingreso por Cargo Variable de Distribución	Mill USD	0.00	0.02	0.08	0.17	0.29	0.46	0.65	0.79	0.86	0.92	0.98	1.06	1.13	1.20	1.28	1.36	1.44	1.52	1.61	1.69	1.78
Anualidades VNR	Mill USD	-0.07	-0.18	-0.28	-0.38	-0.48	-0.54	-0.58	-0.62	-0.65	-0.68	-0.72	-0.76	-0.80	-0.83	-0.87	-0.91	-0.95	-1.00	-1.04	-1.09	-1.14
Costo de Operación y mantenimiento	Mill USD	-0.03	-0.04	-0.07	-0.08	-0.09	-0.09	-0.09	-0.06	-0.06	-0.07	-0.07	-0.07	-0.07	-0.08	-0.08	-0.08	-0.09	-0.09	-0.09	-0.09	-0.10
Valor Presente Neto @ 12%	Mill USD	-0.00																				
C	Mill USD	-1.21	-1.42	-1.15	-1.12	-0.91	-0.57	-0.15	0.77	0.90	1.03	1.09	1.20	1.38	1.55	1.87	2.19	2.39	2.63	2.84	3.23	3.60
Ingreso por Cargo Fijo Distribución	Mill USD	-	0.03	0.15	0.19	0.22	0.26	0.30	0.31	0.34	0.36	0.38	0.40	0.43	0.46	0.51	0.56	0.59	0.63	0.67	0.72	0.77
Ingreso por Cargo Variable de Distribución	Mill USD	-	0.30	1.40	1.75	2.09	2.44	2.77	2.85	3.13	3.36	3.52	3.75	4.02	4.33	4.71	5.18	5.51	5.88	6.28	6.73	7.22
Anualidades VNR	Mill USD	-0.27	-0.38	-0.45	-0.54	-0.55	-0.55	-0.63	-0.63	-0.71	-0.73	-0.76	-0.83	-0.88	-0.98	-1.01	-1.11	-1.19	-1.27	-1.40	-1.42	-1.49
Costo de Operación y mantenimiento	Mill USD	-0.94	-1.38	-2.25	-2.51	-2.69	-2.72	-2.58	-1.75	-1.85	-1.96	-2.04	-2.11	-2.19	-2.27	-2.34	-2.42	-2.52	-2.61	-2.72	-2.80	-2.91
Valor Presente Neto @ 12%	Mill USD	-0.00																				
D	Mill USD	-0.72	-1.09	-1.47	-1.41	-1.28	-1.02	-0.58	0.62	0.98	1.24	1.51	1.65	1.82	1.96	2.03	2.16	2.30	2.48	2.75	2.81	3.08
Ingreso por Cargo Fijo Distribución	Mill USD	0.28	0.29	0.66	0.93	1.15	1.37	1.64	1.95	2.32	2.60	2.88	3.06	3.26	3.46	3.57	3.77	3.97	4.20	4.53	4.63	4.85
Ingreso por Cargo Variable de Distribución	Mill USD	0.02	0.10	0.22	0.31	0.39	0.46	0.55	0.65	0.78	0.87	0.96	1.03	1.09	1.16	1.20	1.26	1.33	1.41	1.52	1.55	1.63
Anualidades VNR	Mill USD	-0.13	-0.18	-0.22	-0.26	-0.27	-0.28	-0.32	-0.33	-0.37	-0.38	-0.40	-0.44	-0.46	-0.51	-0.53	-0.58	-0.62	-0.66	-0.72	-0.74	-0.66
Costo de Operación y mantenimiento	Mill USD	-0.89	-1.31	-2.13	-2.38	-2.55	-2.58	-2.45	-1.65	-1.75	-1.85	-1.93	-2.00	-2.07	-2.14	-2.21	-2.29	-2.38	-2.47	-2.57	-2.64	-2.74
Valor Presente Neto @ 12%	Mill USD	-0.00																				
Total Distribución por "Otras Redes"	Mill USD	-2.66	-3.65	-3.92	-3.72	-3.22	-2.22	-0.82	1.82	2.51	3.05	3.48	3.93	4.49	5.06	5.72	6.37	7.01	7.75	8.58	9.41	10.50
Valor Presente Neto @ 12%	Mill USD	-0.00																				

Tabla 9: GNLC “Otras Redes” - Detalle de Ingresos y Egresos 2004-2024 (cont.) – Comercialización.

INGRESOS Y EGRESOS DE COMERCIALIZACION POR CATEGORIAS																							
Comercialización		2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	
A	Mill USD	-0.10	-0.10	-0.08	-0.06	-0.03	0.00	0.02	0.05	0.06	0.07	0.07	0.09	0.09	0.10	0.11	0.12	0.13	0.14	0.14	0.15	0.19	
Ingreso por Cargo Fijo Comercial	Mill USD	0.01	0.02	0.04	0.07	0.10	0.13	0.15	0.17	0.18	0.19	0.20	0.21	0.22	0.23	0.24	0.26	0.27	0.28	0.30	0.31	0.33	
Anualidades VNR	Mill USD	-0.03	-0.04	-0.04	-0.04	-0.05	-0.03	-0.02	-0.02	-0.02	-0.02	-0.02	-0.02	-0.02	-0.02	-0.02	-0.02	-0.03	-0.03	-0.03	-0.03	-	
Costo de Operación y mantenimiento	Mill USD	-0.08	-0.08	-0.08	-0.09	-0.09	-0.10	-0.11	-0.10	-0.10	-0.10	-0.11	-0.10	-0.11	-0.11	-0.11	-0.11	-0.11	-0.12	-0.12	-0.13	-0.13	
Valor Presente Neto @ 12%		-0.00																					
B	Mill USD	-0.02	-0.02	-0.02	-0.02	-0.01	-0.00	0.01	0.01	0.02	0.02	0.02	0.02	0.02	0.02	0.03	0.03	0.03	0.03	0.03	0.04	0.04	
Ingreso por Cargo Fijo Comercial	Mill USD	0.00	0.00	0.00	0.01	0.01	0.02	0.03	0.04	0.04	0.04	0.04	0.05	0.05	0.05	0.05	0.06	0.06	0.06	0.07	0.07	0.07	
Anualidades VNR	Mill USD	-0.00	-0.01	-0.01	-0.01	-0.01	-0.01	-0.00	-0.00	-0.00	-0.00	-0.00	-0.00	-0.00	-0.00	-0.00	-0.00	-0.01	-0.01	-0.01	-0.01	-0.01	
Costo de Operación y mantenimiento	Mill USD	-0.02	-0.02	-0.02	-0.02	-0.02	-0.02	-0.02	-0.02	-0.02	-0.02	-0.02	-0.02	-0.02	-0.02	-0.02	-0.02	-0.02	-0.02	-0.03	-0.03	-0.03	
Valor Presente Neto @ 12%	Mill USD	0.00																					
C	Mill USD	-0.56	-0.46	-0.18	-0.12	-0.06	-0.02	0.01	0.06	0.13	0.19	0.21	0.29	0.34	0.39	0.53	0.62	0.69	0.76	0.84	0.94	1.04	
Ingreso por Cargo Fijo Comercial	Mill USD	-	0.09	0.41	0.51	0.61	0.72	0.81	0.83	0.92	0.98	1.03	1.10	1.18	1.27	1.38	1.52	1.61	1.72	1.84	1.97	2.11	
Anualidades VNR	Mill USD	-0.03	-0.04	-0.05	-0.07	-0.08	-0.09	-0.10	-0.11	-0.12	-0.12	-0.13	-0.14	-0.14	-0.15	-0.16	-0.17	-0.18	-0.19	-0.20	-0.21	-0.22	
Costo de Operación y mantenimiento	Mill USD	-0.53	-0.51	-0.53	-0.56	-0.59	-0.65	-0.70	-0.67	-0.67	-0.67	-0.70	-0.67	-0.70	-0.72	-0.70	-0.72	-0.74	-0.77	-0.80	-0.83	-0.86	
Valor Presente Neto @ 12%	Mill USD	-0.00																					
D	Mill USD	-0.41	-0.40	-0.29	-0.22	-0.17	-0.15	-0.11	0.03	0.17	0.26	0.34	0.42	0.47	0.51	0.58	0.62	0.67	0.72	0.81	0.82	0.98	
Ingreso por Cargo Fijo Comercial	Mill USD	0.11	0.11	0.25	0.36	0.45	0.53	0.63	0.75	0.90	1.00	1.11	1.18	1.26	1.34	1.38	1.45	1.53	1.62	1.75	1.79	1.87	
Anualidades VNR	Mill USD	-0.02	-0.02	-0.03	-0.05	-0.05	-0.06	-0.07	-0.08	-0.10	-0.10	-0.11	-0.12	-0.13	-0.13	-0.14	-0.15	-0.15	-0.16	-0.17	-0.18	-0.08	
Costo de Operación y mantenimiento	Mill USD	-0.50	-0.49	-0.51	-0.53	-0.56	-0.62	-0.66	-0.64	-0.63	-0.64	-0.66	-0.64	-0.66	-0.69	-0.66	-0.68	-0.71	-0.73	-0.76	-0.79	-0.82	
Valor Presente Neto @ 12%	Mill USD	0.00																					
Total Comercialización por "Otras Redes"	Mill USD	-1.10	-0.98	-0.57	-0.41	-0.28	-0.17	-0.06	0.15	0.38	0.54	0.64	0.81	0.92	1.03	1.25	1.40	1.52	1.66	1.83	1.95	2.25	
Valor Presente Neto @ 12%	Mill USD	-0.00																					

Sección 1. - Introducción

Las tarifas que resultarían adecuadas para la distribución de gas natural en Lima y Callao surgen de un modelo de cómputo en el que el valor presente de los costos de proveer el servicio de distribución se iguala al valor presente de los ingresos, siendo ambos descontados a la tasa de actualización antes de impuesto a las ganancias. La metodología aplicada para el cálculo del nivel tarifario es la que surge del Reglamento del Distribución de Gas Natural por Red de Ductos, la cual se basa en el enfoque de la anualidad del VNR de las inversiones para un período de recuperación del capital invertido de 30 años a una tasa de descuento del 12% real anual.

El modelo utilizado incorpora todos los costos necesarios para proveer el servicio a un nivel eficiente y atendiendo las metas de incorporación de usuarios a esta Concesión. El concepto de “empresa eficiente” adoptado en el modelo regulatorio para el servicio de distribución en Perú se satisface toda vez que la empresa es diseñada desde cero utilizando como referencia indicadores de benchmarks internacionales para la estimación de los costos de prestación del servicio, adecuándolos al ambiente geográfico y económico en el que operará la empresa. De esta manera se satisface el principio tarifario de que la empresa operará al mínimo costo con la mejor tecnología disponible en el momento y los estándares de calidad de servicio exigidos por la regulación peruana en materia de gas natural.

Las tarifas propuestas - con la correspondiente estructura tarifaria- son examinadas desde la óptica de su razonabilidad en cuanto a que resulte económico para el usuario convertirse al gas natural y que efectivamente permita obtener el ingreso necesario para prestar el servicio.

El modelo para el cálculo de las tarifas de distribución de gas natural por “Otras Redes” opera con la secuencia siguiente:

- Estimación de supuestos de entrada: proyecciones de demanda sectoriales, estimación de la anualidad del VNR de las inversiones y costos eficientes para prestar el servicio de distribución y comercialización, precios de compra del gas, transporte y distribución de gas natural por Red Principal (*pass-through*) y tasa de actualización.
- Estimación del margen de distribución y de comercialización por categoría tarifaria necesarios para recuperar el capital invertido, la rentabilidad sobre el mismo y los costos operativos. En esta primera instancia, el modelo asigna a cada categoría tarifaria las inversiones y costos que cada una ocasiona a la empresa para prestar el servicio con la calidad requerida.
- Verificación de la viabilidad financiera de la empresa, es decir, asegurar que con los parámetros tarifarios estimados se obtienen los ingresos suficientes para cubrir los costos operativos, el VNR de las inversiones y el capital de trabajo. En otras palabras, verificar que el modelo y sus parámetros tarifarios satisfacen las siguientes dos condiciones:
 - ✓ El valor presente de la anualidad del valor nuevo de reemplazo de las inversiones destinadas a prestar el servicio y los costos operativos, es igual al Valor presente de los ingresos tarifarios anuales en el período considerado (horizonte de 20 años).

- ✓ La tasa de actualización es la establecida en el Contrato BOOT, el 12%.
- Una vez satisfechas las condiciones anteriores, se analiza la competitividad de las tarifas calculadas comparándolas con el precio del combustible alternativo de uso más frecuente en cada categoría.

Sección 2. - Supuestos del Modelo

I. Demanda

Los datos de demanda que se presentan a continuación están sustentados en el Estudio de Demanda, que se incluye como [Anexo 1](#) de esta Propuesta Tarifaria, que la Concesionaria efectuó durante el segundo semestre del año 2003.

I.1. Proyección de Demanda de los Segmentos Residencial y Comercial

En la proyección del volumen anual de demanda de los segmentos residencial y comercial intervienen dos variables: número de clientes conectados y el consumo unitario por tipo de cliente.

I.1.1. Conexión de clientes

La proyección de clientes residenciales y comerciales conectados se calculó haciendo las siguientes consideraciones:

- La Sociedad Concesionaria deberá cumplir el compromiso que tiene con el Estado Peruano¹ según el cual deberá estar en capacidad de atender a 10,000 usuarios al cabo del segundo año de operación (agosto 2006); a 30,000 usuarios al cabo del cuarto año (agosto 2008) y a 70,000 usuarios al cabo del sexto año de operación (agosto 2010).
- Tanto en la previsión de la cantidad de clientes como en la planificación de las inversiones necesarias para garantizar el cumplimiento de las metas señaladas, se utilizó 70% como Porcentaje de Penetración. Este valor indica que, dentro de un área donde la red ha sido tendida, la Concesionaria espera conectar al 70% de los hogares frente a los cuales pasa la misma. Si bien este es un valor muy relacionado con las características propias del mercado que se está estudiando -ya que son estas junto con el entorno económico del país las que finalmente van a determinar en qué medida los potenciales usuarios se convierten o no al gas natural- y teniendo en cuenta que en el caso de GNLC no existe información histórica debido a la inexistencia del mercado, se consideró adecuado considerar la experiencia internacional, especialmente la de aquellos países con un perfil de demanda similar al perfil que se

¹ Según Cláusula 3.1.2. del Contrato BOOT según la cual "la Sociedad Concesionaria deberá estar en condiciones de prestar el servicio (...) a por lo menos la siguiente cantidad de consumidores:

- 10,000 a los dos años de operación,
- 30,000 a los cuatro años de operación
- 70,000 a los seis años de operación"

espera observar en Lima Metropolitana. Los valores tomados como referencia fueron los siguientes (en todos los casos se refiere a penetración de usuarios residenciales):

- Argentina: 75% a los 6 años
- México: 80% a los 10 años
- Uruguay: 68% a los 10 años
- Colombia: 57 % a los 5 años

Cabe destacar que las cifras aquí citadas, para el caso de Argentina se refieren al porcentaje que se adopta al evaluar nuevos proyectos. En el caso de México corresponde a los modelos de negocios presentados por las compañías internacionales en las licitaciones correspondientes, y el horizonte todavía no ha sido cumplido. En el caso de Uruguay, las cifras corresponden al plan de masificación del gas natural basadas en proyecciones de penetración del mercado residencial.

- Considerando los compromisos establecidos hasta agosto del año 2010 y el factor de penetración señalado, se estableció la cantidad de hogares y comercios frente a los cuales pasará la red:
 - 2004: 13,360 hogares y comercios
 - 2005-2008: 20,040 hogares y comercios adicionales cada año
 - Abril 2009 6,680 hogares
 - 2009 (Diciembre): 12,891 hogares y comercios

De esta manera se proyecta que en Diciembre - 2009 se habrán culminado las obras de tendido redes en frente de 106,410 hogares y comercios. De este total se espera haber conectado 70,000 clientes a Agosto - 2010.

El factor de penetración se define como: El número de Clientes conectados al año n dividido por el número de Clientes Potenciales al año n. Se supuso un valor del 70 %.

Esto significa que, por cada 100 clientes que potencialmente podrían conectarse y para los cuales se tiende la red (y se estiman las inversiones), solo se conectarán 70.

Además, se ha supuesto que estos 70 clientes se conectarán en el transcurso de dos años, 20 el primer año (coincidente con el año en el cual se realizan las inversiones para los 100 clientes potenciales) y 50 en el siguiente año.

Así, en el primer año de operación comercial (2004), se planea tender la red para 13,160 clientes potenciales. El 20 % de este valor (2,632 clientes) se conectan durante ese mismo año y el 50 % restante (6,580) se conectan al año siguiente (2005). El factor de penetración es 70 % ($[2,632 + 6,580] / 13,160$).

Sigue el detalle de la proyección:

Tabla 10: Proyección de Clientes Residenciales y Comerciales

Clientes Potenciales		2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010
Incorporación Anual	cl	13,360	20,040	20,040	20,041	20,040	12,890	9,165
Residencial	cl	13,160	19,739	19,739	19,740	19,739	12,790	9,028
Comercial	cl	200	301	301	301	301	100	137
Acumulados	cl	13,360	33,400	53,440	73,480	93,520	106,410	115,575
Residencial	cl	13,160	32,899	52,638	72,378	92,117	104,907	113,935
Comercial	cl	200	501	802	1,102	1,403	1,503	1,640

Clientes Conectados		2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010
Incorporación Anual	cl	2,640	10,585	13,952	13,968	14,018	12,728	8,461
Residencial	cl	2,632	10,528	13,817	13,818	13,818	12,428	8,201
Comercial	cl	8	57	135	150	200	300	260
Acumulados	cl	2,640	13,225	27,177	41,145	55,162	67,890	76,351
Residencial	cl	2,632	13,160	26,977	40,795	54,612	67,040	75,241
Comercial	cl	8	65	200	350	550	850	1,110

	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010
Factor de Penetración (*)	20%	40%	51%	56%	59%	64%	66%

(*) Estimado como $[\text{Clientes conectados}_{\text{año } n} / \text{Clientes Potenciales}_{\text{año } n}]$.

El factor de penetración del 70 % es obtenido al año 10 en las redes iniciales. Dado que el crecimiento continúa a partir del mismo año y por lo tanto la incorporación de clientes potenciales también; entonces el porcentaje que se muestra y que representa la agregación de ambos resulta en 66% al año 2010.

Para los años posteriores al 2010, se estima un crecimiento anual del número de clientes conectados igual a 5.2% para los residenciales y los comerciales.

I.1.2. Consumos unitarios

I.1.2.1. Clientes Residenciales

En el Estudio de Demanda ([Anexo 1](#)) se presenta la información del perfil de consumo de energía de los hogares de acuerdo con el Nivel Socioeconómico (NSE). Una conclusión principal de este estudio es que la cantidad de energía demandada para cocinar y calentar el agua para el baño no presenta diferencias importantes entre hogares de diferentes NSE, especialmente en los NSE B y C, que son los que conformarán en su mayoría la demanda de gas natural del segmento residencial en Lima Metropolitana.

Por esta razón, se consideró razonable utilizar inicialmente un volumen promedio por hogar (resultante de hallar el promedio ponderado de consumo de los diferentes NSE) igual a 17 m³ por mes.

A lo largo del horizonte de proyección, se consideró un crecimiento anual de 2.0% del consumo unitario del segmento residencial como resultado de la conversión de consumos adicionales a la cocina (p.e. terma, calefacción, etc.). De esta manera, el consumo unitario promedio por familia llega a 20 m³ al mes en el año 2012 y a 25 m³ al mes en el año 2024. El consumo residencial promedio aritmético del período (2004 – 2024) resulta 22 m³ / cliente –mes.

Tabla 11: Perfil de Demanda de Energía de los Hogares de Lima Metropolitana

PERFIL DE DEMANDA DE ENERGÍA DE LOS HOGARES DE LIMA METROPOLITANA

NSE	GLP (A)	Consumo eléctrico para cocina (B)	Consumo eléctrico para terma (C)	Consumo de Kerosene (D)	Sólo cocina (A+B+D)	Sólo Terma (C)	Presencia de hogares en LM por NSE
	m3/año	m3/año	m3/año	m3/año	m3/mes	m3/mes	%
A1	216	61	72	0	23.1	6.0	1.3%
A2	231	33	55	0	22.0	4.6	4.5%
B1	171	26	49	0	16.4	4.1	13.8%
B2	201	6	41	6	17.7	3.4	17.6%
C1	178	4	17	28	17.5	1.4	29.3%
C2	168	3	8	30	16.8	0.7	33.4%

Promedio ponderado (m3 / mes)	
Sólo cocina (A+B+D)	Sólo Terma (C)
17.4	2.1

Tabla 12: Proyección del consumo medio de los clientes residenciales

Año	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014
m3/cl.mes	17.0	17.3	17.7	18.0	18.4	18.8	19.1	19.5	19.9	20.3	20.7

Año	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024
m3/cl.mes	21.1	21.6	22.0	22.4	22.9	23.3	23.8	24.3	24.8	25.3

I.1.2.2. Cientes Comerciales

Los rubros incluidos en este análisis fueron aquellos que se consideraron representativos del mercado comercial e institucional. La demanda ha sido agrupada de la siguiente manera, de acuerdo con el consumo unitario estimado por tipo de cliente:

- Clientes pequeños, con consumos esperados de gas natural menores a 300 m3/mes. En este grupo fueron considerados los restaurantes.
- Clientes medianos, con consumos esperados mayores a 300 m3/mes. Dentro de este grupo se consideraron a los hoteles, panaderías, lavanderías y hospitales.

Se estimó que el consumo unitario de este segmento crecería a una tasa anual promedio equivalente a 1.8% (mayor tasa de crecimiento de consumo unitario de comercios medianos), tal como se muestra en la siguiente tabla.

Tabla 13: Proyección de clientes comerciales

Año	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014
N° de Clientes conectados	8	65	200	350	550	850	1,110	1,214	1,277	1,343	1,413
Clientes Pequeños	8	63	191	333	519	798	1,034	1,066	1,119	1,174	1,234
Clientes Medianos	0	2	9	17	31	52	76	148	158	169	179
Consumo Unitario promedio mensual (m3)	270	270	273	276	281	286	293	299	303	310	315
Clientes Pequeños	256	256	256	256	256	257	257	258	258	259	259
Clientes Medianos	654	698	624	660	701	739	781	593	621	662	699

Año	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024
N° de Clientes conectados	1,486	1,564	1,644	1,725	1,809	1,899	1,993	2,093	2,198	2,306
Clientes Pequeños	1,296	1,363	1,432	1,506	1,583	1,667	1,755	1,850	1,950	2,056
Clientes Medianos	190	201	212	219	226	232	238	243	248	250
Consumo Unitario promedio mensual (m3)	321	325	331	335	340	343	345	346	348	348
Clientes Pequeños	260	260	260	261	261	261	262	262	262	262
Clientes Medianos	735	769	809	847	893	929	957	989	1,021	1,054

I.1.2.3. Penetración de mercado residencial y comercial en el mediano y largo plazo

Tomando como referencia otros mercados que han comenzado a desarrollarse en años recientes, y dada la experiencia obtenida por Tractebel en dichos mercados, las proyecciones de largo plazo están considerando un nivel de clientes conectados de aproximadamente 156,000 en el año 20 de operación (año 2024).

I.2. Proyección de Demanda del Segmento Industrial

En el primer trimestre del año 2001, Tractebel efectuó un estudio preliminar de la demanda industrial y posteriormente se ha efectuado un estudio completo y un trabajo de campo que abarcó el período julio 2002 – setiembre 2003 para actualizar en detalle el análisis de la demanda industrial y su evolución.

Durante los primeros años se proyecta extender las redes necesarias para los “clusters” industriales de Av. Argentina/Av. Venezuela, Aeropuerto/San Martín de Porres, Av. Gambetta y Lurigancho/Evitamiento. Adicionalmente, y a partir del año 2012, la estimación de la demanda supone que se comienza a captar el mercado industrial ubicado fuera de dichos clusters.

Tabla 14: Proyección de Demanda Industrial y GNV

Año		2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014
Clientes Conectados	cl	2	7	24	44	55	66	77	85	93	103	111
Volumen Facturado	Mill m3	5.20	29.16	81.12	109.63	134.80	159.09	186.64	212.36	247.05	273.78	298.56
Año		2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	
Clientes Conectados	cl	118	126	136	147	161	176	188	201	215	230	
Volumen Facturado	Mill m3	317.58	338.88	361.21	378.15	403.27	426.51	451.61	485.85	503.70	531.57	

En [Anexo 2](#) se presenta el cuadro de detalle de la demanda prevista, clasificada según CIU.

I.3. Gas Natural Vehicular (GNV)

El desarrollo de este mercado se ha dado de una manera muy particular según el país que se trate y resulta poco predecible su comportamiento futuro. Sin embargo, tomando

como referencia la experiencia internacional y las características propias del mercado automotor de Lima Metropolitana, el Consultor ha efectuado un análisis de la evolución de este mercado en Brasil y Argentina, mostrando resultados similares. Sobre la base de las experiencias de los países mencionados, el Consultor desarrolló tres ejercicios de estimación de la evolución del mercado potencial de GNV en el Perú (que se anexan a este informe como [Anexo 3](#)), de los cuales, para efectos de la presente estimación se ha tomado aquel que en el documento del consultor se presenta en la tabla denominada “Proyección de GNC según crecimiento argentino desde 1987”.

I.4. Proyección de Demanda - Resumen

La Tabla que sigue resume las previsiones de demanda 2004 – 2024 para todos los segmentos.

Tabla 15: Demanda Estimada

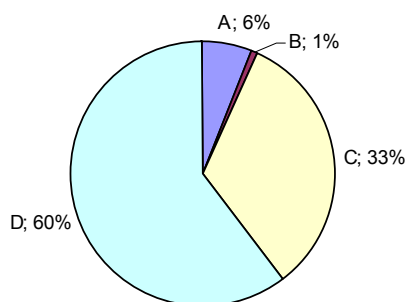
Datos de demanda																						
		2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024
A																						
Clientes Potenciales	cl	13,160	32,899	52,638	72,378	92,117	104,907	113,935	119,809	126,017	132,567	139,478	146,771	154,464	161,991	169,938	178,319	187,161	196,488	206,326	216,704	226,792
Clientes Conectados	cl	2,632	13,160	26,977	40,795	54,612	67,040	75,241	80,929	85,108	89,522	94,179	99,093	104,278	109,630	114,983	120,633	126,592	132,878	139,509	146,504	153,710
Consumo Medio	m3/cl.m	17	17	18	18	18	19	19	20	20	20	21	21	22	22	22	23	23	24	24	25	25
Volumen Facturado	Mill m3	0.1342	1.64	4.26	7.34	10.53	13.70	16.34	18.30	19.84	21.29	22.84	24.51	26.31	28.22	30.23	32.35	34.62	37.06	39.68	42.50	45.50
B																						
Clientes Potenciales	cl	200	501	802	1,102	1,403	1,503	1,640	1,748	1,842	1,941	2,045	2,155	2,270	2,378	2,489	2,607	2,730	2,861	2,999	3,142	3,286
Clientes Conectados	cl	8	65	200	350	550	850	1,110	1,214	1,277	1,343	1,413	1,486	1,564	1,644	1,725	1,809	1,899	1,993	2,093	2,198	2,306
Consumo Medio	m3/cl.m	270	270	273	276	281	286	293	299	303	310	315	321	325	331	335	340	343	345	346	348	348
Volumen Facturado	Mill m3	0.01	0.12	0.43	0.91	1.52	2.41	3.44	4.17	4.52	4.87	5.20	5.58	5.95	6.37	6.78	7.21	7.62	8.06	8.49	8.95	9.40
C																						
Clientes Potenciales	cl	-	6	28	35	42	49	56	57	65	72	75	80	88	96	106	120	129	139	150	162	175
Clientes Conectados	cl	-	3	17	32	39	46	53	57	61	68	73	78	84	92	101	113	125	134	144	156	168
Consumo Medio	m3/cl.m	90,556	90,556	90,556	90,556	90,556	90,556	90,556	90,556	90,556	90,556	90,556	90,556	90,556	90,556	90,556	90,556	90,556	90,556	90,556	90,556	90,556
Volumen Facturado	Mill m3	-	6.62	30.89	38.62	46.34	54.07	61.30	62.96	69.18	74.35	77.78	82.93	88.88	95.89	104.28	114.51	121.97	130.11	139.03	148.84	159.65
D																						
Clientes Potenciales	cl	2	5	9	14	18	22	25	30	34	36	39	40	43	45	47	49	52	55	58	60	63
Clientes Conectados	cl	2	4	7	12	16	20	24	28	32	35	38	40	42	44	46	48	51	54	57	59	62
Consumo Medio	m3/cl.m	458,417	458,417	458,417	458,417	458,417	458,417	458,417	458,417	458,417	458,417	458,417	458,417	458,417	458,417	458,417	458,417	458,417	458,417	458,417	458,417	458,417
Volumen Facturado	Mill m3	5.20	22.54	50.23	71.01	88.46	105.02	125.34	149.41	177.87	199.43	220.77	234.65	249.99	265.32	273.87	288.76	304.55	321.50	346.82	354.86	371.92

Tabla 16: Resumen Demanda Estimada

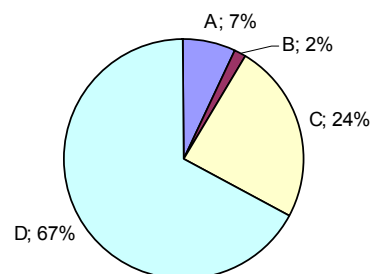
Datos de demanda																						
TOTAL		2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024
Cientes Potenciales	cl	13,362	33,411	53,477	73,529	93,580	106,481	115,656	121,644	127,958	134,616	141,637	149,046	156,865	164,510	172,581	181,095	190,073	199,543	209,533	220,068	230,316
Cientes Conectados	cl	2,642	13,232	27,201	41,189	55,217	67,956	76,428	82,228	86,478	90,968	95,703	100,698	105,968	111,411	116,855	122,603	128,667	135,059	141,803	148,916	156,246
Volumen Facturado	Mill m3	5.34	30.92	85.82	117.87	146.85	175.19	206.43	234.83	271.42	299.94	326.60	347.68	371.14	395.80	415.16	442.83	468.75	496.72	534.02	555.14	586.47

Gráfico 1: Composición Estimada del Mercado a Abastecer por GNLC

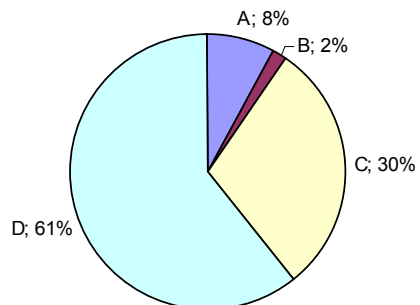
Composición del Volumen Facturado 2007



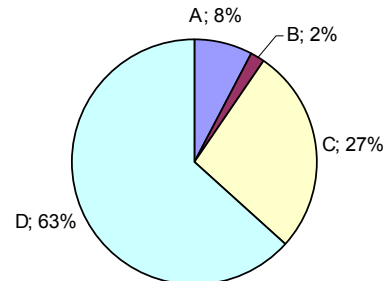
Composición del Volumen Facturado 2017



Composición del Volumen Facturado 2010



Composición del Volumen Facturado 2024



II. Inversiones (CAPEX)

II.1. Plan de obras

- En la oportunidad de cada revisión tarifaria, la distribuidora presentará su plan de obras “quinquenal” geográficamente detallado.
- Anualmente la distribuidora presentará su plan de obras “anual” con las proyecciones para los subsiguientes doce meses.
- Los planes de obras son de carácter indicativo y podrán ser modificados por la distribuidora, a su absoluta discrecionalidad, en función de las condiciones que se vayan verificando.
- Los planes iniciales que se presentan a continuación corresponden a la mejor estimación, surgida de premisas tales como
 - Receptividad adecuada por parte de las autoridades y otorgamiento de los permisos de construcción con condiciones similares a las previstas en la presente propuesta tarifaria.
 - Receptividad adecuada de las áreas objetivo
 - Desarrollo del mercado basado en una competencia leal por parte de todos los actores directos o indirectos al mismo
 - Condiciones de mercado, sociales, técnicas, jurídicas y políticas que no cambien en forma sustancial el equilibrio del negocio

II.1.1. Plan de obras “quinquenal” inicial

Para la definición del plan de obras “quinquenal” inicial, cubriendo los primeros cinco años de operación, se ha previsto lo que se resume a continuación:

- En los primeros cinco años, el plan de obras para atender a los segmentos residencial y comercial ha considerado que la expansión de la red se efectuará sobre los distritos Cercado de Lima, Breña, Bellavista, Jesús María y Lince. En [Anexo 4](#) se adjunta el detalle del plan de obras por distritos para el período 2004-2024.
- En el segmento industrial, la definición de las inversiones y el detalle geográfico del desarrollo de las redes para atender a este segmento, como es lógico, está directamente relacionado con la ubicación geográfica de los clusters industriales identificados, cuyo detalle forma parte del Estudio de Demanda que acompaña a este informe como [Anexo 1](#).

II.1.2. Expansiones

- Para el caso de aquellos suministros que por su ubicación geográfica no se encuentren incluidos dentro de los planes de obras, deberán ser evaluados bajo el marco normativo que para esos efectos señala el Artículo 63° del Reglamento de Distribución.
- Cabe señalar que, con el fin de dar cumplimiento a lo que señala el Artículo 63° del Reglamento de Distribución, la Concesionaria ha elaborado y presenta, para aprobación por parte del Osinerg, un procedimiento a tal efecto, el cual se adjunta como [Anexo 5](#) del presente informe.

II.2. Plan de Inversiones y Tendido de Redes Segmentos Residencial y Comercial

Para la Concesionaria, el plan de expansión de las “Otras Redes” tiene como principal objetivo garantizar el cumplimiento del compromiso adquirido con el Estado Peruano según la Cláusula 3.1.2. del Contrato BOOT.

- 2004-2009:

Considerando los compromisos establecidos hasta agosto del año 2010 y el factor de penetración señalado anteriormente (70 %), el plan anual de tendido de redes fue establecido en función de la cantidad de hogares y comercios frente a los cuales debe pasar la red:

- 2004: 13,360 hogares y comercios
- 2005-2008: 20,040 hogares y comercios adicionales cada año
- 2009: 12,891 hogares y comercios

De esta manera se proyecta que en abril del año 2009 se habrán culminado las obras de tendido redes en frente de 100,200 hogares y comercios. De este total se espera haber conectado al 70% a agosto del año 2010, en cumplimiento del compromiso asumido con el Estado Peruano.

- 2010-2024:

Para los años siguientes al 2009, el plan de expansión quedó definido por el crecimiento necesario de la red para incrementar en 5.2% anual el número de clientes conectados residenciales y comerciales.

II.2.1. Inversiones

Los datos de inversiones que se utilizan en esta sección están sustentados en el informe “Estudio de Diseño de Redes” que se incluye como [Anexo 6](#) de esta Propuesta Tarifaria. Dicho informe contiene las consideraciones de ingeniería básica y conceptual que han servido de base para realizar el diseño de las “Otras Redes” así como las características e indicadores de los anteproyectos de Distribución considerados en el plan de desarrollo del Concesionario. Cabe mencionar que las “inversiones operativas”, que se incluyen en la sección II.4 de este informe, relacionadas con la operación y el mantenimiento del Sistema de Distribución están sustentadas en las “Consideraciones para la Operación y Mantenimiento del Sistema de Distribución” que se adjuntan a este documento como [Anexo 7](#).

Para la valorización de las inversiones necesarias para dar cumplimiento al plan de obras señalado, se utilizaron los siguientes supuestos:

II.2.1.1. Sectores Tipo a ser atendidos

Dado que la respuesta del mercado será empleada como variable para la definición de las ampliaciones de red, no se especifican ratios por sector geográfico. Sí, en cambio, y como resultado del análisis de diversas zonas de Lima Metropolitana, es posible estimar razonablemente las inversiones necesarias para dicha expansión utilizando el concepto de Sector Tipo.

El Sector Tipo es un área geográfica de densidad homogénea donde están presentes potenciales clientes residenciales y comerciales. Para los fines del presente estudio se

definieron tres sectores tipo: STA (densidad alta), STM (densidad media) y STB (densidad baja).

En el siguiente cuadro se presentan los principales supuestos utilizados para la estimación de las inversiones considerando que, en promedio, el tendido de red se realizará en un 30% en sectores de Densidad Alta, en un 40% en sectores de Densidad Media y en un 30% en Sectores de Densidad Baja.

Tabla 17: Indicadores de los Sectores Tipo

INDICADORES DE LOS SECTORES TIPO

	Repartición de la obra en ST	Metros de red por cliente potencial	
		Máximo 100% Red Doble	Optimizado 50% Red Doble
ST A	30%	7.6	5.7
ST M	40%	11.7	8.8
ST B	30%	13.9	10.4
Promedio de metros por cl.pot.		11.1	8.3

II.2.1.2. Redes a ser tendidas por año

Para la estimación de la longitud total de redes a ser tendidas cada año, se utilizó el indicador optimizado de 8.3 metros de red por cliente potencial y se aplicó sobre la proyección anual de clientes potenciales.

Una vez estimada la longitud total de redes a ser tendida cada año, se valorizó en USD 33 las inversiones necesarias a ser efectuadas por cada metro lineal de red. Este valor está conformado por el costo de la tubería y accesorios, el costo de la instalación (mano de obra) y el pago estimado por permisos. Los supuestos y el detalle de cálculo se presentan a continuación:

Tabla 18: Costo Unitario por metro lineal de Red

COSTO UNITARIO POR METRO LINEAL DE RED

Red	Instalación	Tubería	Accesorios y otros	Permisos	Total	Participación	Promedio
PE 63 mm (USD)	26.13	2.00	0.50	3.00	31.63	95%	32.78
PE 110 mm (USD)	40.00	4.50	3.00	3.00	50.50	3%	
PE 160 mm (USD)	43.00	10.00	5.00	3.00	61.00	2%	

II.3. Plan de Inversiones y Tendido de Redes Segmento Industrial

Los planes de inversión de la Concesionaria consideran iniciar las obras de tendido de redes en los Clusters de Av. Argentina/Av. Venezuela y Aeropuerto/San Martín de Porres (2004). Ese mismo año se iniciaría también el tendido de una fracción de los gasoductos necesarios para conectar al Cluster de la Av. Gambetta, obra que sin embargo se espera desarrollar y culminar a lo largo del año 2005 en paralelo con las obras de conexión del Cluster Lurigancho. Este cronograma de obras fue definido en función de la conexión esperada de clientes industriales en los clusters mencionados.

El detalle de la valorización de las inversiones para la conexión de los clusters industriales que serán conectados durante los primeros años de operación comercial, se presenta a continuación:

Tabla 19: Inversiones de los clusters Industriales

Red BP - acero (10 bar)	Diámetro	Av. Argentina / Venezuela				Av. Gambetta				Lurigancho - Evitamiento			
		Longitud	Acero (FOB)	Instalación	Total	Longitud	Acero (FOB)	Instalación	Total	Longitud	Acero (FOB)	Instalación	Total
		m	USD	USD	USD	m	USD	USD	USD	m	USD	USD	USD
Gasoducto	2"	4,032	53,787	112,896	166,683	0	0	0	0	3,671	48,971	102,788	151,759
Gasoducto	3"	4,506	74,101	202,770	276,871	1,201	19,750	54,045	73,795	0	0	0	0
Gasoducto	4"	791	17,010	46,669	63,679	6,723	144,578	396,657	541,235	0	0	0	0
Gasoducto	6"	1,754	56,681	152,598	209,279					4,063	131,296	353,481	484,777
Gasoducto	8"	4,479	190,066	519,564	709,630						0	0	0
Subtotales		15,562	391,645	1,034,497	1,426,142	7,924	164,329	450,702	615,031	7,734	180,267	456,269	636,536
Imprevistos, contingencias (10%)					142,614				61,503				63,654
Total					1,568,757				676,534				700,190

Red MP - acero (19 bar)	Diámetro	Aeropuerto - San Martín de Porres			
		Longitud	Acero (FOB)	Instalación	Total
		m	USD	USD	USD
Gasoducto	2"				
Gasoducto	3"	2,358	63,454	106,110	169,564
Gasoducto	4"	1,792	64,091	105,728	169,819
Gasoducto	6"	1,914	104,552	166,518	271,070
Gasoducto	8"	2,982	215,360	345,912	561,272
Subtotales		9,046	447,457	724,268	1,171,725
Imprevistos, contingencias (10%)					117,172
Total					1,288,897

Es necesario señalar que, en el caso de los clusters Av. Argentina/Venezuela, Aeropuerto-San Martín de Porres y Lurigancho – Evitamiento, parte de las inversiones corresponde al tendido de gasoductos e instalación de estaciones reguladoras que servirá también para la conexión de clientes iniciales. El valor final de las inversiones atribuibles a "Otras Redes" surge de restar al total de inversiones estimadas, aquellas que surgen de considerar los diámetros mínimos necesarios para satisfacer únicamente a los clientes iniciales.

El detalle de la inversión asignada a "Otras Redes" se presenta a continuación:

Tabla 20: Inversiones de los clusters Industriales asignadas a "Otras Redes"

Año	2004	2005
	Av. Argentina Aeropuerto	Gambetta y Lurigancho
Cluster	USD	USD
Item	USD	USD
RED BP - ACERO (10 BAR)	965,935	924,475
RED MP - ACERO (19 BAR)	464,648	0
ESTACIONES	412,000	86,000
CONTINGENCIAS	214,587	138,671
TOTAL	2,057,170	1,149,146

Para estimar las inversiones adicionales necesarias para satisfacer los incrementos de demanda por encima de la demanda potencial esperada para los cuatro clusters industriales, se consideró un valor de 10.2 USD / m³ – día. Este ratio fue estimado sobre la base de las inversiones detalladas para "Otras Redes" para los clusters mencionados y la demanda potencial esperada para ellos. Se computó como el total de las inversiones para "Otras Redes" (3.2 Millones USD) dividido por la demanda potencial (descontando los clientes iniciales) para los cuales se diseña la red (315,681 m³ / día).

II.4. Cálculo de inversiones

Redes de baja presión de PE

Al multiplicar el costo promedio por metro lineal sobre el total de longitud a ser tendido cada año se calculan las inversiones anuales que, partiendo de la base del tendido de red para un total de 100,000 clientes potenciales, permitirán cumplir con la meta de conexión de 70,000 clientes en agosto de 2010.

Tabla 21: Proyección de las Inversiones – Segmentos Residencial y Comercial (2004 – 2009)

Clientes Potenciales		2004	2005	2006	2007	2008	2009
Incorporación Anual	cl	13,360	20,040	20,040	20,041	20,040	12,890
Residencial	cl	13,160	19,739	19,739	19,740	19,739	12,790
Comercial	cl	200	301	301	301	301	100
Redes tendidas	Km.	111	166	166	166	166	106

Para estimar las inversiones a realizar para satisfacer los segmentos residencial y comercial a partir de año 2010, se supone un valor del indicador “Inversiones (USD) / Cliente Conectado” decreciente en el tiempo, tal como se muestra en la Tabla 22.

Estaciones de regulación

Las estaciones distritales (a ser instaladas para cada 15,000 clientes conectados) tendrán un costo total de USD 49,700. Se prevé instalar un total de 9. El timing de instalación de las estaciones depende del ritmo de incorporación de clientes.

El “City – Gate” a instalar en San Borja, tendrá un costo total de USD 217,250. Tendrá una capacidad alta, dado que abastecerá a un importante caudal para GNV, en adición al consumo residencial. Se instalará en el año 2010, al momento de iniciar la construcción del Gasoducto Extensión Sur.

	"City - Gate" San Borja	Cluster Gambetta	Distritales
Capacidad	85,000 m3/h	10,000 m3/h	5,000 m3/h
Presiones	50/19	50/10	19/10
Estación (FOB)	120,000	55,000	28,000
Calentador (FOB)	45,000		
Importación y transporte 15%	24,750	8,250	4,200
Terreno (75 m2)	7,500	7,500	7,500
Instalación	20,000	15,000	10,000
Total	217,250	85,750	49,700
Cantidades	1	1	9

Gasoductos de 8” (Gasoductos Extensión Norte en 10 bar)

Se ha previsto en el diseño el desarrollo de los siguientes distritos en los primeros años 2004 - 2010:

Distritos	Hogares NSE A, B & C	Anterior con Fp = 0.7	Caudal diseño resid.	Rest.	Panad.	Hotel	Hosp.	Caudal diseño comerc.	Caudal diseño total
	No.	No.	m3/h	No.	No.	No.	No.	m3/h	m3/h
Bellavista	14,423	10,096	3,635	226	30	12		1,134	14,358
San Miguel	22,014	15,410	5,548	735	120	49		4,042	
Pueblo Libre	12,857	9,000	3,240	242	76	2		1,512	8,451
Magdalena del Mar	8,966	6,276	2,259	240	20	40		1,440	
Breña	17,187	12,031	4,331	240	50	7		1,311	8,425
Jesús María	10,629	7,440	2,679	28	2			104	
Cercado de Lima (50%)	26,510	18,557	6,680	600	150	50		3,950	10,630
Totales	112,586	78,810	28,372					13,493	41,865

Del Cluster Av. Argentina / Av. Venezuela se requieren tender gasoductos de 8" de longitud total 11,500 metros para llegar a los baricentros de los mencionados distritos. Las inversiones se realizarán en los años 2004, 2006 y 2007, años en los cuales hay que instalar los gasoductos de unos 3 Km. cada uno para llegar a los baricentros de los grupos de distritos mencionados.

Gasoductos Extensión Sur en 19 bar

Se ha previsto, a partir del año 2011, en el diseño que el "City – Gate" San Borja se inicia el tendido del gasoducto que tendrá una longitud total de 18 Km. El gasoducto tendrá diámetros decrecientes desde 12" hasta 6".

II.5. Estimación del Capital de Trabajo

El "Capital de Trabajo" considera que GNLC va a necesitar de Capital para sobrellevar el lapso promedio de tiempo entre el pago a proveedores de los montos por gas y transporte y el efectivo recupero de los montos mediante cobranza a clientes, estimado en 15 días. También necesitará de Capital de Trabajo para soportar los montos pagados de IGV sobre los costos de Inversión, que serán recuperados con el IGV cobrado a los clientes por los ingresos de la venta de gas. Finalmente, GNLC necesitará de Capital de Trabajo para soportar las necesidades de inventario, estimadas en 2% de los gastos anuales de Operación y Mantenimiento (que representan aproximadamente 7.5 días de gastos de O&M).

Por otro lado, los pagos de O&M y Gestión & Administración, además de los pagos de las facturas referentes a las inversiones, disminuyen los requerimientos de Capital de Trabajo necesario para operar la Compañía. Todos estos pagos están estimados en 45 días. El beneficio al Capital de Trabajo oriundo del pago del saldo de IGV por la operación (Ingresos menos Gastos operativos) fue calculado en 15 días.

En base a los supuestos presentados, se calcularon las variaciones anuales de los saldos de dichas cuentas, para llegar a los montos necesarios para mantener la operación de GNLC en niveles adecuados.

II.6. Estimación de las Inversiones Fijas No Productivas (ó “Inversiones Operativas”)

Las denominadas “Inversiones Operativas” contemplan el mobiliario y equipamiento de oficina, la flota de vehículos, etc. Se han estimado en 5 % de las inversiones anuales descontadas las depreciaciones, tomando en consideración la referencia (benchmark internacional) indicada por el consultor.

II.7. Plan de Inversiones y Tendido de Redes - Resumen

La Tabla que sigue resume las previsiones de inversiones totales para todos los segmentos y para todo el horizonte de estudio:

Tabla 22: Inversiones Estimadas

Datos de CAPEX																							
Descripción		2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	
Gasoductos extensión Norte	Mili USD	0.72	-	0.72	0.72	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
Gasoductos extensión Sur	Mili USD	-	-	-	-	-	-	0.54	-	0.56	-	-	0.53	-	0.63	-	0.57	0.30	0.31	0.54	-	-	
Redes MP - Acero (19bar)	Mili USD	0.46	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
Redes BP - Acero (10bar)	Mili USD	0.97	0.92	-	-	-	-	-	-	0.11	0.21	0.23	0.14	0.36	0.39	0.23	0.46	0.40	0.45	0.70	0.23	0.52	
Redes BP-PE	Mili USD	3.66	5.49	5.49	5.49	5.49	3.50	2.51	1.97	1.71	1.80	1.90	2.01	2.10	1.98	2.03	2.14	2.26	2.38	2.52	2.62	2.62	
Estaciones Reguladoras de Presión y SCADA	Mili USD	0.46	0.09	-	0.05	-	-	0.22	-	0.05	-	0.05	-	0.05	-	0.05	-	0.05	-	0.05	-	0.05	
Inversiones Operativas (Indirectas)	Mili USD	0.34	0.35	0.32	0.32	0.29	0.18	0.16	0.12	0.13	0.10	0.11	0.14	0.14	0.15	0.14	0.16	0.16	0.16	0.20	0.17	0.18	
Contingencias, soft-costs, etc. @ 15% valor proyecto	Mili USD	0.21	0.14	-	-	-	-	-	-	0.01	0.02	0.02	0.01	0.04	0.04	0.02	0.05	0.04	0.04	0.07	0.02	0.05	
Capital de trabajo	Mili USD	0.98	0.13	0.14	0.14	0.01	-0.19	0.12	-0.00	0.24	0.06	0.14	0.17	0.08	0.19	-0.02	0.26	0.09	0.15	0.28	-0.06	-2.04	
Subtotal CAPEX	Mili USD	7.80	7.12	6.67	6.73	5.79	3.50	3.54	2.08	2.81	2.20	2.46	3.01	2.77	3.38	2.46	3.64	3.30	3.49	4.35	2.99	1.38	
CAPEX Acumulado	Mili USD	7.80	14.92	21.59	28.31	34.10	37.61	41.14	43.22	46.04	48.24	50.70	53.71	56.49	59.87	62.32	65.96	69.26	72.76	77.11	80.09	81.48	
CAPEX Acumulado de Redes de BP	Mili USD	3.71	9.20	14.69	20.23	25.71	29.22	31.95	33.91	35.67	37.48	39.43	41.44	43.58	45.56	47.64	49.79	52.10	54.48	57.04	59.67	62.34	
Km de Red Instalados PE (por periodo)	Km	111	166	166	166	166	106	76	60	52	55	58	61	64	60	62	65	68	72	76	79	79	
Km de Red Acumulados	Km	111	277	444	610	776	882	958	1,018	1,070	1,125	1,182	1,243	1,307	1,366	1,428	1,493	1,562	1,634	1,710	1,789	1,869	
Inversión en Red PE por mts	USD/m	33.0	33.0	33.0	33.0	33.0	33.0	33.0	33.0	33.0	33.0	33.0	33.0	33.0	33.0	33.0	33.0	33.0	33.0	33.0	33.0	33.0	33.0
Inversión por CI conectado	USD/ci	1,405	1,159	727	592	534	475	443	428	423	423	423	422	422	420	418	416	415	414	413	411	409	
mts de Red por CI potenciales	m/ci	8.3	8.3	8.3	8.3	8.3	8.3	8.3	8.4	8.4	8.4	8.3	8.3	8.3	8.3	8.3	8.2	8.2	8.2	8.2	8.1	8.1	

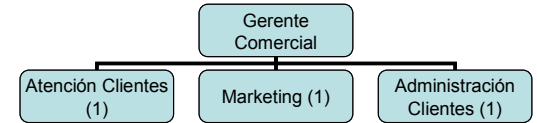
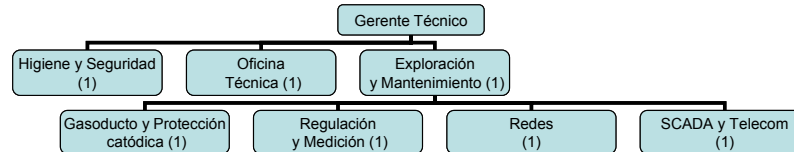
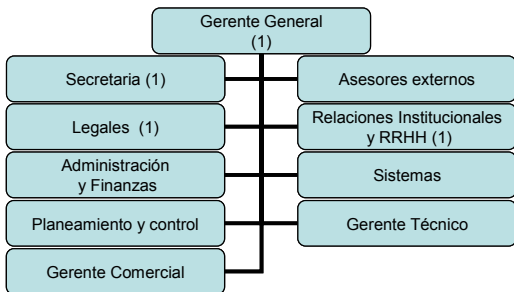
III. Gastos Operativos (OPEX)

Los gastos operativos constituyen el monto de dinero mínimo necesario para asegurar la provisión del servicio con la calidad requerida y se relacionan con las operaciones de la red, el mantenimiento de las instalaciones y el servicio al cliente. Para su estimación se tuvo en cuenta el diseño de organización pretendido, considerando distintas alternativas y evaluándolas con referencia de benchmarks internacionales de costos ([Anexo 8](#)).

A continuación se presenta un detalle de los OPEX considerados:

Tabla 23: Detalle de los OPEX considerados

	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	
GERENCIA TÉCNICA	265	652	908	959	1,132	1,155	1,197	1,231	1,266	1,330	1,364	1,400	1,435	1,471	1,506	1,543	1,620	1,657	1,697	1,734	1,773	
Gastos de funcionamiento	130	136	142	142	146	146	148	150	152	154	156	158	160	162	164	166	168	170	172	174	176	
Gastos de Operación y Mantenimiento	134	359	423	474	577	600	640	673	706	736	767	801	834	869	901	936	971	1,006	1,044	1,080	1,117	
Subcontratistas	90	216	216	216	270	270	290	310	330	350	370	390	410	430	450	470	490	510	530	550	570	
Materiales	8	42	66	88	108	118	128	134	141	148	156	163	172	180	189	199	208	219	230	241	253	
Odorización	10	45	55	55	60	60	61	62	62	63	64	65	66	66	67	68	69	70	70	71	72	
Seguros	26	56	86	115	139	152	162	167	172	175	178	183	187	192	195	200	204	208	214	217	221	
Gastos de Personal	0	157	343	343	408	408	408	408	408	440	440	440	440	440	440	440	480	480	480	480	480	
GERENCIA COMERCIAL	805	1,093	1,139	1,190	1,266	1,386	1,489	1,433	1,421	1,434	1,486	1,441	1,492	1,546	1,484	1,535	1,589	1,646	1,705	1,768	1,833	
Gastos de Personal	444	615	615	615	615	615	615	615	615	615	615	615	615	615	615	615	615	615	615	615	615	615
Capacitación	32	39	30	20	15	15	12	12	12	11	11	11	11	11	11	11	11	11	11	11	11	
Promociones	180	240	240	240	240	240	240	144	86	52	52	52	52	52	52	52	52	52	52	52	52	
Gastos Generales	99	132	132	132	132	132	132	132	132	132	132	132	132	132	132	132	132	132	132	132	132	
Sistemas y Administración de Clientes	50	67	122	183	264	384	490	530	576	625	676	631	683	736	675	726	779	836	896	959	1,023	
GERENCIA ADMINISTRACIÓN	661	1,047	1,054	1,061	1,068	1,075	1,041	1,048	1,055	1,062	1,069	1,076	1,083	1,090	1,097	1,104	1,111	1,118	1,125	1,132	1,139	
Gastos de Personal	247	330	333	336	339	342	345	348	351	354	357	360	363	366	369	372	375	378	381	384	387	
Alquileres	120	160	160	160	160	160	160	160	160	160	160	160	160	160	160	160	160	160	160	160	160	
Mantenimiento de Vehiculos	15	20	22	24	26	28	30	32	34	36	38	40	42	44	46	48	50	52	54	56	58	
Auditoria Contabilidad e Impuestos	11	15	15	15	15	15	15	15	15	15	15	15	15	15	15	15	15	15	15	15	15	
Asesoría Técnica	156	375	375	375	375	375	375	375	375	375	375	375	375	375	375	375	375	375	375	375	375	
Asesoría Legal	11	15	15	15	15	15	15	15	15	15	15	15	15	15	15	15	15	15	15	15	15	
Sistemas	81	108	108	108	108	108	67	67	67	67	67	67	67	67	67	67	67	67	67	67	67	
Varios	19	25	27	29	31	33	35	37	39	41	43	45	47	49	51	53	55	57	59	61	63	



Los gastos operativos para la distribución por “Otras Redes” se estimaron a partir de agregar los principales rubros de costos recurrentes:

III.1. Costos de Gerencia Técnica

Este rubro representa los costos relacionados con el proceso productivo en sí (distribución), e incluye Gastos de Funcionamiento, Gastos de Operación y Mantenimiento, Gastos de Personal de la Gerencia Técnica de Otras Redes, Gastos en Seguros.

Las consideraciones que se tuvieron en cuenta para la definición de las tareas de Operación y Mantenimiento del Sistema de Distribución a operar por GNLC están desarrolladas en el informe “Consideraciones para la Operación y Mantenimiento del Sistema de Distribución” que se adjuntan a este documento como [Anexo 7](#). Dicho informe es también la base sobre la cual se realizará el equipamiento que resulta necesario para la operación y mantenimiento del sistema y se procederá a la selección y capacitación del personal que tendrá a su cargo la realización de las correspondientes tareas de operación y mantenimiento del sistema.

La siguiente tabla resume el subtotal de gastos de O&M para los primeros años, y el ratio de dólares por kilómetros de red de polietileno instalados.

Tabla 24: Evolución Estimada de Costos de O&M y Seguros

	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013-2024
Miles de USD	265	652	908	959	1,132	1,155	1,197	1,231	1,266	
USD/Km de red	1,572	1,458	1,308	1,249	1,209	1,183	1,183	1,154	1,126	~ 950
USD/Cliente conectado	100	49	33	23	20	17	16	15	15	15

III.2. Costos Gerencia de Administración

En relación con la estructura organizacional de la empresa requerida para “Otras Redes”. Los montos han sido estimados según la experiencia internacional de Tractebel.

Tabla 25: Evolución Estimada de Costos de Administración

	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013-2024
Miles de USD	721	1,108	1,115	1,150	1,200	1,216	1,258	1,285	1,305	
USD/Cliente conectado	273	84	41	28	22	18	16	16	15	15 - 10

III.3. Costos Gerencia Comercial

Vinculados al servicio al cliente, incluyen salarios, capacitación, promociones, gastos generales y administración de clientes. En el siguiente cuadro se resumen estos rubros para los primeros años.

Tabla 26: Evolución Estimada de Costos de Comercialización

	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013-2024
Miles de USD	1,126	1,093	1,139	1,190	1,266	1,386	1,489	1,433	1,421	
USD/Cliente conectado	426	83	42	29	23	20	19	17	16	16 - 12

III.4. Otros Costos Recurrentes

- Pérdidas técnicas: Se asume un porcentaje de 2%. El costo de las pérdidas se estimó como la diferencia entre el volumen de gas recibido y el volumen de gas medido (facturado) a los clientes finales, valorizadas al precio del gas en boca de pozo más la tarifa regulada de transporte en Red Principal. Cabe destacar que estos costos han sido considerados en función de los volúmenes de gas distribuidos por las "Otras Redes". Esto significa que las diferencias que se manifiesten entre los sistemas de medición del transportista y de la distribuidora deberán ser alocadas en función de los volúmenes que corresponden a los clientes iniciales en el cómputo de las diferencias de medición.
- Incobrables: se supone un porcentaje de incobrables con respecto a la facturación a clientes residenciales y comerciales decrecientes en el tiempo con el siguiente perfil:

Tabla 27: Evolución Estimada del Porcentaje de Incobrables (respecto a la facturación)

Año	2004	2005	2006	2007	2008-2024
Porcentaje	5.0%	4.0%	3.0%	2.0%	1.5%

Estos porcentajes fueron los utilizados por la consultora Stone & Webster para evaluar las unidades de negocio de distribución de gas natural al momento de la privatización en Argentina (1992).

- Mantenimiento de Acometidas Residenciales, Comerciales e Industriales: comprende el gasto necesario para mantener las acometidas en correcto estado. Se estimó con los siguientes supuestos, de acuerdo a la experiencia de Tractebel en otras concesiones:
 - Acometidas Residenciales y Comerciales (no incluye costo de cambio de medidor ni regulador por mal funcionamiento): El mantenimiento del tubo de conexión se estima en 3.0 USD por cada cliente conectado por año y el costo de inspección de los gabinetes a realizarse cada 5 años se estima en 15 USD por cliente conectado.
 - Acometidas Industriales (sólo considera mantenimientos mensuales de rutina. No incluye costo de materiales o elementos a reemplazar por mal funcionamiento): se estima un costo de 250 USD por cliente conectado por año.
- Contribución al Osinerg: estimada como el 1% de la facturación total.

III.5. Costos de Desarrollo

Como parte de este rubro se han considerado los montos necesarios para llevar adelante el estudio de mercado. También se han considerado los costos para el desarrollo de campañas de marketing y promoción a los fines de poder dar una amplia difusión a los

segmentos de la sociedad pertinentes sobre la incorporación, características y ventajas de este nuevo combustible.

Cabe mencionar que las campañas de sensibilización serán de vital importancia para evitar un rechazo por desconocimiento del combustible.

Se incluyeron tres costos adicionales no recurrentes:

- Costos pre-operacionales del Proyecto: estimados en 0.5 millones de USD a desembolsar totalmente el primer año, según experiencia de Tractebel en proyectos similares.
- Costo transitorio para incentivar la conversión de los usuarios residenciales: este costo sólo está presente en los seis primeros años y se estima en 155 USD por cada cliente que se conecta hasta llegar a los 70,000, tal como se describe en el Capítulo “Mecanismos de Transición”.
- Costo de habilitación: El costo unitario por cada habilitación de un nuevo cliente residencial y comercial ha sido evaluado en US\$31. Con el mismo principio de incentivo del desarrollo del mercado se ha previsto bonificar por este costo a los clientes, tal como se describe en el Capítulo “Mecanismos de Transición”. Cabe destacar además que este costo corresponde tanto a gastos de personal y equipos necesarios para las habilitaciones, y que dichos montos han sido por lo tanto excluidos de los gastos de personal y operativos.

Se propone mejorar el incentivo a adoptar el gas natural de los usuarios residenciales a través de una reducción del costo de conversión de estos usuarios. En efecto, debido a los bajos niveles de consumo de estos usuarios, el costo de conversión resulta ser muy significativo y una clara barrera de entrada para la penetración del gas natural en el mercado residencial.

Tabla 28: Costos Operativos Estimados

Datos de COSTOS RECURRENTE																						
Descripción		2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024
Operación y Mantenimiento & Seguros	Mill USD	0.26	0.65	0.91	0.96	1.13	1.15	1.20	1.23	1.27	1.33	1.36	1.40	1.43	1.47	1.51	1.54	1.62	1.66	1.70	1.73	1.77
Administración	Mill USD	0.72	1.11	1.11	1.15	1.20	1.22	1.26	1.28	1.31	1.33	1.36	1.38	1.40	1.43	1.44	1.47	1.49	1.51	1.53	1.56	1.59
Comercialización	Mill USD	1.13	1.09	1.14	1.19	1.27	1.39	1.49	1.43	1.42	1.43	1.49	1.44	1.49	1.55	1.48	1.54	1.59	1.65	1.71	1.77	1.83
Costo Pérdidas	Mill USD	0.01	0.07	0.19	0.26	0.33	0.39	0.46	0.52	0.60	0.67	0.73	0.77	0.83	0.88	0.93	0.99	1.04	1.11	1.19	1.24	1.31
Incobrables	Mill USD	0.00	0.07	0.14	0.17	0.20	0.22	0.24	0.26	0.28	0.30	0.32	0.33	0.34	0.35	0.36	0.37	0.38	0.40	0.41	0.42	0.45
Osinerg	Mill USD	0.01	0.05	0.15	0.20	0.25	0.30	0.36	0.40	0.46	0.50	0.55	0.58	0.62	0.66	0.70	0.75	0.79	0.84	0.90	0.94	1.00
Costo de mantenimiento de acometida R/C	Mill USD	0.12	0.14	0.17	0.22	0.26	0.39	0.43	0.45	0.46	0.48	0.55	0.56	0.58	0.59	0.61	0.70	0.72	0.74	0.76	0.78	0.80
Costo de mantenimiento de acometida Ind	Mill USD	0.00	0.00	0.01	0.01	0.01	0.02	0.02	0.02	0.02	0.03	0.03	0.03	0.03	0.03	0.04	0.04	0.04	0.05	0.05	0.05	0.06
Subtotal OPEX	Mill USD	2.25	3.18	3.82	4.16	4.65	5.08	5.45	5.60	5.82	6.07	6.38	6.50	6.73	6.97	7.07	7.39	7.68	7.94	8.24	8.49	8.81

COSTOS DE DESARROLLO																						
Descripción		2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024
Costo Pre-Operacionales del Proyecto	Mill USD	0.50	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Costos p/incentivar la conversión a usuarios R	Mill USD	0.49	0.99	2.29	2.60	2.60	2.49	1.97	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Subtotal Costos Desarrollo	Mill USD	0.99	0.99	2.29	2.60	2.60	2.49	1.97	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-

Opex "O&M + Seguros" por Km de red	USD/m	2,388	2,352	2,046	1,572	1,458	1,308	1,249	1,209	1,183	1,183	1,154	1,126	1,098	1,077	1,054	1,033	1,037	1,014	992	969	949
Opex "Comercialización" por Cliente Conectado	USD/Ci	426	83	42	29	23	20	19	17	16	16	16	14	14	14	13	13	12	12	12	12	12
Opex "Administración" por Cliente Conectado	USD/Ci	273	84	41	28	22	18	16	16	15	15	14	14	13	13	12	12	12	11	11	10	10
Subtotal Opex por Clientes Conectados	USD/Ci	853	241	140	101	84	75	71	68	67	67	67	65	64	63	60	60	60	59	58	57	56

IV. Acometidas para Clientes Residenciales y Comerciales

Como indica el RDGN, la acometida incluye la tubería de conexión, el medidor/ regulador y la válvula de servicio. Se considera que la acometida no forma parte de la base de capital regulada de la empresa, es propiedad del cliente y, sumada a la tubería de instalación interna, constituye el llamado costo de conversión que el cliente podrá completar en un único pago o tendrá la opción de financiar a plazos y tasas de mercado.

No obstante ello, cabe señalar que la tubería de conexión formará parte de los activos de la distribuidora, en la medida en la que han sido propuestos y señalados en la Sección V "Mecanismos de Transición" de este informe.

GNLC podrá facilitar el cobro de la cuota de financiación, incluyéndola dentro de la factura mensual que emitirá a cada cliente.

Para estimar su costo total se supuso la siguiente estructura de costos:

Tabla 29: Costo Estimado de Acometidas para clientes Residenciales y Comerciales

		Residencial	Comercial
Tubería de conexión	USD	155	237
ERM	USD	100	425
Acometida Interna	USD	145	600
Total	USD	400	1,262

Años de financiación	años	8	5
Tasa de interes anual	%	12%	12%
Cuota mensual equivalente con Tubería de conexión	USD	6.4	27.7
Cuota mensual equivalente sin Tubería de Conexión	USD	3.9	n/a

V. Mecanismos de Transición

V.1. Antecedentes

A fin de lograr el exitoso desarrollo del mercado de gas natural, considerando que el área de estudio carece de una cultura de gas natural, resulta conveniente instrumentar inicialmente criterios de aplicación transitoria. A continuación se exponen dichos mecanismos de transición.

V.2. Costos de Conexión

Dado que la tarifa de distribución contempla el desarrollo del sistema de distribución, la conexión a dicho sistema quedará constituida por los siguientes elementos:

- a. Tubería de conexión
- b. Estación de Regulación y Medición (ERM)
- c. Acometida Interna

El costo total de los tres elementos mencionados deberá ser parte de los costos que un cliente deba afrontar. Dados los volúmenes de consumo que se prevén por cliente y la diferencia estimada del precio final del gas natural en relación con el precio de los

energéticos sustitutos, será conveniente que los potenciales clientes tengan suficiente atractivo por parte del suministro de gas natural como para decidirse a tomarlo.

Es por ello que, para incentivar a los potenciales clientes a conectarse al servicio de gas natural, se ha previsto un mecanismo de transición consistente en que la tubería de conexión no represente parte de los costos directos a ser afrontados por los primeros 70.000 clientes.

De este modo se mejora la competitividad y el atractivo del servicio hacia los clientes.

Según los valores de inversión mencionados en las correspondientes secciones de éste informe, el costo estimado de la Tubería de Conexión asciende a US\$155 por cliente, motivo por el cual el valor incluido como promoción corresponde a este valor.

V.3. Costos de habilitación

La habilitación de todo nuevo cliente residencial y comercial deberá ser realizada una vez que la inspección de la Concesionaria apruebe las instalaciones y verifique las pruebas correspondientes a ser realizadas a las mismas. Posteriormente se realizará la instalación del medidor correspondiente y la habilitación del servicio también por personal de la distribuidora.

El costo unitario por cada habilitación de un nuevo cliente residencial y comercial ha sido evaluado en US\$31.

Con el mismo principio de incentivo del desarrollo del mercado se ha previsto bonificar por este costo a los clientes y por lo tanto incluirlo dentro de los mecanismos de transición.

V.4. Molécula de gas

La Concesionaria intentará acordar con el Productor de Gas Natural la obtención de un cupo de gas natural sin cargo por cada cliente residencial, durante un período transitorio.

De conseguirse el mencionado volumen, éste será aplicado como descuento a cada consumo que el cliente genere en forma mensual.

V.5. Costos de desarrollo

Como parte de este rubro se han considerado los montos necesarios para llevar adelante el estudio de mercado. También se han considerado los costos para el desarrollo de campañas de marketing y promoción a los fines de poder dar una amplia difusión a los segmentos de la sociedad pertinentes sobre la incorporación, características y ventajas de este nuevo combustible.

Cabe mencionar que las campañas de sensibilización serán de vital importancia para evitar un rechazo por desconocimiento del combustible.

VI. Transporte y Distribución en la Red Principal (*pass-through*)

Los costos de compra, transporte y distribución en Red Principal (RP) del gas natural (*pass-through*) se facturarán a los clientes finales a través de cargos específicos que se calculan de igual forma para todas las categorías tarifarias definidas.

No se ha considerado en el cálculo del *pass-through* ningún cargo por reserva de capacidad de transporte ya sea en el gasoducto de transporte o en el de distribución por Red Principal.

Por lo tanto, para cada cliente el *pass-through* será calculado como:

$$\text{Pass-through} = \text{Costo de Compra de Gas Natural} + \text{Costo del Transporte RP} + \text{Costo de Distribución en RP}$$

VII. Algoritmos de Cálculo del Modelo

VII.1. Estimación del Margen de Distribución (MDBP) y del Margen de Comercialización (MC)

El punto de partida para el cálculo del MDBP y del MC es que la sumatoria de las erogaciones en el período de recuero debe igualar a la sumatoria de los ingresos tarifarios en igual período, ambos debidamente actualizados (condición de equilibrio):

$$\sum_{t=1}^T \frac{\text{Erogaciones}_t}{(1+r)^t} = \sum_{t=1}^T \frac{\text{Ingresos Tarifarios}_t}{(1+r)^t} \quad (1.)$$

Además, los ingresos tarifarios pueden expresarse como:

$$\sum_{t=1}^T \frac{\text{Ingresos Tarifarios}_t}{(1+r)^t} = \sum_{t=1}^T \frac{\text{Tarifa} \times \text{Dem}_t}{(1+r)^t} = \text{Tarifa} \sum_{t=1}^T \frac{\text{Dem}_t}{(1+r)^t} \quad (2.)$$

Combinando 1. y 2. y despejando:

$$\text{Tarifa} = \frac{\sum_{t=1}^T \frac{\text{Erogaciones}_t}{(1+r)^t}}{\sum_{t=1}^T \frac{\text{Dem}_t}{(1+r)^t}} = \text{Costo Medio} = \frac{\sum_{t=1}^T \frac{\text{AVNR Inv}_t + \text{A}\Delta\text{WK}_t + \text{COyM}}{(1+r)^t}}{\sum_{t=1}^T \frac{\text{Dem}_t}{(1+r)^t}} \quad (3.)$$

Donde:

- AVNR Inv_t : Representa la anualidad del VNR de las inversiones anuales
- COyM $_t$: Representa el costo operativo anual estándar
- A Δ WK $_t$: Representa la anualidad de la variación en el capital de trabajo.
- r: Es la tasa de actualización antes de impuesto a las ganancias, y
- T: Es el horizonte de valuación del proyecto, en este caso T=20 años.

A su vez:

AVNR Inv_t es igual al producto del VNR de las inversiones en el período T por el factor de recuperación del capital (FRC) para el período n de 30 años y

$A\Delta WK_t$ es igual al producto de las variaciones anuales del requerimiento de capital de trabajo por el factor de recuperación del capital (FRC) para un período n de 30 años.

El FRC se deduce de la siguiente fórmula:

$$FRC = \frac{r \times (1+r)^n}{((1+r)^n) - 1}$$

VIII. Asignación de Costos y Estructura Tarifaria

El marco normativo peruano establece un mecanismo regulatorio de tarifas máximas que fija el nivel y la estructura de tarifas por períodos predeterminados. La metodología tarifaria para el cálculo del margen de la concesionaria –distribución y comercialización– se basa en el enfoque de la empresa eficiente. Asimismo se determina que los costos de Distribución se asignarán a cada categoría de consumidor y que dichas categorías serán propuestas por el Concesionario para aprobación del OSINERG².

VIII.1. Separación de las Actividades de Distribución y Comercialización

A fin de cumplir con los lineamientos establecidos en el Reglamento y de adecuar la propuesta tarifaria a los principios de la mejor práctica internacional, esta separación se realiza teniendo en cuenta los costos correspondientes a cada actividad. En este sentido, el concepto que se ha utilizado para la asignación de los costos en presencia de diferentes tipos de servicios es el de costos incrementales. Los costos incrementales representan el aumento del costo total si un servicio (el de comercialización) es prestado por la distribuidora. Una forma equivalente de definirlos es mediante los costos evitables, que representan aquellos costos que dejarían de incurrirse si el servicio de comercialización fuese prestado por otro proveedor.

De tal manera, se ha estimado que el valor presente de los costos de comercialización asciende a USD 11.6 millones. Estos costos, tal como está previsto en el Reglamento, conciernen principalmente a las tareas de atención al cliente, facturación y cobranza y están determinados por dos componentes principales:

- los OPEX de la actividad de comercialización, con un valor presente de USD 10.1 millones
- la anualidad del VNR de las inversiones para la actividad de comercialización, cuyo valor presente asciende a USD 1.5 millones

A continuación se presenta una tabla que exhibe la asignación de costos realizada entre las actividades de distribución y comercialización, así como los criterios utilizados.

² Art. 107 del Reglamento de Distribución de Gas Natural por Red de Ductos (modificado por el Artículo 12 del Decreto Supremo N° 042-2001-EM publicado el 21-07-2001)

Asignación entre las actividades de Comercialización y Distribución			
COSTOS	Com	Dist	Criterio
1) OPEX			
Costos de comercialización	100%	0%	Directa
Otros Opex	0%	100%	Directa
2) CAPEX			
Inversiones Operativas (Indirectas)	50%	50%	Directa
Capital de Trabajo	50%	50%	Directa
Otros Capex	0	100	Directa

El valor presente de los costos de comercialización represente un 14% del valor presente de los costos totales correspondientes a Otras Redes, lo cual representa una proporción razonable si se considera la experiencia internacional relevante. A modo de referencia, se citan a continuación algunas experiencias internacionales de Estudios en los cuales se ha desagregado en el margen total de distribución la incidencia de las actividades de: (i) prestación de la distribución por la red y, (ii) medición, facturación y cobranzas.

- En el documento “Análisis y Diseño de la Regulación Tarifaria para la Distribución de Gas Natural en Colombia (2000), que fuera elaborado para la CREG en conjunto con Económica Consultores, se estimó que los costos de comercialización –que incluyen actividades de medición, facturación y cobranzas- representaban entre 13-15% de los costos de distribución totales.
- Conforme el Estudio sobre “Cálculo del Valor Agregado de Distribución y Tarifas Finales correspondientes al servicio de gas por cañería en el área Metropolitana de Montevideo y resto del Departamento”³, contratado por el Ministerio de Industria, Energía y Minería (2001) y elaborado por R. García Consultores, Freyre y Asociados y Mercados Energéticos, se estimó que la incidencia de los costos de comercialización es de aproximadamente el 14% del valor agregado de distribución promedio computado.
- Finalmente según estudios realizados por una distribuidora en Argentina (2001) indican que los costos de comercialización incluyendo sólo actividades de facturación, cobranzas y atención comercial representan el 20% del margen de distribución. Vale aclarar que para este caso, las actividades de control de despacho y lectura se siguen considerando dentro del negocio de redes de la distribuidora por cuanto no se observan economías de costos para sacarlas fuera del negocio regulado.

VIII.2. Asignación de Costos de Distribución entre las distintas categorías tarifarias

Tomando en consideración las disposiciones normativas, para calcular el margen de distribución por tipo de usuario se asignaron los costos de inversión (CAPEX) y de operación (OPEX)⁴ entre los distintos clientes, de acuerdo a los criterios indicados a continuación.

³ Este estudio fue la base de las tarifas iniciales fijadas por el Gobierno.

⁴ Los cuales incluyen tanto los gastos de operación y mantenimiento como los correspondientes a comercialización y administración.

La asignación de los costos para cada categoría utilizando el criterio que busca reflejar la responsabilidad de las distintas categorías en los costos totales de prestación del servicio.

Se realizaron dos fases de asignación de costos: una primera fase, denominada asignación primaria, distribuyó los costos entre las categorías de clientes más pequeños (A y B), asociadas principalmente a usuarios residenciales y comerciales y las categorías de clientes más grandes (C y D) correspondientes a clientes industriales y GNV.

La asignación primaria se exhibe en la siguiente tabla:

Asignación Primaria			
COSTOS	A+B	C+D	Criterio
1) OPEX			
Costo de mantenimiento de acometida R/C	100%	0%	Directa
Costo de mantenimiento de acometida Ind	0%	100%	Directa
Otros Opex	9%	91%	Volumen
2) CAPEX			
Redes BP-PE	100%	0%	Directa
Otros Capex	0%	100%	Directa
Capital de trabajo	-	-	Calculo Endógeno

En una segunda fase de asignación, denominada asignación secundaria, se distribuyeron, por un lado, los costos de las categorías pequeñas (A y B), lo cual se exhibe en la siguiente tabla:

Asignación Secundaria			
A y B	A	B	Criterio
1) OPEX			
Costo de mantenimiento de acometida R/C	99%	1%	Clientes
Otros Opex	83%	17%	Volumen
2) CAPEX			
Redes BP-PE	85%	15%	0.86 vol; 0.14 Cli

Por otro lado, se realizó la asignación secundaria de los costos de las categorías de clientes grandes (C y D), según el siguiente detalle

Asignación Secundaria			
C y D	C	D	Criterio
1) OPEX			
Costo de mantenimiento de acometida Ind	68%	32%	Cliente
Otros Opex	51%	49%	0.44 vol; 0.56 Cli
2) CAPEX			
ERP + RTU SCADA	68%	32%	Cliente
Gasoducto extensión Norte	68%	32%	Cliente
Gasoducto extensión Sur	68%	32%	Cliente
Inversiones Operativas (Indirectas)	68%	32%	Cliente
Redes BP - Acero (10bar)	68%	32%	Cliente
Redes MP - Acero (19bar)	68%	32%	Cliente
Contingencias, soft-costs, etc. @ 10% valor proyecto	68%	32%	Cliente
Estaciones Reguladoras de Presión	68%	32%	Cliente
Nacionalización tuberías acero y ERP	68%	32%	Cliente

VIII.3. Asignación de Costos de Comercialización entre las distintas categorías tarifarias

De modo análogo a lo realizado para la actividad de Distribución, se realizaron dos fases de asignación para los costos de Comercialización

La asignación primaria, distribuyó los costos entre las categorías de clientes más pequeños (A y B) y las categorías de clientes más grandes (C y D).

La asignación primaria se exhibe en la siguiente tabla:

Asignación de primaria de costos de Comercialización entre categorías			
COSTOS	A+B	C+D	Criterio
1) OPEX	9%	91%	Volumen
2) CAPEX			
Inversiones Operativas (Indirectas)	0%	100%	Directa
Capital de Trabajo	-	-	Calculo Endógeno

En la segunda fase de asignación, se distribuyeron, en primer lugar, los costos de las categorías pequeñas (A y B), lo cual se exhibe en la siguiente tabla:

Asignación de Secundaria costos de Comercialización entre categorías			
COSTOS	A	B	Criterio
1) OPEX	83%	17%	Volumen

En segundo lugar, se realizó la asignación secundaria de los costos de las categorías de clientes grandes (C y D), según el siguiente detalle

Asignación de Secundaria costos de Comercialización entre categorías			
COSTOS	C	D	Criterio
1) OPEX	51%	49%	0.44 vol; 0.56 Cli
2) CAPEX			
Inversiones Operativas (Indirectas)	68%	32%	Cliente

VIII.4. Estructura tarifaria

La importancia de los costos fijos de inversión y operación requieren la verificación de la asignación de costos con información de demanda, de modo de considerar la respuesta de los clientes y su valoración del servicio.

Un elemento que suele ser utilizado en la práctica regulatoria a nivel internacional para estimar la potencial sustitución en el consumo de distintos niveles y que debe ser tomado en consideración para el diseño de la estructura tarifaria, es el precio de los combustibles sustitutos, el cual difiere para las distintas categorías de consumidores.

La incorporación de esta información de demanda permite una evaluación más completa y posibilita el análisis de distintas alternativas de estructura tarifaria que pueden mejorar el cumplimiento de los objetivos regulatorios perseguidos, principalmente en lo relativo a las metas de incorporación de usuarios al servicio de gas, a través por ejemplo de esquemas de tarifas no lineales (con distintas combinaciones de cargos fijos y variables) para diferentes rangos de consumo.

Como ha sido mencionado, debido que gran parte de los costos de prestación del servicio están asociados a la construcción, operación y mantenimiento de la red, y en consecuencia resultan independientes del nivel de consumo en cada momento del tiempo, el costo marginal de consumir un m³ adicional es inferior al costo medio de provisión del servicio.

Esta caracterización, permite vislumbrar que existen alternativas mucho más eficientes que la de cobrar un cargo variable que iguale el costo medio para lograr la viabilidad financiera de la concesión. En este sentido, una tarifa en dos partes, con un cargo fijo y un cargo variable (o precio marginal), puede generar señales más eficientes para el consumo, al permitir disminuir la distorsión entre el precio marginal y el costo marginal.

El diseño de una tarifa en dos partes óptima resulta más complejo en la medida en que las demandas individuales de los distintos clientes resulten muy diferentes, que, como ha sido notado, es la situación de los potenciales clientes de GNLC⁵. En este sentido, dado que las demandas individuales difieren significativamente entre sí, una estructura tarifaria no lineal deberá tener en cuenta, por un lado, la restricción de participación de los usuarios de menor demanda (que podrían ser excluidos del mercado si el cargo fijo es excesivamente elevado) y, por otro lado, la distorsión generada por un cargo variable demasiado alto. La teoría económica reconoce que en general, la tarifa en dos partes óptima implicará un cargo variable superior al costo marginal y un cargo fijo que excluya algunos consumidores del mercado.⁶

Una vez manifestada la conveniencia de diseñar una estructura tarifaria no lineal que permita recuperar parte de los costos fijos de distribución de gas a través de cargos fijos, independientes del volumen consumido, y teniendo en cuenta la dispersión exhibida por la demanda industrial estimada para GNLC, se ha evaluado que la metodología más apropiada para maximizar la incorporación de clientes industriales al servicio de gas, compatibilizando el cargo fijo con las características de la demanda individual⁷, es la de establecer cargos fijos relacionados con la capacidad de distribución requerida para abastecer a cada cliente.

Estos cargos fijos de capacidad o cargos de demanda⁸, se expresarían en unidades monetarias por m³-día de capacidad y se pagarían mensualmente, con cada factura, pero en forma independiente del consumo efectivo.

Asimismo, esta metodología permite asignar más adecuadamente la remuneración de los costos fijos de distribución. Estos costos son función de las características físicas y operativas de la red, la cual es dimensionada de acuerdo con la demanda máxima que debe abastecerse. De tal modo, la incidencia de los distintos usuarios en los costos fijos relacionados con la construcción, operación y mantenimiento de la red, puede ser aproximada a partir de la demanda máxima individual prevista para el período de demanda pico de la distribuidora. Por lo tanto, los cargos fijos de capacidad generan incentivos para una mayor eficiencia en la asignación de recursos, al promover que los

⁵ Si las demandas individuales fuesen idénticas, la tarifa en dos partes óptima permitiría alcanzar el resultado de primero mejor a través de un cargo variable igual al costo marginal y un cargo fijo por cliente calculado de modo tal que recupere los costos remanentes.

⁶ Véanse Armstrong, M; Cowan, S; Vickers, J. "Regulatory Reform: Economic Analysis and British experience". MIT Press, 1994. Ch.2. Train, Kenneth "Optimal Regulation", The economic Theory of Natural Monopoly. MIT, 1995. Ch.7.

⁷ Minimizando la cantidad de usuarios potenciales que no se conecten debido a su "restricción de participación", por ser el cargo fijo demasiado alto para su nivel de demanda.

⁸ *Demand charge*

clientes que requieren una menor capacidad de distribución paguen cargos fijos más bajos en relación con los clientes que demandan una mayor capacidad, lo cual no sucedería en caso de que se estableciera un cargo fijo por factura único.⁹

En consecuencia, se establecieron cuatro categorías tarifarias, aplicando los criterios de tarifas no lineales y decrecientes a medida que aumentan los volúmenes de consumo, y reflejando los costos correspondientes a las actividades de distribución y comercialización.

La siguiente tabla exhibe los cargos tarifarios por categoría de cliente y desagregando la remuneración de las actividades de distribución y comercialización.

Composición de la tarifa de otras Redes							
Parámetros Tarifarios					Cuadro FINAL		
Margen de Comercialización		Margen de Distribución			Tarifa de Otras Redes		
Cargo Fijo		Cargo Fijo		Variable	CF	CF	CVD
usd/cl.mes	usd/m3/dia.mes	usd/cl.mes	usd/m3/dia.mes	usd/m3	usd/cl.mes	usd/m3/dia.mes	usd/m3
0.2	-	0.7		0.2134	0.9		0.2134
2.7	-	1.3		0.1892	4.0		0.1892
-	0.40		0.15	0.0452		0.55	0.0452
-	0.15		0.40	0.0044		0.55	0.0044

En resumen, las tarifas permiten maximizar la competitividad del gas natural respecto a sus combustibles alternativos y, así, alcanzar los objetivos regulatorios de obtener una estructura tarifaria sostenible, basada en costos de una empresa eficiente, que sea capaz de lograr la mayor penetración del gas natural en la matriz energética del Perú, objetivos que se consideran deseables y beneficiosos para todas las partes involucradas en el Proyecto Camisea y para la comunidad en general.

⁹ A los efectos del cálculo tarifario se asumió un factor de carga (relación entre el consumo en el período pico y el consumo promedio) igual a 1 (un perfil de consumo estable a lo largo del año)

Sección 3. - Resultados del Modelo

A continuación se detalla la estructura tarifaria resultante del modelo. Es necesario señalar que todos los cargos que se expresan a continuación muestran los costos conocidos en la actualidad. Cualquier modificación de los costos, impuestos, tarifas, entre otros, que puedan ser creados en el futuro deberán ser adecuadamente trasladados en su exacta incidencia a los valores que se presentan en este informe.

I. Categorías Tarifarias

La estructura tarifaria que surge queda constituida por cuatro categorías definidas en función de la magnitud del consumo. El siguiente cuadro exhibe las categorías y los rangos de consumo para los cuales resultan aplicables las tarifas. Como referencia también se incluye el principal combustible que se sustituye y el tipo de uso que se le da al gas.

Al respecto cabe señalar que para modificaciones de categoría de un cliente, éste deberá haber tenido al menos tres meses de demanda en el segmento al cual sea cambiado ya sea superior o inferior al que esté ocupando.

Tabla 30: Categorías Tarifarias

Categoría	Rango de Consumo		Uso Típico	Combustible Sustituto		Punto Conexión Red
	m3 / mes	m3 / día		Tipo	USD / MMBTU (sin IGV)	
A	Hasta 100	Hasta 3	Residenciales	GLP Residencial	14.5	BP 4 bar
B	100 - 15,000	3 - 493	Comerciales	GLP a granel	11.6	4 - 19 bar
C	15,000 - 480,000	493 - 15,789	Industriales	Diesel 2	10.5	hasta 50 bar
				GLP a Industriales	9.0	
D	más de 480,000	más de 15,789	Muy Gran Industria	Fuel	4.5	hasta 50 bar

Cada categoría tiene una tarifa compuesta por tres cargos diferenciados:

- el cargo fijo de distribución CFD:
 - expresado en USD / Cliente – mes para las categorías A y B (pequeños consumos)
 - expresado en USD / MMBTU-día – mes para las categorías C y D (medianos y grandes consumos), calculado en función del consumo promedio diario del mes facturado.
- el cargo variable de distribución CVD, expresado en USD / MMBTU y
- el cargo variable de producción CVP (*pass-through*) que traslada los costos de compra de gas y transporte y distribución en Red Principal al usuario final.

Dado el nivel de consumo unitario esperado en el segmento de gas natural vehicular y que las tarifas serán independientes de la ubicación geográfica, se ha incorporado este segmento de la demanda en la categoría D.

II. Cuadro Tarifario

El Cuadro Tarifario resultante es:

Tabla 31: Cuadro Tarifario Inicial

Categoría	Rango de Consumo	Cargo Fijo Distribución mensual (CFD)		Cargo Variable Distribución (CVD) (*)	Cargo Variable Producción "Pass-Through"
	m3/mes	USD/ CI	USD/ MMBTU/día	USD/MMBTU	USD/mes
A	Hasta 100	0.9	-	5.63	(PG+TAP+DAP)
B	101 - 15,000	4.0	-	4.99	
C	15,001 - 480,000	-	14.51	1.19	
D	más de 480,000	-	14.51	0.12	

(*) Para expresar los m3 de gas natural en unidades de energía se emplea un valor de poder calorífico bruto (o superior) de 9,550 kcal / m3, según la siguiente conversión:
 Vol (MMBTU) = Vol (m3) x 0.037898 MMBTU / m3

III. Formulas de cálculo para facturación

Todas las fórmulas expresadas en los siguientes ejemplos se realizan considerando el Poder Calorífico Superior del Gas Natural dado que ésta es la práctica internacional para la facturación del servicio. Cualquier reexpresión de los valores ya sea por considerar el Poder Calorífico Inferior u otro método alternativo deberá considerar el ajuste pertinente de los valores y la metodología que se desarrolla a continuación. Al respecto la Concesionaria propondrá, por las vías formales que correspondan, la adecuación del Artículo 43° del Reglamento de Distribución que señala que para propósitos de facturación el gas se valorizará en función de su poder calorífico neto.

La factura contará como mínimo con los siguientes conceptos los cuales llevarán además la alícuota correspondiente del IGV para un cliente. Los conceptos se pueden expresar de la siguiente forma

Factura = Costo de gas + Costo de Transporte por Red Principal + Costo de Distribución por Red Principal + Costo de Distribución "Otras Redes"

En donde

Factura = Monto de dinero expresado en moneda nacional antes de computar el IGV

Componentes de la factura

Los siguientes conceptos contienen los ítems conocidos en los cálculos. Cualquier tasa, impuesto o alícuota que sea creada o aumentada con posterioridad será aplicada en su exacta incidencia.

III.1. Costo de gas

Costo de gas = $P_g * P_{CSpm} * V_m$

Pg = Precio de gas natural aplicable en cada periodo de facturación expresado en dólares por Kilocaloría

PCSp_m = Poder calorífico superior promedio ponderado correspondiente al período de facturación expresado en kilo calorías por metro cúbico.

V_m = Volumen de gas consumido por el cliente expresado en metros cúbicos Standard.

III.2. Costo de Transporte por Red Principal

Costo de Transporte = TAR_{tpe} * V_m

TAR_{tpe} = Tarifa de transporte en la Red Principal aplicable en cada periodo de facturación expresada en dólares por metro cúbico Standard.

V_m = Volumen de gas consumido por el cliente expresado en metros cúbicos Standard

La Fórmula expresada en el presente párrafo se basa en el principio que no existe al presente ningún cargo por reserva de capacidad en ningún eslabón de la cadena del gas natural.

III.3. Costo de Distribución por Red Principal

Costo de Distribución por Red Principal = TDRP * V_m

TDRP = Tarifa de Distribución en Red Principal aplicable en cada periodo de facturación expresada en dólares por metro cúbico.

V_m = Volumen de gas consumido por el cliente expresado en metros cúbicos

III.4. Costo de Distribución en Otras Redes

Costo de Dist. Otras Redes = CFD * TC + CVD * PCSp_m * V_m

CFD = Cargo fijo de distribución en Otras Redes expresado en dólares por cliente.

CVD = Cargo Variable de Distribución expresado en dólares por Kilocaloría

V_m = Volumen de gas consumido por el cliente expresado en metros cúbicos Standard

PCSp_m = Poder calorífico superior promedio ponderado correspondiente al período de facturación expresado en kilo calorías por metro cúbico.

III.5. Ejemplo de detalle de cálculo para un cliente

A continuación se presenta un cálculo detallado de los componentes de la factura del servicio de gas para un cliente. Los factores de conversión y tarifas son los expresados en las Tabla 32 y Tabla 33.

Consumo medido: 20 m³/mes

Tabla 32: Factores de conversión

Factores de conversión @ Poder Calorífico Superior (PCS)		
PCS (*)	9550	Kcal / m3
MPC/M3	0.03531	
M3/MPC	28.3168	
BTU/Kcal	3.968	
MPC/M3	0.03531	
	Multiplicar por	
USD/MMBTU	0.03789	USD/M3

(*): Poder Calorífico Superior indicativo.

- Costo de gas

$$1.8 \text{ usd/MMBtu} * 9,550 \text{ Kcal/m}^3 * 20 \text{ m}^3 * 3.968 \text{ BTU / Kcal} = 1.36 \text{ usd}$$

- Costo de transporte en Red Principal

$$1.1607 \text{ usd/MPC} * 20 \text{ m}^3 * 0.03531 \text{ MPC/M}^3 = 0.82 \text{ usd}$$

- Costo de Distribución en Red Principal

$$0.1797 \text{ usd/MPC} * 20 \text{ m}^3 * 0.03531 \text{ MPC/M}^3 = 0.13 \text{ usd}$$

- Costo de Distribución en Otras Redes

Cargo fijo: 0.9 usd

Cargo Variable

$$5,63 \text{ usd/MMBtu} * 9,550 \text{ Kcal/M}^3 * 3.968 \text{ Btu/Kcal} * 20 \text{ M}^3 = 4,27 \text{ usd}$$

Costo total del servicio: 6.81 usd

Aplicación práctica de las fórmulas de cálculo para la facturación

En las siguientes tablas se presentan ejemplos de facturación para diferentes tipos de clientes utilizando las formulas expresadas anteriormente

Tabla 33: Tarifas

Tarifas	Unidades	A	B	C	D
		Residencial	Comercial	Industria	Gran Industria
Pgas	usd/MMBtu	1.8	1.8	1.8	1.8
Tpte Red Ppal	usd/KPC	1.1607	1.1607	1.1607	1.1607
Dist Red Ppal	usd/KPC	0.1797	0.1797	0.1797	0.1797
CFD	usd/cl.mes	0.90	4.00		
CFD Industrial	usd/MMBtu/dia			14.51	14.51
CVD	usd/MMBtu	5.63	4.99	1.19	0.12
TC	Nsoles /usd	3.5	3.5	3.5	3.5

Tabla 34: Ejemplo de facturación

Facturacion @ PCS					
Consumo medido	m3/mes	20	400	15,000	495,000
Energia entregada	MMBtu/mes	0.76	15.16	568	18,758
Capacidad	MMBtu/dia. Mes			19	625
Gas	usd	1.36	27	1,023	33,764
Tpte Red Ppal	usd	0.82	16	615	20,290
Dist Red Ppal	usd	0.13	3	95	3,141
CVD	usd	4.27	76	678	2,163
CFD	usd	0.90	4	275	9,072
Total	usd	7.48	126	2,686	68,431
Total	Nsoles	26.18	441	9,401	239,508
Tarifa media	usd/MMBtu	9.87	8.30	4.73	3.65

IV. Fórmulas de actualización de los cargos tarifarios

El mecanismo regulatorio vigente determina un nivel de tarifas máximo para el período comprendido entre dos revisiones tarifarias, debido a que busca incentivar la eficiencia productiva de la distribuidora para que reduzca los costos y aumente la productividad durante ese lapso.

La fórmula de actualización de las tarifas es un elemento complementario del mecanismo regulatorio vigente, ya que permite ajustar el nivel máximo de tarifas por las variaciones de los costos que se encuentran fuera del control de la empresa.

La experiencia regulatoria internacional exhibe que en general se suelen utilizar índices generales de amplia difusión, lo cual permite brindar una señal predecible de la evolución de las tarifas, así como contar con proyecciones anticipadas.

A fin de cumplir con estos criterios se propone una fórmula de actualización polinómica con dos componentes principales, que resultan los más representativos de la evolución de los costos:

- Las variaciones de los costos que dependen principalmente del tipo de cambio y los precios internacionales
- Las variaciones de los costos que dependen principalmente de la inflación doméstica

Para el primero de los componentes mencionados se utilizará un índice que refleje la evolución de la cotización del Dólar y del PPI (Finished Goods less Foods and Energy). Para el segundo componente se adoptará el Índice de Precios al Por Mayor.

Con el fin de unificar y simplificar las fórmulas de actualización se propone indexar los cargos tarifarios para cada una de las categorías de clientes y para cada uno de los cargos tarifarios correspondientes a "Otras Redes" con la misma periodicidad y considerando los mismos factores de actualización.

En consecuencia, la fórmula de actualización propuesta es la siguiente:

$$T_t = T_0 \times FA$$

$$FA = a \times \left(\frac{TC_t}{TC_0} \times \frac{PPI_t}{PPI_0} \right) + b \times \frac{IPM_0}{IPM_t}$$

Donde:

T: Tarifa Otras Redes en Moneda Nacional

FA: Factor de Actualización

a = 0,5138

Coeficiente de participación de los costos que dependen del tipo de cambio y los precios internacionales

b = 0,4862

Coeficiente de participación de los costos que dependen de la inflación doméstica

Subíndice *t*: representa al mes al que se hace la actualización.

Subíndice 0: representa el mes de marzo de 2003.

TC: Tipo de Cambio. Valor de referencia para el Dólar de los Estados Unidos de América, determinado la Superintendencia de Banca y Seguros del Perú, correspondiente a la "COTIZACIÓN DE OFERTA Y DEMANDA – TIPO DE CAMBIO PROMEDIO PONDERADO" o el que lo reemplace. Se tomara en cuenta el valor venta del último día hábil del mes anterior al que se hace la actualización publicado en el Diario Oficial El Peruano.

PPI: Índice de Precios de Estados Unidos de Norteamérica, definido como: Producer Price Index (Finished Goods less Foods and Energy – Serie ID: WSSOP3500), publicado por "Bureau of Labor Statistics" de los Estados Unidos de Norteamérica.

IPM: 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 último día hábil del mes anterior al que se hace la actualización.

Las tarifas se aplicarán redondeando al cuarto dígito decimal. Las cifras monetarias presentadas en este Informe se encuentran expresadas en dólares constantes del mes de Marzo del año 2003, salvo indicación expresa en contrario.

La determinación de los coeficientes de participación de los costos que dependen del tipo de cambio y los precios internacionales (coeficiente *a*) y de la inflación doméstica (coeficiente *b*) se ha considerado la estructura de costos utilizada para el cálculo de las tarifas propuestas en el presente informe.

Para desarrollar el cálculo, se han desagregado los costos operativos y la anualidad del VNR entre aquellos influidos por la evolución del tipo de cambio y los precios internacionales y aquellos influidos por las variaciones de los precios en el Perú. La relación entre el valor presente de dichos conceptos y el valor presente de los costos totales del servicio es la que determina los coeficientes *a* y *b*.

El componente de la anualidad del VNR correspondiente al retorno sobre el capital invertido ha sido considerado como un concepto que depende del tipo de cambio ya que representa el costo de oportunidad de inversiones que se evalúan respecto de alternativas a nivel internacional, y requieren financiamiento externo para poder efectivizarse.

Los Ingresos y Egresos de la empresa se muestra en la tabla que sigue:

Tabla 35: GNLC “Otras Redes” – Detalle de Ingresos y Egresos 2004-2024 – Distribución

INGRESOS Y EGRESOS DE DISTRIBUCIÓN POR CATEGORIAS																						
Distribución		2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024
A	Mill USD	-0.63	-0.94	-1.03	-0.91	-0.76	-0.47	-0.08	0.30	0.46	0.58	0.67	0.82	1.00	1.22	1.45	1.62	1.88	2.17	2.48	2.83	3.25
Ingreso por Cargo Fijo Distribución	Mill USD	0.02	0.07	0.17	0.29	0.41	0.52	0.61	0.67	0.72	0.75	0.79	0.83	0.88	0.92	0.97	1.02	1.07	1.12	1.17	1.23	1.29
Ingreso por Cargo Variable de Distribución	Mill USD	0.03	0.35	0.91	1.57	2.25	2.92	3.49	3.90	4.23	4.54	4.87	5.23	5.61	6.02	6.45	6.90	7.39	7.91	8.47	9.07	9.71
Anualidades VNR	Mill USD	-0.42	-1.01	-1.59	-2.17	-2.75	-3.11	-3.37	-3.57	-3.75	-3.94	-4.15	-4.36	-4.58	-4.79	-5.01	-5.24	-5.48	-5.73	-6.00	-6.28	-6.52
Costo de Operación y mantenimiento	Mill USD	-0.26	-0.35	-0.52	-0.60	-0.67	-0.80	-0.82	-0.71	-0.74	-0.77	-0.85	-0.88	-0.91	-0.93	-0.96	-1.06	-1.09	-1.13	-1.16	-1.19	-1.23
Valor Presente Neto @ 12%		-0.00																				
B	Mill USD	-0.10	-0.20	-0.26	-0.28	-0.27	-0.16	-0.00	0.13	0.16	0.19	0.22	0.25	0.28	0.32	0.36	0.40	0.43	0.47	0.50	0.54	0.58
Ingreso por Cargo Fijo Distribución	Mill USD	0.00	0.00	0.00	0.00	0.01	0.01	0.02	0.02	0.02	0.02	0.02	0.02	0.02	0.03	0.03	0.03	0.03	0.03	0.03	0.03	0.04
Ingreso por Cargo Variable de Distribución	Mill USD	0.00	0.02	0.08	0.17	0.29	0.46	0.65	0.79	0.86	0.92	0.98	1.06	1.13	1.20	1.28	1.36	1.44	1.52	1.61	1.69	1.78
Anualidades VNR	Mill USD	-0.07	-0.18	-0.28	-0.38	-0.48	-0.54	-0.58	-0.62	-0.65	-0.68	-0.72	-0.76	-0.80	-0.83	-0.87	-0.91	-0.95	-1.00	-1.04	-1.09	-1.14
Costo de Operación y mantenimiento	Mill USD	-0.03	-0.04	-0.07	-0.08	-0.09	-0.09	-0.09	-0.06	-0.06	-0.07	-0.07	-0.07	-0.07	-0.08	-0.08	-0.08	-0.09	-0.09	-0.09	-0.09	-0.10
Valor Presente Neto @ 12%	Mill USD	-0.00																				
C	Mill USD	-1.21	-1.42	-1.15	-1.12	-0.91	-0.57	-0.15	0.77	0.90	1.03	1.09	1.20	1.38	1.55	1.87	2.19	2.39	2.63	2.84	3.23	3.60
Ingreso por Cargo Fijo Distribución	Mill USD	-	0.03	0.15	0.19	0.22	0.26	0.30	0.31	0.34	0.36	0.38	0.40	0.43	0.46	0.51	0.56	0.59	0.63	0.67	0.72	0.77
Ingreso por Cargo Variable de Distribución	Mill USD	-	0.30	1.40	1.75	2.09	2.44	2.77	2.85	3.13	3.36	3.52	3.75	4.02	4.33	4.71	5.18	5.51	5.88	6.28	6.73	7.22
Anualidades VNR	Mill USD	-0.27	-0.38	-0.45	-0.54	-0.55	-0.55	-0.63	-0.63	-0.71	-0.73	-0.76	-0.83	-0.88	-0.98	-1.01	-1.11	-1.19	-1.27	-1.40	-1.42	-1.49
Costo de Operación y mantenimiento	Mill USD	-0.94	-1.38	-2.25	-2.51	-2.69	-2.72	-2.58	-1.75	-1.85	-1.96	-2.04	-2.11	-2.19	-2.27	-2.34	-2.42	-2.52	-2.61	-2.72	-2.80	-2.91
Valor Presente Neto @ 12%	Mill USD	-0.00																				
D	Mill USD	-0.72	-1.09	-1.47	-1.41	-1.28	-1.02	-0.58	0.62	0.98	1.24	1.51	1.65	1.82	1.96	2.03	2.16	2.30	2.48	2.75	2.81	3.08
Ingreso por Cargo Fijo Distribución	Mill USD	0.28	0.29	0.66	0.93	1.15	1.37	1.64	1.95	2.32	2.60	2.88	3.06	3.26	3.46	3.57	3.77	3.97	4.20	4.53	4.63	4.85
Ingreso por Cargo Variable de Distribución	Mill USD	0.02	0.10	0.22	0.31	0.39	0.46	0.55	0.65	0.78	0.87	0.96	1.03	1.09	1.16	1.20	1.26	1.33	1.41	1.52	1.55	1.63
Anualidades VNR	Mill USD	-0.13	-0.18	-0.22	-0.26	-0.27	-0.28	-0.32	-0.33	-0.37	-0.38	-0.40	-0.44	-0.46	-0.51	-0.53	-0.58	-0.62	-0.66	-0.72	-0.74	-0.66
Costo de Operación y mantenimiento	Mill USD	-0.89	-1.31	-2.13	-2.38	-2.55	-2.58	-2.45	-1.65	-1.75	-1.85	-1.93	-2.00	-2.07	-2.14	-2.21	-2.29	-2.38	-2.47	-2.57	-2.64	-2.74
Valor Presente Neto @ 12%	Mill USD	-0.00																				
Total Distribución por "Otras Redes"	Mill USD	-2.66	-3.65	-3.92	-3.72	-3.22	-2.22	-0.82	1.82	2.51	3.05	3.48	3.93	4.49	5.06	5.72	6.37	7.01	7.75	8.58	9.41	10.50
Valor Presente Neto @ 12%	Mill USD	-0.00																				

Tabla 36: GNLC “Otras Redes” – Detalle de Ingresos y Egresos 2004-2024 – Comercialización

INGRESOS Y EGRESOS DE COMERCIALIZACION POR CATEGORIAS																						
Comercialización		2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024
A	Mill USD	-0.10	-0.10	-0.08	-0.06	-0.03	0.00	0.02	0.05	0.06	0.07	0.07	0.09	0.09	0.10	0.11	0.12	0.13	0.14	0.14	0.15	0.19
Ingreso por Cargo Fijo Comercial	Mill USD	0.01	0.02	0.04	0.07	0.10	0.13	0.15	0.17	0.18	0.19	0.20	0.21	0.22	0.23	0.24	0.26	0.27	0.28	0.30	0.31	0.33
Anualidades VNR	Mill USD	-0.03	-0.04	-0.04	-0.04	-0.05	-0.03	-0.02	-0.02	-0.02	-0.02	-0.02	-0.02	-0.02	-0.02	-0.02	-0.02	-0.03	-0.03	-0.03	-0.03	-
Costo de Operación y mantenimiento	Mill USD	-0.08	-0.08	-0.08	-0.09	-0.09	-0.10	-0.11	-0.10	-0.10	-0.10	-0.11	-0.10	-0.11	-0.11	-0.11	-0.11	-0.11	-0.12	-0.12	-0.13	-0.13
Valor Presente Neto @ 12%		-0.00																				
B	Mill USD	-0.02	-0.02	-0.02	-0.02	-0.01	-0.00	0.01	0.01	0.02	0.02	0.02	0.02	0.02	0.02	0.03	0.03	0.03	0.03	0.03	0.04	0.04
Ingreso por Cargo Fijo Comercial	Mill USD	0.00	0.00	0.00	0.01	0.01	0.02	0.03	0.04	0.04	0.04	0.04	0.05	0.05	0.05	0.05	0.06	0.06	0.06	0.07	0.07	0.07
Anualidades VNR	Mill USD	-0.00	-0.01	-0.01	-0.01	-0.01	-0.01	-0.00	-0.00	-0.00	-0.00	-0.00	-0.00	-0.00	-0.00	-0.00	-0.00	-0.01	-0.01	-0.01	-0.01	-0.01
Costo de Operación y mantenimiento	Mill USD	-0.02	-0.02	-0.02	-0.02	-0.02	-0.02	-0.02	-0.02	-0.02	-0.02	-0.02	-0.02	-0.02	-0.02	-0.02	-0.02	-0.02	-0.02	-0.02	-0.03	-0.03
Valor Presente Neto @ 12%	Mill USD	0.00																				
C	Mill USD	-0.56	-0.46	-0.18	-0.12	-0.06	-0.02	0.01	0.06	0.13	0.19	0.21	0.29	0.34	0.39	0.53	0.62	0.69	0.76	0.84	0.94	1.04
Ingreso por Cargo Fijo Comercial	Mill USD	-	0.09	0.41	0.51	0.61	0.72	0.81	0.83	0.92	0.98	1.03	1.10	1.18	1.27	1.38	1.52	1.61	1.72	1.84	1.97	2.11
Anualidades VNR	Mill USD	-0.03	-0.04	-0.05	-0.07	-0.08	-0.09	-0.10	-0.11	-0.12	-0.12	-0.13	-0.14	-0.14	-0.15	-0.16	-0.17	-0.18	-0.19	-0.20	-0.21	-0.22
Costo de Operación y mantenimiento	Mill USD	-0.53	-0.51	-0.53	-0.56	-0.59	-0.65	-0.70	-0.67	-0.67	-0.67	-0.70	-0.67	-0.70	-0.72	-0.70	-0.72	-0.74	-0.77	-0.80	-0.83	-0.86
Valor Presente Neto @ 12%	Mill USD	-0.00																				
D	Mill USD	-0.41	-0.40	-0.29	-0.22	-0.17	-0.15	-0.11	0.03	0.17	0.26	0.34	0.42	0.47	0.51	0.58	0.62	0.67	0.72	0.81	0.82	0.98
Ingreso por Cargo Fijo Comercial	Mill USD	0.11	0.11	0.25	0.36	0.45	0.53	0.63	0.75	0.90	1.00	1.11	1.18	1.26	1.34	1.38	1.45	1.53	1.62	1.75	1.79	1.87
Anualidades VNR	Mill USD	-0.02	-0.02	-0.03	-0.05	-0.05	-0.06	-0.07	-0.08	-0.10	-0.10	-0.11	-0.12	-0.13	-0.13	-0.14	-0.15	-0.15	-0.16	-0.17	-0.18	-0.08
Costo de Operación y mantenimiento	Mill USD	-0.50	-0.49	-0.51	-0.53	-0.56	-0.62	-0.66	-0.64	-0.63	-0.64	-0.66	-0.64	-0.66	-0.69	-0.66	-0.68	-0.71	-0.73	-0.76	-0.79	-0.82
Valor Presente Neto @ 12%	Mill USD	0.00																				
Total Comercialización por "Otras Redes"	Mill USD	-1.10	-0.98	-0.57	-0.41	-0.28	-0.17	-0.06	0.15	0.38	0.54	0.64	0.81	0.92	1.03	1.25	1.40	1.52	1.66	1.83	1.95	2.25
Valor Presente Neto @ 12%	Mill USD	-0.00																				

V. Tarifa Media por Categoría

La tabla que sigue muestra la tarifa media de distribución y la tarifa media final (con *pass-through*) por categoría de usuarios:

Tabla 37: Tarifas Medias por Categoría de Cliente

Categoría	Rango de Consumo	TM de Distribución "Otras Redes"	"Pass-Through" (*)	Tarifa Media Final
	m3/mes	USD/MMBTU		
A	Hasta 100	6.8	3.05	9.9
B	101 - 15,000	5.3	3.05	8.4
C	15,001 - 480,000	1.7	3.05	4.7
D	más de 480,000	0.6	3.05	3.6
GNLC		1.4	3.05	4.4

(*) El Pass-Through es la suma del costo del Gas Natural, 1.8 USD/ MMBTU más el costo del transporte, 1.1607 USD/ MPC y la distribución en alta presión, 0.1797 USD/MPC.

Para expresar los cargos de transporte y distribución en alta presión en términos de energía, se emplea un valor de poder calorífico superior de 9550 Kcal/m³ según la siguiente conversión:

$T_{tpte} \text{ (USD / MMBTU)} = T_{tpte} \text{ (USD / MPC)} \times 0.9319 \text{ MPC/MMBTU}$.

Aplicando esta conversión a la tarifa de transporte y distribución en alta presión da 1.25 USD/MMBTU.

VI. Factura Mensual por Categoría de Cliente (Usuario Típico)

La tabla que sigue muestra cuánto deberían pagar mensualmente usuarios típicos de cada categoría.

Tabla 38: Factura Mensual por Categoría de Cliente (usuario típico)

Categoría	Rango de Consumo	Consumo mensual	Factura mensual (*) (sin IGV)	Combustible alternativo (sin IGV)	Beneficio p/ el cliente
	m3/mes	m3/mes	USD/mes	USD/mes	%
A	Hasta 100	19.5	7.3	10.7	-32%
B	101 - 15,000	312	99	137	-28%
C	15,001 - 480,000	90,556	16,196	30,942	-48%
D	más de 480,000	458,417	63,269	78,178	-19%

(*) No considera costos de conversión

Sección 4. - Cargos Extra-tarifarios

I. Fundamentos

Las distribuidoras de gas, desarrollan una variedad de servicios complementarios con la actividad principal de distribución del gas a través de la red.

Entre ellos pueden mencionarse:

- Conexión y habilitación del servicio
- Reconexión del servicio

- Reparación de acera/vereda
- Reposición y colocación del medidor
- Verificación/limpieza de picos
- Recepción de pagos posteriores al vencimiento de la factura
- Envío de notificaciones/avisos de deuda

Estos servicios complementarios comprenden tareas específicas y esporádicas asociadas a las características de la demanda individual de cada cliente: el tipo de conexión (diámetro y presión de suministro), el estado de mantenimiento de las instalaciones internas y artefactos, las características de la vivienda y de la zona en la que se encuentra (si es urbana o rural, si la acera es de materiales que requieran reparación), la continuidad en el uso del servicio (bajas y altas, reconexiones), el cumplimiento en las fechas de pago de las facturas.

Existen dos particularidades de este tipo de servicios que resulta relevante destacar, desde el punto de vista de la determinación de tarifas:

En general tienen costos directos asociados a las tareas requeridas para su prestación. Su realización depende de cada cliente en forma individual y no de la demanda agregada, ya que no son necesarios para la operación y mantenimiento de la red integrada de distribución.

Dichas especificidades permiten evidenciar que no resulta equitativo ni eficiente incluir la retribución de estos servicios en los cargos tarifarios correspondientes al servicio de distribución de gas, ya que se desvincularía la responsabilidad directa de cada cliente en la demanda del servicio de la remuneración de los costos respectivos, generándose incentivos inadecuados (algunos clientes podrían sobre-utilizar estos servicios y otros clientes podrían sub-utilizar el servicio –principal- de consumo de gas). Por otro lado, dada la existencia de costos directos, pueden establecerse cargos extra-tarifarios que remuneren los servicios complementarios, excluyéndose los referidos costos de la determinación de las tarifas de distribución.

De esta manera, separando la determinación de las tarifas de los cargos extra-tarifarios, se pueden compatibilizar los objetivos de sostenibilidad financiera de la concesionaria y de promoción de la eficiencia económica, al permitir la remuneración de los costos y brindar señales adecuadas de asignación de recursos.

II. Cargos extra-tarifarios para GNLC

A continuación se presentan un cuadro de cargos extra-tarifarios que GNLC propone para aprobación del Osinerg, el cual como se verá en las tablas que se adjuntan, resulta razonable a la luz de las referencias internacionales:

Tasas y Cargos - GNLC*valores en US\$, no incluyen IGV*

Concepto	Valor
Cargo por reconexión - Reapertura de suministro por causa imputable al usuario Categoría A	23.00
Cargo por reconexión - Reapertura de suministro por causa imputable al usuario Categoría B	40.00
Cargo por reconexión - Reapertura de suministro por causa imputable al usuario Categorías C y D	110.00
Colocación de medidor menor o igual a 1.6 m3/h	18.00
Colocación de medidor mayor a 1.6 m3/h	31.00
Colocacion de medidor Industrial	200.00
Derecho de aprobación de proyecto para nuevos clientes y por única vez, en alta presión	180.00
Emisión libre deuda	4.40
Notificación fehaciente de aviso de deuda mediante carta documento o telegrama	10.50
Inspeccion aprobacion y habilitación de Instalaciones Cat A y B	31.00
Inspeccion aprobacion y habilitación de Instalaciones Cat C y D	100.00

El benchmark internacional que fue considerado como referencia para la definición de los cargos extratarifarios presentados fue el siguiente:

Tabla 39: GNLC “Otras Redes” – Cargos Extratarifarios

Concepto	Distribuidoras US\$				
	Metrogas (Capital Federal)	Gas Natural Ban (Buenos Aires)	C. Gas Pampeana (Buenos Aires)	Litoral (Santa Fe)	Gasnor (Salta)
Cargo por reconexión - Reapertura de llave por causa imputable al usuario, residencial	23.03	23.14	23.14	23.14	23.14
Cargo por reconexión - Reapertura de llave por causa imputable al usuario, comercial	39.95	39.74	39.74	39.74	40.15
Tubo de conexión 19 mm	83.98	84.42	84.42	84.42	84.42
Servicio completo (>1") para vivienda unifamiliar	253.02	251.71	251.71	251.71	254.32
Colocación de medidor menor o igual a 10 m3/h por primera vez en el servicio	18.88	18.78	18.78	18.78	18.98
Colocación de medidor mayor a 10 m3/h por primera vez en el servicio	31.47	31.31	31.31	31.31	31.63
Reposición de medidor residencial y comercial, sin colocación	52.45	52.18	52.18	52.18	52.72
Cargo por reconexión en alta presión - Reapertura de llave por causa imputable al usuario	111.35	110.78	110.78	110.78	111.93
Conexión y habilitación del servicio con zanjeo y tapada -en alta presión-	1466.92	1459.36	1459.36	1459.36	1474.48
Derecho de aprobación de proyecto para nuevos clientes y por única vez, en alta presión	189.3	188.33	188.33	188.33	190.28
Examen para instalador	17.99	18.08	18.08	18.08	18.08
Matricula instalador Primera Categoría	35.97	36.16	36.16	36.16	36.16
Matricula instalador Segunda y Tercera Categoría	17.99	18.08	18.08	18.08	18.08
Emisión libre deuda	4.4	4.42	4.42	4.42	4.42
Notificación fehaciente de aviso de deuda mediante carta documento o telegrama	10.49	10.44	10.44	10.44	10.54
Gestión y envío de aviso de deuda (común bajo firma)	1.87	1.86	1.86	1.86	1.88

ANEXOS

Anexo 1: Estudio de demanda

Anexo 2: Demanda Industrial clasificada por CIU

Anexo 3: Informe “Proyección de Gas Natural Vehicular para GNLC”, Freyre-García & Asocs.

Anexo 4: Detalle de plan de obras por distritos (2004-2010)

Anexo 5: Lineamientos generales para una metodología de tratamiento de las expansiones de la red de distribución de GNLC

Anexo 6: Estudio de Diseño de Redes

Anexo 7: Consideraciones para la Operación y el Mantenimiento del Sistema de Distribución

Anexo 8: Benchmarks