

REF.: Aprueba Informe Técnico Definitivo del proceso de fijación de tarifas del servicio de gas y servicios afines aplicable a la Región de Magallanes y de la Antártica Chilena, a que se refiere el artículo 40-P de la Ley de Servicios de Gas.

SANTIAGO, 28 de junio de 2019

RESOLUCION EXENTA Nº 394

VISTOS:

- a) Lo dispuesto en el artículo 9º letra h) del D.L. Nº 2.224 de 1978, que crea el Ministerio de Energía y la Comisión Nacional de Energía, en adelante e indistintamente, "la Comisión", modificado por Ley Nº 20.402 que crea el Ministerio de Energía;
- b) Lo señalado en el D.F.L. Nº 323 de 1931, Ley de Servicios de Gas, del Ministerio del Interior y sus modificaciones, en adelante e indistintamente "Ley de Servicios de Gas" o la "Ley";
- c) Las disposiciones de la Ley Nº 19.880, que establece Bases de los Procedimientos Administrativos que rigen los actos de los Órganos de la Administración del Estado;
- d) Lo dispuesto en la Ley Nº 20.999 de 2017, que modifica la Ley de Servicios de Gas y otras disposiciones legales que indica, en adelante "Ley Nº 20.999", publicada en el Diario Oficial con fecha 9 de febrero de 2017;
- e) Lo señalado en la Resolución Exenta CNE Nº 445, de 16 de agosto de 2017, que Establece normas para el proceso de tarificación del servicio de gas y servicios afines a que se refiere el artículo 38 y siguientes de la Ley de Servicios de Gas, publicada en el Diario Oficial con fecha 21 de agosto de 2017, en adelante e indistintamente "Resolución CNE Nº 445";
- f) Lo dispuesto en la Resolución Exenta CNE Nº 426, de 4 de agosto de 2017, que Aprueba Informe Técnico que fija la Tasa de Costo de Capital a que hace referencia el artículo 32 de la Ley de Servicios de Gas, en adelante e indistintamente "Resolución CNE Nº 426";
- g) Lo señalado en la Resolución Exenta CNE Nº 737, de fecha 21 de diciembre de 2017, que Actualiza Tasa de Costo Capital en su componente de tasa de libre de riesgo, de conformidad a lo dispuesto en el inciso final del artículo 32º de la Ley de Servicios de Gas, en adelante e indistintamente "Resolución CNE Nº 737";

- h) Lo dispuesto en la Resolución Exenta CNE N° 298, de 12 de junio de 2017, que Constituye Registro de Participación Ciudadana del proceso de fijación de tarifas del servicio de gas y servicios afines aplicables a la Región de Magallanes y de la Antártica Chilena, de conformidad a lo dispuesto en el artículo 40-K de la Ley de Servicios de Gas, modificada por las Resoluciones CNE N° 311 y N° 641, de fechas 20 de junio de 2017 y 14 de septiembre de 2018, respectivamente, en adelante e indistintamente "Registro de Participación Ciudadana" o "Resolución CNE N° 298 de 2017";
- i) Lo señalado en la Resolución Exenta CNE N° 18, de 12 de enero de 2018, que Constituye y fija normas de funcionamiento del Comité de licitación, adjudicación y supervisión del Estudio de Costos a que se refiere el artículo 40-N de la Ley de Servicios de Gas, modificada por la Resolución Exenta CNE N° 568, de 3 de agosto de 2018, en adelante e indistintamente "Resolución CNE N° 18";
- j) Lo dispuesto en la Resolución Exenta CNE N° 298, de 24 de abril de 2018, que Adjudica licitación ID 610-1-LQ18 para la elaboración del "Estudio de Costos al que se refiere el artículo 40-J de la Ley Servicios de Gas, para el proceso tarifario de Servicios de Gas y Servicios Afines aplicables a la Región de Magallanes y de la Antártica Chilena" y declara inadmisibles ofertas que indica, adelante e indistintamente "Resolución CNE N° 298 de 2018";
- k) Lo señalado en la Resolución Exenta CNE N° 379, de 17 de mayo de 2018, que Aprueba Convenio de Prestación de Servicios entre la Comisión Nacional de Energía y la empresa INECON, Ingenieros y Economistas Consultores S.A., en adelante e indistintamente "Resolución CNE N° 379";
- l) Lo comunicado mediante carta N° 872/100, de fecha 17 de octubre de 2017, de INECON, Ingenieros y Economistas Consultores S.A.;
- m) Lo dispuesto en el Acta N° 21 del Comité de licitación, adjudicación y supervisión del Estudio de Costos a que se refiere el artículo 40-N de la Ley de Servicios de Gas, de fecha 24 de octubre de 2018;
- n) Lo informado mediante Oficio Ordinario CNE N° 602, de fecha 5 de noviembre de 2018, que Comunica recepción conforme de Informe Final Definitivo del Estudio de costos a INECON, Ingenieros y Economistas Consultores S.A.;
- o) Lo dispuesto en la Resolución Exenta CNE N° 736, de fecha 05 de noviembre de 2018, que Convoca a audiencia pública a la que se refiere el artículo 40-O de la Ley de Servicios de Gas, del proceso

de fijación de tarifas del servicio de gas y servicios afines aplicable a la Región de Magallanes y de la Antártica Chilena, y establece procedimiento al que se sujetará la misma, en adelante e indistintamente "Resolución CNE N° 736";

- p) La audiencia pública a la que se refiere el artículo 40-O de la Ley de Servicios de Gas, realizada en la ciudad de Punta Arenas con fecha 15 de noviembre de 2018;
- q) Lo dispuesto mediante Resolución Exenta CNE N° 826, de 26 de diciembre de 2018, que Aprueba Informe Técnico Preliminar del proceso de fijación de tarifas del servicio de gas y servicios afines aplicable a la Región de Magallanes y de la Antártica Chilena, a que se refiere el artículo 40-P de la Ley de Servicios de Gas, en adelante e indistintamente "Resolución CNE N° 826";
- r) Las observaciones recibidas dentro del plazo legal, de Empresas Gasco S.A., y de don Luis Boric Scarpa, éste último en su calidad de integrante del Registro de Participación Ciudadana, al Informe Técnico Preliminar aprobado mediante Resolución CNE N° 826;
- s) Lo dispuesto mediante Resolución Exenta CNE N° 172, de fecha 07 de febrero de 2019, que Aprueba Informe Técnico Corregido del proceso de fijación de tarifas del servicio de gas y servicios afines aplicable a la Región de Magallanes y de la Antártica Chilena, a que se refiere el artículo 40-P de la Ley de Servicios de Gas, en adelante e indistintamente "Resolución CNE N° 172";
- t) Lo resuelto por el Panel de Expertos mediante Dictamen N° 4-2019, de 30 de mayo de 2019, y notificado a esta Comisión con fecha 04 de junio de 2019, mediante carta P. Ex. N°088/2019; y
- u) Lo señalado en la Resolución N° 1.600, de 2008, de la Contraloría General de la República.

CONSIDERANDO:

- a) Que, con fecha 9 de febrero de 2017, se publicó en el Diario Oficial la Ley N° 20.999, que modifica la Ley de Servicios de Gas y otras disposiciones legales que indica;
- b) Que, el artículo segundo transitorio de la Ley N° 20.999, establece que dentro de los sesenta días siguientes a la publicación en el Diario Oficial de la referida ley, esta Comisión debía dar inicio al proceso de tarificación del servicio de gas y servicios afines de la empresa distribuidora de gas de la Región de Magallanes y de la Antártica Chilena, conforme a las normas contenidas en los artículos 38 y siguientes de la Ley de Servicios de Gas;

- c) Que, en cumplimiento lo dispuesto en el artículo segundo transitorio de la Ley N° 20.999 y en el artículo 40-K de la Ley, mediante la Resolución N° 298 de 2017, esta Comisión dio inicio al proceso de tarificación de servicio de gas y servicios afines de la empresa distribuidora de gas de la Región de Magallanes y de la Antártica Chilena con la apertura y constitución del Registro de Participación Ciudadana;
- d) Que, mediante Resolución N° 298 de 2018 se adjudicó el Estudio de Costos a que se refiere el artículo 40-J de la Ley a la empresa INECON, Ingenieros y Economistas Consultores S.A., en adelante e indistintamente "INECON", cuyo convenio de prestación de servicios se formalizó mediante Resolución N° 379;
- e) Que, mediante carta N° 872/100, de fecha 17 de octubre de 2017, INECON envió a la Comisión el Informe Final Definitivo del Estudio de Costos a que se refiere el artículo 40-J de la Ley;
- f) Que, según consta en el Acta N° 21 del Comité de licitación, adjudicación y supervisión del Estudio de Costos a que se refiere el artículo 40-N de la Ley de Servicios de Gas, con fecha 24 de octubre de 2018, el referido Comité acordó por unanimidad la recepción conforme del Informe final definitivo del Estudio de Costos elaborado por INECON;
- g) Que, mediante Oficio Ordinario CNE N° 602, de fecha 5 de noviembre de 2018, esta Comisión comunicó a INECON la decisión del Comité relativa a la recepción conforme del Informe final definitivo del Estudio de Costos;
- h) Que, de conformidad a lo dispuesto en el artículo 40-O de la Ley, mediante la Resolución CNE N° 736 y dentro del plazo legal, se convocó a la empresa concesionaria y a los participantes inscritos en el Registro de Participación Ciudadana a una audiencia pública, la que se realizó con fecha 15 de noviembre de 2018 en la ciudad de Punta Arenas, con el objeto de que el consultor, INECON, expusiera los supuestos, metodología y resultados del Estudio de Costos, así como realizar las aclaraciones que se le solicitaren;
- i) Que, el artículo 40-P de la Ley dispone que la Comisión dispondrá de un plazo de dos meses, contados desde la recepción conforme del Estudio de Costos, para revisar, corregir y adecuar los resultados de éste, y notificar por medios electrónicos a la empresa concesionaria, así como a los participantes inscritos en el Registro de Participación Ciudadana, un informe técnico preliminar elaborado sobre la base del referido Estudio de Costos;
- j) Que, en cumplimiento de lo señalado en el literal precedente, mediante Resolución CNE N° 826, esta Comisión aprobó el Informe Técnico Preliminar del proceso de fijación de tarifas del

servicio de gas y servicios afines aplicable a la Región de Magallanes y de la Antártica Chilena, a que se refiere el artículo 40-P de la Ley de Servicios de Gas;

- k) Que, estando dentro del plazo legal, Empresas Gasco S.A. y don Luis Boric Scarpa presentaron sus observaciones al Informe Técnico Preliminar aprobado mediante Resolución CNE N° 826;
- l) Que, habiendo revisado y considerado las observaciones a que se refiere el literal precedente en su alcance y mérito, y de conformidad a lo dispuesto en el artículo 40-P de la Ley de Servicios de Gas, la Comisión aprobó la Resolución Exenta CNE N° 172, de fecha 07 de febrero de 2019, que Aprueba Informe Técnico Corregido del proceso de fijación de tarifas del servicio de gas y servicios afines aplicable a la Región de Magallanes y de la Antártica Chilena, a que se refiere el artículo 40-P de la Ley de Servicios de Gas;
- m) Que, estando dentro del plazo legal, Empresas Gasco S.A. presentó sus discrepancias al referido Informe Técnico Corregido, aprobado mediante Resolución CNE N° 172, ante el Panel de Expertos;
- n) Que, el Panel de Expertos, mediante Dictamen N° 4-2019, de fecha 30 de mayo de 2019, resolvió las discrepancias presentadas por Empresas Gasco S.A.;
- o) Que, mediante carta P. Ex. N°088/2019, del Panel de Expertos, se notificó a la Comisión el referido Dictamen N° 4-2019; y
- p) Que, en consecuencia, habiendo dado cumplimiento a las respectivas etapas e hitos que contempla la Ley de Servicios de Gas, corresponde a esta Comisión aprobar el Informe Técnico Definitivo del proceso de fijación de tarifas del servicio de gas y servicios afines aplicable a la Región de Magallanes y de la Antártica Chilena, a que se refiere el artículo 40-P de la Ley de Servicios de Gas.

RESUELVO:

ARTÍCULO PRIMERO: Apruébese el siguiente "Informe Técnico Definitivo del proceso de fijación de tarifas del servicio de gas y servicios afines aplicable a la Región de Magallanes y de la Antártica Chilena, a que se refiere el artículo 40-P de la Ley de Servicios de Gas", cuyo texto se transcribe a continuación:



Informe Técnico Definitivo del proceso de fijación de tarifas del servicio de gas y servicios afines aplicable a la Región de Magallanes y de la Antártica Chilena, a que se refiere el artículo 40-P de la Ley de Servicios de Gas

Junio de 2019

ÍNDICE

	Pág.
1. INTRODUCCIÓN	4
2. DESCRIPCIÓN DE LA EMPRESA CONCESIONARIA GASCO MAGALLANES	5
3. PROYECCIÓN DE DEMANDA	6
3.1 Proyección de demanda de gas de clientes residenciales, comerciales e industriales	6
3.2 Proyección de demanda de gas para generación eléctrica	8
3.3 Georeferenciación de la demanda	10
3.3.1 Localización de la demanda del año base	10
3.3.2 Localización de la demanda del horizonte de planificación	10
4. DIMENSIONAMIENTO Y COSTOS DE LAS INSTALACIONES DE LA EMPRESA EFICIENTE	11
4.1 Determinación de la Demanda de Dimensionamiento	11
4.2 Criterios de Dimensionamiento de Redes de Distribución de la Empresa Eficiente	12
4.2.1 Normas, Códigos y Reglamentos	13
4.2.2 Definiciones y Criterios de Diseño Generales	13
4.2.3 Instalaciones para proveer el servicio público de distribución de gas	14
4.2.4 Criterios de diseño de las instalaciones de distribución de gas	15
4.3 Estrategia de Modelamiento de las Redes de Distribución de la Empresa Eficiente	15
4.4 Precios Unitarios	16
4.4.1 Estación de Compresión	18
4.4.2 Redes de tuberías	18
4.4.3 Estaciones de Medición y Regulación (EMR)	18
4.4.4 Acometidas, Empalmes y Medidores	18
4.4.5 Rotura y Reposición de Pavimentos (RRP)	19
4.5 Costos Indirectos	19
4.6 Costo de Rotura y Reposición de Pavimentos (RRP)	20
4.7 Intereses Intercalarios	21
4.8 Servidumbres y derechos	21
4.9 Bienes Muebles e Inmuebles	21
4.10 Bienes Intangibles y Capital de Explotación	22
4.11 Resultados del Dimensionamiento y Costo de las Instalaciones de Red	22
4.12 Valor Nuevo de Reemplazo de los Aportes de Terceros	24
5. DIMENSIONAMIENTO Y COSTOS DE LA ORGANIZACIÓN, OPERACIÓN, MANTENIMIENTO Y ADMINISTRACIÓN DE LA EMPRESA EFICIENTE	26
5.1 Modelación de la Organización y Dimensionamiento de Personal	26
5.1.1 Determinación de la estructura organizacional de la empresa eficiente	26
5.1.2 Determinación de las dotaciones de personal de la empresa eficiente	28
5.1.3 Determinación de las actividades tercerizadas	28
5.1.4 Determinación de los costos asociados al personal de la empresa eficiente	29
5.2 Modelamiento de la Operación y Mantenimiento (O&M)	30
5.3 Determinación de Costos de Atención a Clientes de la Empresa Eficiente	32
5.4 Dimensionamiento Instalaciones Bienes Muebles e Inmuebles	33
5.5 Determinación de otros Bienes y Servicios de la Empresa Eficiente	33
6. PLAN DE EXPANSIÓN Y SU CONTRIBUCIÓN AL VAD	34
7. VALOR AGREGADO DE DISTRIBUCIÓN (VAD)	35
8. FÓRMULAS DE INDEXACIÓN	36

9.	DETERMINACIÓN DEL VALOR DEL GAS AL INGRESO DEL SISTEMA DE DISTRIBUCIÓN (VGISD).....	38
10.	COSTOS DE LOS SERVICIOS AFINES DE LA EMPRESA EFICIENTE	40
10.1	Definiciones	40
10.2	Proyección de demanda de Servicios Afines	40
10.3	Determinación de Actividades Asociadas a la Prestación de Servicios Afines.....	43
10.4	Determinación de Costos de Inversión y Explotación por Servicio Afin.....	43
10.5	Costos unitarios de los Servicios Afines.....	44
ANEXO A	47
ANEXO B	49
ANEXO C	55

1. INTRODUCCIÓN

De conformidad a lo dispuesto en el artículo 38 del DFL N°323, de 1931, en adelante e indistintamente la Ley o Ley de Servicios de Gas, modificada por la Ley N° 20.999 del 9 de febrero de 2017, corresponde a la Comisión Nacional de Energía, en adelante e indistintamente la Comisión, establecer cada cuatro años las tarifas, estructura y mecanismo de indexación para el servicio de gas y los servicios afines de la Región de Magallanes y de la Antártica Chilena de acuerdo al procedimiento establecido en el Párrafo 3 del Título V de la Ley, y fijados mediante decreto supremo del Ministerio de Energía, expedido bajo la fórmula “por orden del Presidente de la República”.

Las tarifas del servicio de gas, de conformidad a lo dispuesto en el artículo 40-A de la Ley, se obtendrán a partir de la suma del valor del gas al ingreso del sistema de distribución, en adelante e indistintamente VGISD y, el valor agregado de distribución, en adelante e indistintamente VAD. El VGISD, se compone del o los precios del o los contratos de compra del gas, más el valor de los demás costos para llevar el gas hasta las instalaciones de distribución, tales como transporte, almacenamiento y regasificación, cuando corresponda, si éstos no estuvieran incluidos en el contrato de suministro de gas. En el caso del VAD, la estructura, nivel y mecanismo de indexación de las tarifas y los servicios afines serán establecidos sobre la base del Costo Total de Largo Plazo, en adelante e indistintamente CTLP, considerando para este cálculo el diseño de una empresa eficiente que inicia operaciones al comienzo del periodo tarifario, y realiza las inversiones necesarias para proveer a todos los consumidores de los servicios involucrados incurriendo en los costos de explotación propios del giro de la empresa.

Luego, y de conformidad a lo señalado en el artículo 40-J de la Ley, el VGISD, el VAD y el valor de los servicios afines, se establecerán sobre la base de un estudio de costos efectuado por una empresa consultora contratada por la Comisión a través de un proceso de licitación pública en conformidad a las normas de compras públicas. Las bases técnicas y administrativas definitivas del referido estudio fueron aprobadas mediante Resolución Exenta CNE N° 113, de 5 de febrero de 2018, en adelante e indistintamente “Resolución CNE N° 113” o “Bases técnicas y administrativas del Estudio de Costos”, estudio que con posterioridad, y de conformidad a las normas de la Ley 19.886, fue adjudicado a la Empresa INECON, Ingenieros y Economistas Consultores S.A., en adelante e indistintamente “INECON”, y cuyo convenio de prestación de servicios se formalizó mediante Resolución N°379 de 17 de mayo de 2018.

El desarrollo del referido estudio fue supervisado por un Comité integrado, de conformidad a lo dispuesto en el artículo 40-N de la Ley, por un representante de la Comisión, del Ministerio de Energía y de la empresa concesionaria sujeta a fijación de tarifas Empresas Gasco S.A., en adelante Gasco, y que fue constituido mediante Resolución Exenta CNE N° 18, de 12 de enero de 2018.

Con posterioridad, y según consta en el Acta N°21 del Comité, el Informe Final Definitivo del Estudio de Costos a que se refiere el artículo 40-J de la Ley, en adelante e indistintamente Estudio de Costos, enviado por INECON mediante carta N° 872/100, de fecha 17 de octubre de 2017, fue recibido conforme por la unanimidad del Comité con fecha 24 de octubre de 2018.

Al respecto, y de conformidad lo dispuesto en el artículo 40-P de la Ley, la Comisión dispuso de un plazo de dos meses para revisar, corregir, adecuar los resultados del Estudio de Costos mencionado y elaborar, a partir de éste, el Informe Técnico Preliminar del proceso de fijación de tarifas del servicio de gas y servicios afines aplicable a la Región de Magallanes y de la Antártica Chilena, a que se refiere el artículo 40-P de la Ley de Servicios de Gas, aprobado mediante Resolución Exenta CNE N° 826, de fecha 26 de diciembre de 2018. Luego, y de conformidad a lo dispuesto en el referido artículo, dicho Informe Técnico Preliminar estuvo sujeto a una etapa de observaciones por parte de la respectiva empresa concesionaria y los participantes inscritos en el Registro de Participación Ciudadana dentro de los quince días siguientes al de su notificación.

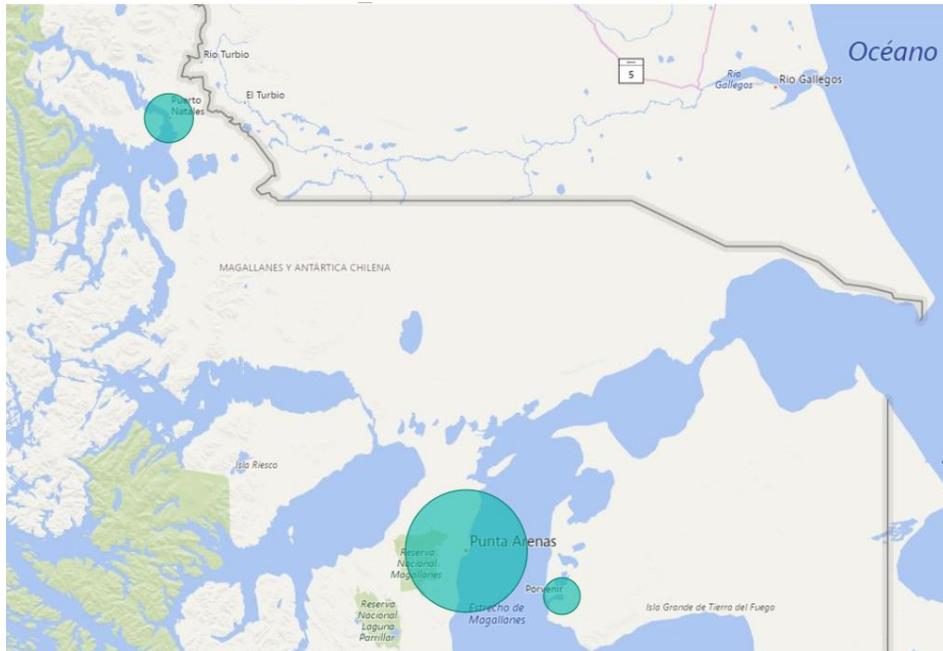
Vencido el plazo anterior, la Comisión dispuso de quince días para revisar dichas observaciones y los nuevos antecedentes aportados, y considerarlas en su mérito, a efectos de emitir, mediante Resolución Exenta CNE N° 172, de 7 de febrero de 2019, el Informe Técnico Corregido, el cual incluyó un Anexo D en que se indicó la aceptación o rechazo fundado de las observaciones planteadas.

Luego, y dentro del plazo establecido en el inciso cuarto del artículo 40-P de la Ley, la empresa concesionaria Gasco presentó sus discrepancias al referido Informe Técnico Corregido, pronunciándose el Panel de Expertos respecto de ellas a través del Dictamen N°04-2019, de fecha 30 de mayo de 2019, el que fue comunicado a esta Comisión mediante Carta P. Ex. N°088/2019, con fecha 4 de julio de 2019. Por tanto, y considerando lo dispuesto en el último inciso del referido artículo 40-P de la Ley, corresponde a esta Comisión aprobar el presente Informe Técnico Definitivo a que se refiere el ya mencionado artículo de la Ley de Servicio de Gas, incorporando e implementando lo resuelto por el indicado Panel mediante el Dictamen N°04-2019. Adicionalmente, en esta etapa la Comisión procedió a corregir todos los errores de hecho y de referencia detectados en el Informe Técnico Corregido, y que se indican según corresponda a pie de página del presente informe..

De esta manera, la metodología y procedimiento para la elaboración del presente Informe Técnico Definitivo del proceso de fijación de tarifas del servicio de gas y servicios afines aplicable a la Región de Magallanes y de la Antártica Chilena se efectúa en conformidad a lo dispuesto en la Ley de Servicios de Gas, a lo dispuesto en la Resolución Exenta CNE N° 445, de fecha 16 de agosto de 2017, que “Establece normas para el proceso de tarificación del servicio de gas y servicios afines a que se refiere el artículo 38 y siguientes de la Ley de Servicios de Gas”, publicada en el Diario Oficial con fecha 21 de agosto de 2017, en adelante e indistintamente “Resolución CNE N° 445”, lo establecido en las Bases técnicas y administrativas del Estudio de Costos, y lo dispuesto en el Estudio de Costos elaborado por INECON, y recibido conforme con fecha 24 de octubre de 2018, con las correcciones y adecuaciones que se indican.

2. DESCRIPCIÓN DE LA EMPRESA CONCESIONARIA GASCO MAGALLANES

De acuerdo a lo reportado en la memoria anual 2017 de Empresas Gasco S.A, la unidad de negocios Gasco Magallanes, en adelante e indistintamente Gasco Magallanes o Empresa Concesionaria, contaba al 31 de diciembre de 2017 con 56.668 clientes en la zona de concesión de Magallanes y de la Antártica Chilena repartidos entre las comunas de Punta Arenas, Puerto Natales y Porvenir, siendo Punta Arenas la ciudad que concentra cerca del 81% de dichos clientes. La principal operación de esta Empresa Concesionaria de servicio público es la distribución de gas natural por red, el cual compra directamente a la Empresa Nacional del Petróleo (ENAP).



3. PROYECCIÓN DE DEMANDA

La proyección de la demanda es uno de los insumos principales para la determinación del VAD, siendo su valor presente su denominador y, adicionalmente, es requerida como parte de las variables utilizadas para el diseño y dimensionamiento de la empresa eficiente a que se refiere el artículo 40-C de la Ley. Su determinación se realizó proyectando la cantidad de clientes y volumen de gas en el horizonte de planificación de quince años de la empresa eficiente, a partir de, entre otros, datos históricos de demanda para cada servicio de gas de la Empresa Concesionaria, información económica de instituciones públicas y privadas, y estadísticas e información disponible de la Comisión. A efectos de lo anterior, se utilizaron modelos econométricos y el estudio de los determinantes de la demanda de gas por tipos de servicio, de modo de proyectar los consumos y clientes mensuales para el horizonte de planificación, período 2018-2032.

3.1 Proyección de demanda de gas de clientes residenciales, comerciales e industriales

El detalle de la metodología utilizada para la proyección de demanda del periodo 2018-2032 se puede revisar íntegramente en el Anexo 2 – Proyección de Demanda del Estudio de Costos. Se estudiaron distintos determinantes de la demanda de gas natural en las comunas de Punta Arenas, Puerto Natales y Porvenir, considerando la tipología de clientes informada por Gasco Magallanes (residenciales, comerciales, industriales, fiscales, Gas Natural Comprimido y generación eléctrica). Respecto a la metodología, se debe destacar que esta logra enfrentar y resolver tres problemas: a) la escasa disponibilidad y la falta de calidad de los datos a nivel de comuna y en frecuencia mensual para los determinantes de la demanda; b) la estacionalidad en el consumo de gas y; c) que las proyecciones de los modelos individuales produzcan resultados que sean congruentes con la evolución de los datos agregados observada en los últimos años.

Los resultados obtenidos se muestran en las tablas a continuación:

Tabla 1: Volúmenes de consumo y número de clientes para Punta Arenas
(2018-2032)

Año	Consumo en MMm3*					Año	Clientes a diciembre de cada año				
	Residencial	Comercial	Fiscal	Industrial	GNC		Residencial	Comercial	Fiscal	Industrial	GNC
2018	176,6	32,8	15,1	4,6	12,7	2018	43.068	2.417	303	84	5
2019	178,3	33,2	15,2	4,6	12,6	2019	43.557	2.460	306	83	5
2020	179,9	33,5	15,2	4,6	12,5	2020	44.030	2.504	309	82	5
2021	181,6	33,9	15,3	4,5	12,5	2021	44.508	2.547	312	81	5
2022	183,2	34,3	15,3	4,5	12,4	2022	44.969	2.590	315	81	5
2023	184,7	34,7	15,4	4,5	12,3	2023	45.433	2.633	318	80	5
2024	186,3	35,1	15,5	4,5	12,2	2024	45.901	2.677	320	79	5
2025	187,9	35,5	15,5	4,4	12,1	2025	46.377	2.722	323	78	5
2026	189,5	35,9	15,6	4,4	12,0	2026	46.855	2.768	326	77	5
2027	191,2	36,3	15,6	4,4	12,0	2027	47.341	2.815	329	77	5
2028	192,8	36,7	15,7	4,3	11,9	2028	47.829	2.862	332	76	5
2029	194,5	37,1	15,8	4,3	11,8	2029	48.323	2.910	335	75	5
2030	196,1	37,5	15,8	4,3	11,7	2030	48.822	2.958	337	74	5
2031	197,8	37,9	15,9	4,3	11,7	2031	49.328	3.008	340	73	5
2032	199,5	38,3	16,0	4,2	11,6	2032	49.837	3.058	343	73	5

*m3 hace referencia a las condiciones de presión y temperatura manejada por ENAP (1 kg/cm2 y 0°C)

Tabla 2: Volúmenes de consumo y número de clientes para Puerto Natales
(2018-2032)

Año	Consumo en MMm3*					Año	Clientes a diciembre de cada año				
	Residencial	Comercial	Fiscal	Industrial	GNC		Residencial	Comercial	Fiscal	Industrial	GNC
2018	29,7	7,7	2,8	0,5	1,0	2018	7.879	504	88	13	1
2019	30,1	7,7	2,8	0,5	1,2	2019	8.019	525	89	13	1
2020	30,4	7,6	2,9	0,5	1,3	2020	8.161	548	90	13	1
2021	30,8	7,6	2,9	0,5	1,4	2021	8.306	571	91	13	1
2022	31,2	7,5	2,9	0,5	1,5	2022	8.450	595	92	13	1
2023	31,5	7,5	3,0	0,6	1,5	2023	8.598	620	94	13	1
2024	31,9	7,4	3,0	0,6	1,6	2024	8.748	646	95	13	1
2025	32,3	7,4	3,0	0,6	1,7	2025	8.902	674	96	13	1
2026	32,7	7,4	3,0	0,6	1,8	2026	9.057	702	97	13	1
2027	33,1	7,3	3,1	0,6	1,8	2027	9.216	732	98	13	1
2028	33,4	7,3	3,1	0,6	1,9	2028	9.378	763	99	13	1

2029	33,8	7,2	3,1	0,6	2,0
2030	34,2	7,2	3,2	0,6	2,1
2031	34,6	7,1	3,2	0,6	2,2
2032	35,1	7,1	3,2	0,6	2,3

2029	9.542	795	100	13	1
2030	9.708	829	101	13	1
2031	9.878	864	103	13	1
2032	10.051	901	104	13	1

*m3 hace referencia a las condiciones de presión y temperatura manejada por ENAP (1 kg/cm2 y 0°C)

Tabla 3: Volúmenes de consumo y número de clientes para Porvenir (2018-2032)

Año	Consumo en MMm3*				Año	Clientes a diciembre de cada año			
	Residencial	Comercial	Fiscal	Industrial		Residencial	Comercial	Fiscal	Industrial
2018	8,6	1,7	1,2	1,6	2018	2.041	126	40	33
2019	8,9	1,8	1,2	5,8	2019	2.090	132	40	33
2020	9,1	1,8	1,2	6,5	2020	2.138	138	40	33
2021	9,3	1,9	1,2	6,5	2021	2.187	144	40	34
2022	9,6	1,9	1,1	6,6	2022	2.235	150	40	34
2023	9,8	2,0	1,1	6,7	2023	2.283	157	40	34
2024	10,1	2,0	1,1	6,8	2024	2.332	165	40	35
2025	10,4	2,1	1,1	6,9	2025	2.383	172	40	35
2026	10,6	2,1	1,1	7,0	2026	2.434	180	40	36
2027	10,9	2,2	1,1	7,1	2027	2.487	188	40	36
2028	11,2	2,2	1,1	7,2	2028	2.540	197	40	36
2029	11,5	2,3	1,1	7,3	2029	2.595	206	40	37
2030	11,8	2,4	1,1	7,4	2030	2.651	216	40	37
2031	12,1	2,4	1,1	7,5	2031	2.709	225	40	37
2032	12,5	2,5	1,1	7,6	2032	2.767	236	40	38

*m3 hace referencia a las condiciones de presión y temperatura manejada por ENAP (1 kg/cm2 y 0°C)

3.2 Proyección de demanda de gas para generación eléctrica

En el caso de generación eléctrica, el único cliente en esta categoría es la Empresa Eléctrica de Magallanes S.A., en adelante Edelmag, que además es uno de los principales clientes de Gasco Magallanes. Para esta categoría se realizó una estimación en base a la información más reciente del “Estudio de Planificación y Tarifación de los Sistemas Medianos de Punta Arenas, Puerto Natales, Porvenir y Puerto Williams” para el periodo 2018-2022, aprobado por la Comisión mediante Resolución Exenta CNE N° 792, de 12 de diciembre de 2018.

Respecto a la metodología, para la proyección de demanda eléctrica, se testearon modelos econométricos (ARIMA y Ajuste Parcial) buscando aquel que mejor representara el comportamiento de la demanda para cada Sistema Mediano (Punta Arenas, Puerto Natales y Porvenir), utilizando como variables explicativas la

población (POB), el Producto Interno Bruto (PIB), el Indicador de Actividad Económica Regional (INACER), las variables de consumo anterior o rezagos (REZ) y posibles cambios estructurales en algunos casos. Cabe mencionar, que este es un modelo genérico dado que considera únicamente aquellas variables que resultan significativas en cada caso:

$$\ln(DDa_i) = c + \beta_1 \ln(PBI_i) + \beta_2 \ln(POB_i) + \beta_3 Ar(1) + \beta_4 Ar(2) + \beta_i @DUMMY_i + \mu_t$$

Donde:

- $\ln(DDa_i)$ hace referencia al logaritmo natural de la demanda del sistema i ,
- $\ln(PBI_i)$ se refiere al logaritmo natural del producto bruto asociada al sistema i ,
- $\ln(POB_i)$ es el logaritmo natural de la población asociada al sistema i ,
- $Ar(1)$ es la variable explicada rezagada un período,
- $Ar(2)$ es la variable explicada rezagada dos períodos,
- $@DUMMY_i$ son variables dummy, que recogen cambios estructurales, y
- μ_t representa el término de error.

Adicionalmente, para la proyección de demanda de gas para generación eléctrica, se utilizó la información de compra de los volúmenes de gas de Edelmag para cada uno de los Sistemas Medianos a la Región de Magallanes y la Antártica Chilena, mensualizados desde junio del año 2009, y la generación bruta de cada una de las centrales de la misma empresa para el mismo período, lo que permite identificar el consumo de gas para generación eléctrica.

Con la información antes mencionada se analizó la evolución de Consumo de Gas versus Generación Bruta. Se calculó la relación promedio del período analizado, y se dejó constante para relacionar las tasas de proyección de demanda eléctrica (generación bruta) con las tasas de proyección de consumo de gas, obteniendo el consumo de gas esperado para el período 2018-2032 en M3 para cada uno de los Sistemas Medianos analizados. Los resultados se pueden observar en la tabla a continuación:

Tabla 4: Proyección de demandas de gas para generación eléctrica en MMm3 (2018-2032)

Año	Punta Arenas	Puerto Natales	Porvenir	Total
2018	83,1	13,5	8,2	104,8
2019	83,6	14,2	8,5	106,3
2020	84,0	14,6	8,7	107,3
2021	84,3	15,2	8,9	108,4
2022	84,7	15,7	9,1	109,5
2023	85,0	16,2	9,3	110,6
2024	85,4	16,7	9,6	111,7
2025	85,7	17,3	9,8	112,8
2026	86,1	17,8	10,0	113,8
2027	86,4	18,3	10,2	114,9
2028	86,7	18,8	10,4	116,0
2029	87,1	19,3	10,6	117,0
2030	87,4	19,8	10,8	118,1

Año	Punta Arenas	Puerto Natales	Porvenir	Total
2031	87,7	20,4	11,0	119,1
2032	88,0	20,9	11,3	120,1

3.3 Georeferenciación de la demanda

3.3.1 Localización de la demanda del año base

La Empresa Concesionaria entregó información georreferenciada de clientes sólo para una fracción de ellos. Específicamente, la empresa presentó 45.912 clientes con coordenadas de un total de 56.740, quedando 10.828 clientes sin coordenadas para ubicar. Adicionalmente se requirió a la Empresa Concesionaria información relacionada con la ubicación de algunos clientes de zonas alejadas a las urbanizaciones, centros reductores específicos y a rutas de lectura.

La metodología utilizada para la ubicación de los clientes consistió en 2 etapas, la primera, ubicar en función de otras informaciones relacionadas y la segunda, ubicar mediante el método de puntos candidatos. La primera etapa (ubicación en base a informaciones relacionadas), consistió en la búsqueda de los clientes en Google Earth a partir del cruce con otras informaciones como nombre del cliente, observaciones en Streetmap y algunas aclaraciones enviadas por la Empresa Concesionaria, mientras que, en la segunda etapa, que tiene como objeto ubicar a los clientes minimizando el error de localización, se generaron coordenadas a través del cruce de información proveniente de predios, red real, rutas de lectura y direcciones de calles.

3.3.2 Localización de la demanda del horizonte de planificación

En lo referente a expansión de la demanda por efecto del crecimiento urbano (aumento del número de viviendas y de otras actividades en las ciudades), es decir, surgimiento de nuevos clientes para la empresa eficiente, se puede señalar que ésta se produce como consecuencia de dos factores urbanos considerados clásicos y que actúan en forma combinada en la mayor parte de las ciudades, esto es, expansión urbana, producto de nuevos proyectos de urbanización (públicos y privados) y, densificación urbana, producto de nuevas edificaciones en zonas ya consolidadas de la ciudad, ya sea en sitios eriazos y remanentes o bien por efecto de planes e iniciativas de renovación urbana.

En cuanto a la metodología utilizada para la ubicación de la nueva demanda, cabe señalar que en base a distintas fuentes de información, tendencias actuales de crecimiento, conocimiento de algunos proyectos públicos y privados que se encuentran en desarrollo y planificación, la consulta de distintas páginas electrónicas de difusión tanto públicas como privadas, y regulaciones urbanísticas vigentes (límites urbanos, zonificaciones, densidades permitidas y condiciones de edificación) establecidas por los Instrumentos de Planificación Territorial vigentes, se pudo inferir la posible localización y tipo de desarrollo urbano proyectado en las ciudades de Punta Arenas, Puerto Natales y Porvenir, como consecuencia de la expansión urbana y de la densificación. Para mayor detalle respecto a la metodología, ver numeral 2.3.2 del Estudio de Costos.

Luego, para la localización de la demanda nueva por ciudad, se buscaron y detectaron distintos tipos de urbanizaciones usando como base las imágenes satelitales de Google Earth, después, se buscó para cada ciudad paños de terrenos vacíos y aptos para ser ocupados y/o urbanizados con nuevos proyectos, así como zonas aptas para renovación urbana. Finalmente, se buscaron las densidades tipo para cada comuna

y se priorizaron los terrenos disponibles para expansión, densificación, renovación y extensión. Para mayor detalle de la localización de la demanda nueva por ciudad, ver el numeral 2.4.3 del Estudio de Costos.

Finalmente, los resultados de los lugares con primera prioridad para ocupación habitacional se pueden observar en las figuras de los puntos 2.4.3.5 a 2.4.3.7 del Estudio de Costos.

4. DIMENSIONAMIENTO Y COSTOS DE LAS INSTALACIONES DE LA EMPRESA EFICIENTE

4.1 Determinación de la Demanda de Dimensionamiento

La demanda de dimensionamiento, expresada en m³/hora, es la base para el modelamiento de la red de distribución de gas de la empresa eficiente. Los detalles de la misma se pueden encontrar en el numeral 3.1 del Estudio de Costos.

A fin de establecer el dimensionamiento de los diferentes componentes de la red de distribución de gas, es necesario desarrollar los factores de carga que serán utilizados en los cálculos, ya sea a nivel de red terciaria, red secundaria o primaria. La metodología ocupada se describe a continuación:

- a) En base a la información entregada por la Empresa Concesionaria para el periodo 2008-2017, se determinaron los consumos mensuales por cliente.
- b) Se estableció el número de grados-días de frío, en que la temperatura exterior es inferior a un determinado umbral de confort.
- c) Se determinaron los consumos en el mes punta en cada año.
- d) Se calcularon los consumos en los periodos de días de enfriamiento máximo, calculándose un factor de corrección de los consumos en el mes máximo debido a variaciones de frío.
- e) Se estableció la relación de Consumo Día Max/Consumo Mes Max.
- f) Se determinó el consumo en el día máximo.
- g) Se determinó el consumo en la hora máxima.
- h) Se determinó el factor de carga a ser usado en los diseños.

Tabla 5: Factores de Carga (FC)

Condición	Punta Arenas	Puerto Natales	Porvenir	Red
Sin Edelmag	0,47	0,42	0,49	ST
Con Edelmag	0,52	0,48	0,56	SS y SP

Adicionalmente, se ocuparon los siguientes parámetros generales para el diseño y la modelación hidráulica

- a) El porcentaje de gas no contabilizado: Se estimó en un valor de 1,5%. Para mayor detalle ver punto c) del numeral 3.1.9 del Estudio de Costos¹.
- b) Los consumos internos de operación y administración de la empresa eficiente se muestran en la tabla siguiente. Para mayor detalle ver punto b) del numeral 3.1.9 del Estudio de Costos.

¹ En el Estudio de Costos el gas no contabilizado se denomina como porcentaje de pérdida de la red.

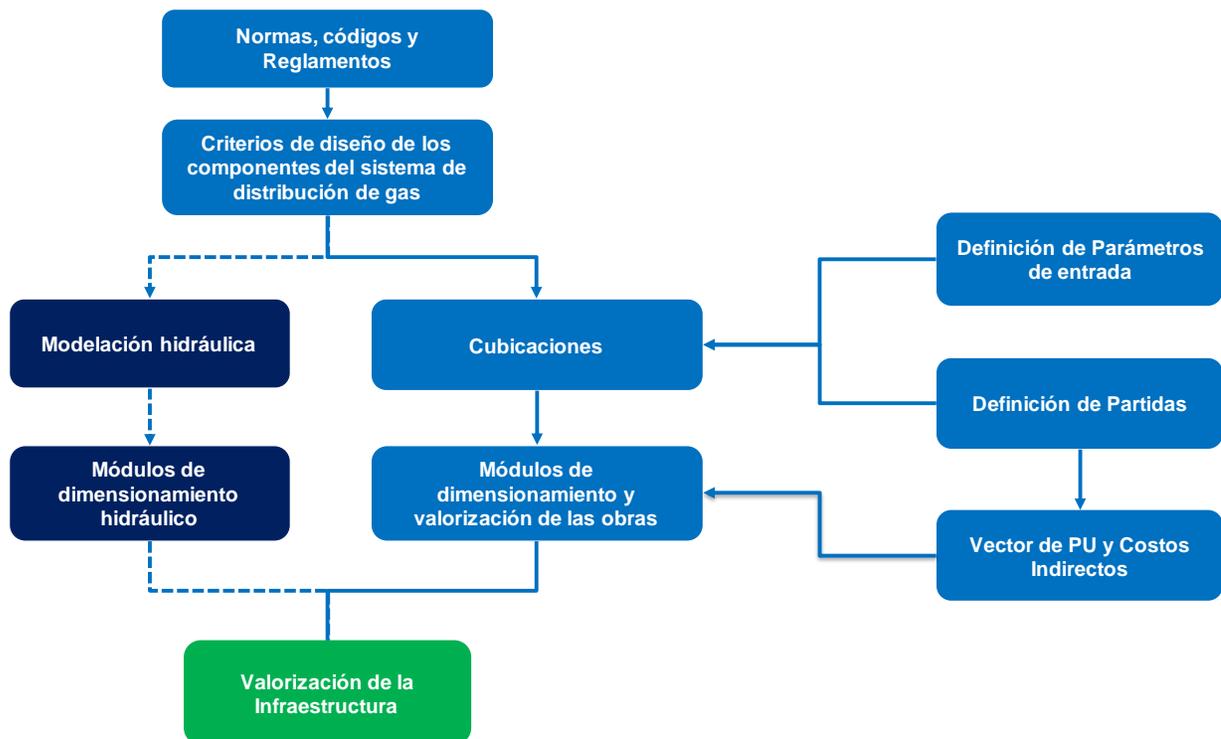
**Tabla 6: Consumos internos
(%de los consumos facturados)**

Condición	Punta Arenas	Puerto Natales	Porvenir
Op. Redes	0,04%	1,76%	0,43%
Administración	0,02%	0,02%	0,02%
Total	0,06%	1,78%	0,45%

4.2 Criterios de Dimensionamiento de Redes de Distribución de la Empresa Eficiente

Para el dimensionamiento y valorización de la infraestructura se consideraron normas, códigos y reglamentos, tanto nacionales como internacionales, que se consideraron al diseño y operación de la red de distribución y, posteriormente, se definieron criterios de diseño de los componentes de la red de distribución. En paralelo, se realizó por una parte, la modelación hidráulica de la red de distribución y, por la otra, la cubicación y el diseño de los módulos de dimensionamiento de las obras. Particularmente, para la cubicación y el diseño de los módulos se requirió definir parámetros de entrada, partidas de costos y, precios unitarios (vector de precios unitarios) y otros costos. Finalmente, todo lo anterior fue utilizado para la valorización de la infraestructura de la empresa eficiente. Un esquema de este proceso se puede observar en la figura a continuación:

Figura 2: Esquema constructivo de los módulos



4.2.1 Normas, Códigos y Reglamentos

Se identifican las normas, códigos y reglamentos vigentes para el diseño y construcción de los sistemas de redes de distribución de gas natural en Chile, los cuales se pueden observar en la tabla a continuación:

Tabla 7: Listado de normas, códigos y reglamentos

Título	Descripción
DS 280, de 2010, del Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción.	Reglamento de Seguridad para el Transporte y Distribución de gas de red
DS 66, de 2007, del Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción.	Reglamento de Instalaciones interiores y medidores de Gas
NCh 2296/1, Of. 2002:	Tuberías de polietileno (PE) enterradas para redes de distribución de combustibles gaseosos – Requisitos – Parte 1: Serie métrica
Código ANSI/ASME B31.8-2007	Gas Transmission and Distribution Piping Systems
API 5L	Specification for Line Pipe
API 6D	Specification for Pipeline Valves
API 1104	Estándar for Welding Pipelines and Related Facilities
NCh 2230/1. Of95	Combustibles gaseosos – Medidor de volumen de gas para baja presión – Parte 1: Medidores de designación “G”.
NCh 2230/2. Of95	Combustibles gaseosos – Medidor de volumen de gas para baja presión – Parte 2: Medidores de paredes deformables, de concepción ANSI
NCh 2537/1 2001	Combustibles Gaseosos Accesorios de Unión de Polietileno en Redes de Distribución Serie Métrica Parte 1: Unión por Inserción Termofusionada (Socket Fusión)
NCh 2537/2 2001	Combustibles Gaseosos Accesorios de Unión de Polietileno en Redes de Distribución Serie Métrica Parte 2: Unión de Extremo Rebajado (Spigot) para Termofusión a Tope (Butt Fusión) o por Inserción (Socket Fusión) y para Usar con Accesorios de Unión Electrosoldables
Ord. N° 1029 de fecha 6 de febrero 2007, del Ministerio de Obras Públicas	Exigencias para realizar proyectos de accesos, paralelismos y atravesos en caminos públicos.
Manual de Carreteras Volumen N° 3 de la Dirección de Vialidad del MOP	Instrucciones y Criterios de Diseño

4.2.2 Definiciones y Criterios de Diseño Generales

- i. Tipo de suelo: de acuerdo con estudios públicos realizados por Aguas Magallanes S.A. para procesos tarifarios², se considera una configuración del tipo de suelo de acuerdo con el siguiente cuadro:

² 5° Proceso Tarifario 2011-2016.

Tabla 8: Tipos de suelo por comuna

Tipo de Suelo	Punta Arenas	Puerto Natales	Porvenir
I-II	20%	20%	20%
III	77%	80%	80%
IV	0%	0%	0%
V	3%	0%	0%
VI-VII	0%	0%	0%

La clasificación Ex Sendos (Servicio Nacional de Obras Sanitarias), define 7 categorías de tipo de suelo de acuerdo con su composición y características.

Tabla 9: Clasificación de los tipos de suelo

Tipo	Nombre	Características
I y II	Blando	Tierra de relleno, arena suelta, dunas, tierra vegetal, ripio suelto
III	Semi-Duro	Ripio compacto, barro compacto, arcilla húmeda
IV	Duro	Tosca, ripio arcilloso de aluvión, arcilla seca
V	Muy Duro	Roca blanda trabajable sin explosivos, maicillo endurecido
VI y VII	Roca	Roca trabajable con explosivos

Esta clasificación tiene su equivalencia con la clasificación SUCS³ (Sistema Unificado de Clasificación de Suelos).

- ii. Clase de ubicación: Se consideraron las señaladas en el código ASME B31.8, en el punto 840.2.

4.2.3 Instalaciones para proveer el servicio público de distribución de gas

Las instalaciones para proveer el servicio público de distribución de gas de la empresa eficiente, son las siguientes:

Tabla 10: Instalaciones para la distribución de gas

Nombre	Tipo
Estación de Compresión	
Redes de distribución	<ul style="list-style-type: none">▪ Primaria▪ Secundaria▪ Terciaria
Estaciones de Regulación y Medición	
Acometidas, empalmes y medidores	<ul style="list-style-type: none">▪ Residenciales (individuales y comunitarios)▪ Comerciales▪ Industriales▪ GNC▪ Generación eléctrica

³ En inglés "Unified Soil Classification System (USCS)"

Cabe señalar, que los city gates no se encuentran en el anterior listado ya que si bien se consideran como nodos para efectos del dimensionamiento de la red, posteriormente no se valorizan debido a que contractualmente el gas es entregado por ENAP en la brida de salida de los city gates. Respecto a las plantas de odorización, estas fueron incluidas en los costos de la empresa eficiente, con excepción de la planta ubicada en el city gate de la Estación Esperanza en Puerto Natales, por ser de propiedad de ENAP.

4.2.4 Criterios de diseño de las instalaciones de distribución de gas

Las instalaciones de la red de distribución, a efectos del diseño y la valorización, se clasifican en:

- a. Instalaciones Singulares: Se considera una Estación de Compresión en Puerto Natales y tres acometidas, empalmes y medidores del cliente de generación eléctrica (Edelmag).
- b. Instalaciones Tipo: Todas las demás instalaciones contempladas en el dimensionamiento se definen como instalaciones tipo.

Para detalles de los criterios de diseño específicos, los parámetros de entrada, así como los elementos que conforman las obras de la infraestructura de la red de distribución ver numerales 3.2.3, 3.2.4, 3.2.5, 3.2.7 y 3.2.8 del Estudio de Costos. No obstante, cabe señalar, que en el caso de las partidas de obras asociadas a las instalaciones, el presente Informe tiene las siguientes diferencias respecto al Estudio de Costos:

- En los módulos de acometidas, empalmes y medidores no se consideró la partida gabinetes.
- En los módulos de acometidas, empalmes y medidores se consideraron las partidas de “gastos generales” e “ingeniería” solo para GNC y Edelmag.
- Para las Estaciones de Medición y Regulación no se consideraron las partidas de gastos generales y de ingeniería.

4.3 Estrategia de Modelamiento de las Redes de Distribución de la Empresa Eficiente

Para el dimensionamiento de las instalaciones de gas de la empresa eficiente, se llevó a cabo un proceso de diseño óptimo de las tuberías en sus distintos niveles de presión y las estaciones de medición y regulación, considerando para ello la minimización de los costos sujeta a diversos tipos de restricciones y/o condiciones existentes en las zonas de diseño, según lo abarcado en el punto 4.2 obteniéndose como resultado de este proceso las ubicaciones, cantidades y especificaciones técnicas de todos los componentes a utilizar y, en general, la asignación eficiente de recursos de todos los elementos que conforman la red de distribución en el horizonte de planificación de 15 años.

El proceso de dimensionamiento requirió como información de entrada: la proyección de demanda ubicada geográficamente, la demanda de dimensionamiento abordada en el punto 4.1 y, la localización e información técnica de los puntos de suministro de gas a la red de distribución (city gates), que en este caso, son un dato exógeno para el modelamiento.

Adicionalmente, se utilizarán datos georreferenciados de la red vial, tales como veredas, cruces y calzadas, entre otros, los que permitieron definir el trazado de las redes de distribución, acotándolo al desarrollo vial existente, y por ende, respetando las restricciones geográficas y urbanísticas en cada lugar.

Figura 3: Red Vial Georreferenciada



La información de ubicación de los clientes y la proyección de demanda respectiva, así como la información geográfica de la red vial, fue revisada con el objeto de detectar y corregir errores. Después de dicha revisión, se hizo una asociación de los clientes, particularmente el punto de inicio de la acometida, con la red vial que le corresponde. De esta forma, fue posible asociar la demanda de cada cliente con su ubicación en la red, junto con determinar el par acometida-empalme asociado a cada usuario. Finalmente, se realizó una división de la información georreferenciada (clientes y red vial) a nivel de los punto de suministro (*city gates*), separando el proceso de diseño a nivel de comuna.

Por otro lado, el diseño global de la red de distribución de gas se dividió en cuatro fases: diseño de la red terciaria, diseño de la red secundaria, diseño de la red primaria y valorización de la red de distribución. En cada una de estas fases se buscó minimizar los costos totales a largo plazo, tomando como punto de partida la información georreferenciada mencionada en el párrafo anterior. Los resultados dependerán de la cantidad de centros reductores de presión primarios (de red primaria a secundaria) y secundarios (de red secundaria a terciaria) que sean considerados, en conjunto con la ubicación que le sea asignada a cada uno de ellos.

Por otra parte, para el diseño de la red de distribución se obtuvo el nivel de presión existente en cada punto de la red y la velocidad máxima del gas al interior de las tuberías, utilizando para esto cálculos hidráulicos que consideraron, entre otros factores, la temperatura de operación, la compresibilidad del gas y, la longitud y diámetro de las tuberías. Mayor detalle al respecto se puede encontrar en el numeral 3.3.3 Cumplimiento de Restricciones de Diseño, del Estudio de Costos.

Finalmente, el diseño de la red mencionado se efectuó en el software Gasworks v10.0, en el cual se dispuso la información de demanda georreferenciada de todos los clientes, y el total de redes que se obtiene para la empresa eficiente.

4.4 Precios Unitarios

Los precios unitarios, o indistintamente vector de precios unitarios (Vector PU), consisten en el listado de todos los insumos, equipos, costos por transporte, actividades de construcción y/o montaje, y obras civiles a

costo bruto, que son necesarios para la valorización de las inversiones de la empresa eficiente. El objetivo general en la construcción del Vector PU, es obtener los costos unitarios que resuman las condiciones del mercado para finalmente obtener los costos de inversión a considerar en el VAD, con los fundamentos y respaldos adecuados. Los precios se presentan en UF y están actualizados al 31 de diciembre de 2017.

Para la determinación del vector PU, se acudió a distintas fuentes de información tales como cotizaciones de proveedores nacionales y extranjeros, información de la Empresa Concesionaria, estudios del sector gas realizados por la Comisión, estudios tarifarios de otros sectores regulados y análisis de precios unitarios (APU)⁴ que fueron, en caso de requerirse, corregidos o actualizados si su fecha era anterior a la fecha de referencia del Estudio de Costos. El criterio de selección del precio unitario fue, por regla general, la consideración del menor precio entre las opciones de precios disponibles con las que se contaba para cada elemento y/o partida. Los criterios particulares y fuentes de información se pueden revisar en el numeral 3.4 del Estudio de Costos y en el Anexo 5-Precios Unitarios adjunto al presente Informe. No obstante, se debe señalar que se hicieron correcciones a tablas y criterios del Estudio de Costos que se explican en el Anexo A - Cambios realizados al numeral 3.4 Precios Unitarios del Estudio de Costos de este Informe.

El precio unitario de cada instalación definida en el numeral 4.2.3 de este documento se calculó a partir de la suma de los resultados de multiplicar la cubicación de cada partida por su precio unitario. Cada combinación de partidas configuró un precio unitario y por tanto, un “módulo constructivo”⁵ particular. Los grupos de partidas genéricas utilizadas para hallar los precios unitarios de cada instalación fueron: Suministro y transporte de tuberías, Instalación y prueba de tuberías, Movimiento de Tierra, Hormigones, Instalación de piezas especiales (junturas y uniones), Piezas especiales, Válvulas, Medidores y reguladores. El proceso de análisis y cálculo de los precios unitarios para las partidas que conforman cada grupo se muestran en el numeral 3.4 del Estudio de Costos, salvo las correcciones informadas en el Anexo A de este Informe y aquellas realizadas a partir de las observaciones realizadas al Informe Técnico Preliminar que fueron acogidas total o parcialmente.

De acuerdo con lo anterior, y como ejemplo, el precio unitario para una red de tuberías específica, conforma un único “módulo constructivo” que contiene la suma de los precios unitarios de los elementos que se agrupan en las grandes partidas mencionadas anteriormente. Los precios unitarios de cada tipo de instalación asociados a los módulos constructivos, se muestran en el Anexo 5-Precios Unitarios adjunto al presente Informe. Cabe señalar además, que a los precios unitarios incluidos en los módulos constructivos del Anexo 6-Dim y Costo de las Instalaciones de Red de este Informe, provenientes de cotizaciones o del APU, se les agregó un 40,5% por gastos generales, utilidades e instalación de faenas⁶. Este porcentaje fue estimado considerando otros servicios regulados de la Región de Magallanes.

Por otro lado, a los precios unitarios descritos anteriormente se les agregaron los costos indirectos correspondientes a recargos porcentuales por ingeniería y gastos generales, cuando la instalación de gas lo

⁴ El análisis de precios unitarios (APU) corresponde a una estimación de la función de producción de una partida que considera las proporciones de insumos, recursos, equipos necesarios para producir una unidad de una instalación de gas determinada, los que multiplicados por sus precios permiten predecir su costo unitario.

⁵ Para el Estudio de Costos, el consultor definió aproximadamente 42.000 módulos constructivos para todas las instalaciones, de las cuales se hizo una selección para el diseño de la empresa eficiente considerando los menores precios para cada partida.

⁶ A las partidas del modelo realizado para rotura y reposición de pavimentos, que se verá mas adelante, también se les incorporó este recargo, siempre y cuando el precio unitario proviniese de alguna cotización o del APU. Ver Anexo C con la metodología para el cálculo de gastos generales, utilidades e instalación de faenas.

requirió según su naturaleza, estableciéndose un precio bruto final. El detalle del cálculo de los costos indirectos se encuentra en la sección 4.5.

A continuación, se muestra la metodología y resultados de precios unitarios que se utilizó para valorizar las instalaciones de la empresa eficiente.

4.4.1 Estación de Compresión

Para determinar el precio unitario de la estación de compresión se calcularon precios unitarios a las partidas del numeral 3.2.8 del Estudio de Costos, considerando para cada una el menor precio entre los precios disponibles. No se consideraron recargos por ingeniería ni por gastos generales para el “skid compresor Pe: 10-20 bar, Ps: 42 bar, F: 17.720, 09” ni para las partidas de Instalaciones Eléctricas dado que son elementos cuya ingeniería y gastos generales son asumidos por el proveedor de dichos elementos.

4.4.2 Redes de tuberías

El precio unitario de las redes de tuberías se calculó considerando la ubicación de las tuberías (primaria, secundaria y terciaria), su material (acero o polietileno), su diámetro y su espesor; así como otras instalaciones asociadas a las tuberías como válvulas, trampas de pigs (red primaria), sistema de protección catódica (redes primaria y secundaria) y cruces. Así, cada módulo constructivo configuró una combinación específica de los elementos anteriores para hallar un determinado precio unitario, no obstante, en la valorización final se hizo una separación entre tuberías, y los otros elementos mencionados.

En cuanto a los fittings que deben tener las tuberías, estos se calcularon considerando una serie de elementos o materiales, como coplas y tapping tee, entre otros, que deben incluirse en el montaje de la red con sus respectivos precios unitarios.

A las redes de tuberías y sus elementos se les consideraron recargos por gastos por ingeniería y gastos generales.

Finalmente, se eligieron los módulos constructivos con los menores precios, considerando el diseño y dimensionamiento de la red, así como el modelamiento hidráulico.

4.4.3 Estaciones de Medición y Regulación (EMR)

Los precios unitarios de las EMR, así como ocurre con las otras instalaciones, se configuraron a partir de precios unitarios de elementos que conforman los grandes grupos de partidas ya mencionados. Para esta instalación, las partidas relevantes son: suministro, transporte y prueba de tuberías, suministro e instalación de piezas especiales y obras civiles. Por otra parte, en las EMR no se consideraron recargos por gastos en ingeniería y gastos generales ya que sus variables de cálculo se obtienen de la ingeniería de redes de distribución.

4.4.4 Acometidas, Empalmes y Medidores

Los precios de estas instalaciones se definieron de forma agrupada aun cuando en los resultados de la valorización se hace una diferencia entre acometidas y empalmes y los medidores. Las grandes partidas

consideradas para la determinación de los precios unitarios fueron: movimiento de tierra, suministro de tuberías, transporte y colocación de tuberías, piezas especiales, medidores y obras civiles (hormigones).

En las acometidas, empalmes y medidores no se incorporó recargo por ingeniería ni gastos generales, exceptuando las instalaciones correspondientes a los clientes de generación eléctrica y GNC. Lo anterior, por tratarse de obras cuyas especificaciones técnicas son estándar, su montaje viene definido en catálogos, normativas y/o recomendaciones constructivas y, si es necesaria, su ingeniería está incluida en el desarrollo de las redes de distribución.

4.4.5 Rotura y Reposición de Pavimentos (RRP)

Para la estimación de los precios unitarios de rotura y reposición de pavimentos, en primera instancia se buscó información de proyectos del Servicio de Vivienda y Urbanización (SERVIU) y otros organismos de la región, no obstante, muy pocos proyectos contaban con datos de RRP, por lo tanto, en segunda instancia se acudió a fuentes externas de información recogidas en el análisis de precios unitarios (APU) realizado para el Estudio de Costos⁷. Posteriormente, se compararon los precios de RRP de otros servicios regulados en la zona centro sur del país, ajustados por un factor regional representativo de la zona de concesión, con los del APU. De esta comparación se eligieron los precios del APU.

Tabla 11: Precios Unitarios para Rotura y Reposición de Pavimentos

Código Empresa	Partida	Unidad	PU Bruto (UF)	Fuente
RyR_AC_ADOC	Rotura y reposición de acera adocreto	m2	1,915	APU
RyR_AC_ADOQ	Rotura y reposición de acera adoquín	m2	2,281	APU
RyR_AC_HOR	Rotura y reposición de acera hormigón	m2	1,099	APU
RyR_CA_ADOQ	Rotura y reposición de calzada de adoquines	m2	1,457	APU
RyR_CA_TIE	Rotura y reposición de calzada de tierra	m2	0,000	APU(*)
RyR_CA_ASF	Rotura y reposición de calzadas de asfalto	m2	2,020	APU
RyR_CA_HOR	Rotura y reposición de calzadas de hormigón	m2	2,881	APU
RyR_AC_JAR	Rotura y reposición de jardín	m2	0,403	APU
RyR_PAS	Rotura y reposición de pastelones	m2	1,770	APU
RyR_BAL	Rotura y reposición de pavimento de baldosa	m2	1,511	APU
RyR_SV	Rotura y reposición de salida de vehículos (hormigón)	m2	1,273	APU
RyR_SOL	Rotura y reposición de soleras	m	0,636	APU

(*) Valor propuesto por la empresa concesionaria

4.5 Costos Indirectos

Los costos indirectos de gastos generales corresponden, entre otros, a los costos de administración de obras contratadas con terceros y de supervisión e inspección de las mismas, ya sea por personal propio de la empresa que se puede activar y de certificaciones o declaraciones que son de responsabilidad de la empresa eficiente de conformidad a la normativa vigente. El costo de ingeniería en tanto, corresponde entre otros, a los costos de estudios y asesorías particulares para el diseño contratados con terceros, y el de personal propio asignado a ingeniería de obras del servicio.

⁷ Producto de las observaciones presentadas por la empresa concesionaria que fueron acogidas o acogidas parcialmente, algunos precios unitarios del APU fueron modificados.

Cada uno de estos costos se presenta como un recargo porcentual sobre los materiales, montaje y obras civiles de las instalaciones de gas que por su naturaleza requieran de estos recargos. La metodología de cálculo para la ingeniería de todas las redes y los gastos generales de la red primaria, se puede encontrar en el apartado 3.5 del Estudio de Costos. Para los gastos generales de redes secundarias y terciarias, se consideraron los valores propuestos por la empresa concesionaria en las observaciones realizadas al Informe Técnico Preliminar.

Tabla 12: Resumen de Resultados para Costos Indirectos de Ingeniería y Gastos Generales por Administración, Certificación e ITO

Costos Indirectos	Red Primaria	Red Secundaria	Red Terciaria
ING	6,54%	6,54%	6,54%
GG (INT+ITO)	5,04%	10,13%	6,48%
ING+GG	11,57%	16,67%	13,02%

4.6 Costo de Rotura y Reposición de Pavimentos (RRP)

El costo de rotura y reposición de pavimentos (RRP) fue estimado en base a una metodología de costeo específica que se detalla en el Anexo 7-Costos de Rotura y Reposición de Pavimentos que se adjunta a este Informe. Adicionalmente, se incorporan los dispositivos de rodados y se corrige, respecto de lo indicado en el Informe Técnico Preliminar, la cantidad de soleras asociadas a la instalación de los mismos.

Los costos de RRP se calcularon para las tuberías de red secundaria y terciaria, y para acometidas. Para el cálculo de dichos costos se consideró un estudio de caracterización del espacio público con el objeto de determinar la distribución de las distintas materialidades⁸ en la zona de concesión, y los tipos de instalación de gas (redes de tuberías o acometidas), así como los precios unitarios para cada materialidad provenientes del APU del Estudio de Costos⁹.

El resultado obtenido para el año base 2017 fue el siguiente:

Tabla 13: Costos de Rotura y Reposición de Pavimentos (Año 2017)

Comuna	2017 (MM\$)
Punta Arenas	17.133
Puerto Natales	3.282
Porvenir	553
Total	20.968

⁸ Se entiende por materialidad a los distintos tipos de pavimentos tales como: calzadas de hormigón y asfalto, aceras de hormigón, aceras de adoquín y salidas de vehículos de hormigón, entre otros.

⁹ Producto de las observaciones presentadas por la empresa concesionaria que fueron acogidas o acogidas parcialmente, algunos precios unitarios del APU fueron modificados.

Los costos para los 15 años del horizonte de planificación se detallan en el Anexo 7-Costos de Rotura y Reposición de Pavimentos adjunto a este Informe. Cabe señalar, que para los nuevos desarrollos considerados dentro del horizonte de planificación se consideró una fracción de RRP, dado que en la mayoría de los casos no se incurrirá en ese costo.

4.7 Intereses Intercalarios

Para efectos del cálculo de los intereses intercalarios se consideraron 17 meses como tiempo promedio de ejecución de obras para las redes primarias y secundarias. Para el resto de las instalaciones de gas, es decir, aquellas que no son redes primarias ni secundarias, no se consideraron intereses intercalarios dado que sus plazos de ejecución son inferiores a 12 meses.

La tasa de interés anual considerada para el cálculo de los intereses intercalarios es de 6,67%. La tasa resultante queda expresada de manera compuesta en términos mensuales, que luego se aplica directamente al costo de inversión de las redes primarias y secundarias, asumiendo un flujo de fondos uniforme por mes. Los resultados se pueden apreciar en el cuadro a continuación:

Tabla 14: Intereses Intercalarios

Periodo de capital retenido (meses)	17
Tasa Costo de Capital Anual Gasco Magallanes	6,67%
Factor de Intereses Intercalarios	1,05

4.8 Servidumbres y derechos

De conformidad a lo dispuesto en el artículo 40-C de la Ley de Servicios de Gas, en el “costo total de largo plazo se considerará el valor efectivamente pagado por los derechos de uso y goce del suelo, incluyendo los gastos e indemnizaciones pagadas para el establecimiento de las servidumbres utilizadas, indexada de acuerdo a la variación que experimente el índice de precios al consumidor”, por lo tanto, el costo por servidumbres utilizado fue el efectivamente pagado por la Empresa Concesionaria¹⁰. Así, el valor de servidumbres considerado fue de \$501.829.794.

Por otro lado, el costo por derechos no pudo ser determinado debido a que Gasco Magallanes no entregó antecedentes ni respaldos de valores efectivamente pagados de los mismos, por lo que se considero un monto de \$0 para dicho costo.

4.9 Bienes Muebles e Inmuebles

El valor de los bienes muebles e inmuebles para el año base, descontando asignaciones por GLP y actividades que hayan sido consideradas como costos de inversión (denominadas “activables”) asciende a M\$2.010.043 y su detalle se puede revisar en el numeral 5.4 de este Informe.

¹⁰ Anexo 5-Precios Unitarios / Anexo 7 PU - Información de Servidumbres

4.10 Bienes Intangibles y Capital de Explotación

Los bienes intangibles corresponden a aquellos costos en que incurre la empresa eficiente para su organización y puesta en marcha, sin considerar gastos adicionales como los asociados a la captación comercial. Para su estimación se incluyeron asesorías en recursos humanos, asesorías legales e implementación de Tecnologías de Información, así como las actividades de enrolamiento de clientes y lectura inicial de medidores. El resultado es \$694.162.138. El detalle de la estimación de cada ítem se puede ver en el Anexo 9 y el Anexo 10 – Modelo OPEX.xlsm adjunto al presente informe.

Por otro lado, se entiende como Capital de Explotación una inversión en activos de corto plazo (principalmente caja y otros activos líquidos), cuya finalidad es sostener el funcionamiento de la empresa eficiente a lo largo de su ciclo comercial. Para efectos del presente informe el capital de explotación se fijó en un doceavo del promedio de los ingresos de explotación del horizonte de planificación actualizados a la fecha de referencia, el resultado fue M\$2.440.481¹¹. El detalle de la estimación se encuentra en el Anexo 10 – Modelo OPEX.xlsm adjunto al presente informe.

4.11 Resultados del Dimensionamiento y Costo de las Instalaciones de Red

En este punto se detalla las cantidades y costos totales obtenidos para la empresa eficiente. El detalle de cantidades y costos para los 15 años del horizonte de planificación se puede ver en Anexo 6-Dim y Costo de las Instalaciones de Red, adjunto a este Informe. El resultado para el año base 2017 se muestra en las siguientes tablas:

¹¹ Según consta en el escrito de respuestas a las discrepancias de esta Comisión, enviado al Panel de Expertos mediante Oficio Ordinario CNE N° 175, de 19 de marzo de 2019, y en el Dictamen N°4-2019, la Comisión se allanó a la Discrepancia N° 19 "Porcentaje del seguro de invalidez y sobrevivencia", presentada por la empresa concesionaria Gasco en la sección 4.19 de documento entregado por la misma ante el Panel de Expertos con fecha 21 de febrero de 2019. Esto generó cambios en el resultado presentado en el Informe Técnico Corregido para la partida de Capital de Explotación, toda vez que dicho allanamiento produjo cambios en el cálculo del VAD del cual depende dicha partida, ocasionando una variación de la misma en \$124.637

**Tabla 15: Dimensionamiento y Costos de las instalaciones de la Empresa Eficiente
Año 2017**

Naturaleza	Nombre	Unidad	Cantidad	Monto \$
City Gate	City Gate	c/u	4	-
Estación de Compresión	Unidad de Compresión	c/u	1	891.366.457
	Instalaciones Anexas	c/u	-	-
Red Primaria	Tuberías	m	198.437	29.729.109.624
	Válvulas	c/u	143	367.582.815
	Trampas de Pigs	c/u	11	158.930.038
	Sistema de Protección Catódica	c/u	295	6.831.767
	Cruces	m	1.650	218.163.216
	Plantas de Odorización	c/u	4	50.732.095
Red Secundaria	Tuberías	m	76.119	4.479.546.722
	Válvulas	c/u	21	4.237.538
	Trampas de Pigs	c/u	-	-
	Sistema de Protección Catódica	c/u	-	-
	Cruces	m	7.309	244.273.440
Red Terciaria	Tuberías	m	753.715	19.965.711.438
	Válvulas	c/u	2.116	228.282.491
	Trampas de Pigs	c/u	-	-
	Sistema de Protección Catódica	c/u	-	-
	Cruces	m	85.087	645.020.652
EMR	Estación de Regulación y Medición	c/u	48	2.198.732.830
Acometidas, Empalmes y Medidores - Red Primaria	Acometidas y Empalmes Industriales	c/u	3	84.692.541
	Medidores Industriales	c/u	6	23.080.060
Acometidas, Empalmes y Medidores - Red Secundaria	Acometidas y Empalmes Industriales	c/u	7	80.594.323
	Medidores Industriales	c/u	14	49.316.962
	Acometidas y Empalmes Comerciales	c/u	9	7.879.382
	Medidores Comerciales	c/u	9	4.774.360
Acometidas, Empalmes y Medidores - Red Terciaria	Acometidas y Empalmes Industriales	c/u	138	487.422.223
	Medidores Industriales	c/u	276	221.853.473
	Acometidas y Empalmes Comerciales	c/u	3.390	1.288.442.834
	Medidores Comerciales	c/u	3.390	758.256.218
	Acometidas y Empalmes Residenciales Com	c/u	30	58.346.562
	Acometidas y Empalmes Residenciales Indiv	c/u	52.008	7.546.441.616
Medidores Residenciales	c/u	53.158	3.388.825.486	
Total				73.188.447.161

Cabe señalar que la información de la tabla anterior no incluye los costos derivados por intereses intercalarios, servidumbres y rotura y reposición de pavimentos, los cuales se muestran en detalle en la tabla consolidada siguiente:

**Tabla 16: Resumen de los Costos de Inversión
Año 2017**

Partida	MM\$	\$
Estación de Compresión	891	891.366.457
Red Primaria	30.531	30.531.349.556
Red Secundaria	4.728	4.728.057.699
Red Terciaria	20.839	20.839.014.581
Rotura y Reposición de Pavimentos	20.968	20.967.606.501
EMR	2.199	2.198.732.830

Partida	MM\$	\$
Acom, Emp y Med. - Red Primaria	108	107.772.601
Acom, Emp y Med. - Red Secundaria	143	142.565.027
Acom, Emp y Med. - Red Terciaria	13.750	13.749.588.410
Bienes Intangibles	694	694.162.138
Capital de Explotación ¹²	2.440	2.440.481.464
BMI	2.010	2.010.042.618
Servidumbres	502	501.829.794
Intereses Intercalarios	1.974	1.973.731.310
Total	101.776	101.776.300.986

4.12 Valor Nuevo de Reemplazo de los Aportes de Terceros

A efectos de determinar el valor agregado de distribución de la Empresa Concesionaria el artículo 40-E de la Ley de Servicios de Gas establece que “del valor de los costos de inversión de la empresa eficiente deberá descontarse finalmente la proporción del VNR correspondiente a las instalaciones aportadas por terceros en la respectiva zona de servicio”.

Se consideraron aportes de terceros todas aquellas instalaciones que la Empresa Concesionaria informó como tales, así como todas aquellas instalaciones que se identificaron en el Estudio de Costos¹³ como aportes de terceros¹⁴. La información se diferenció entre redes propias y de terceros considerando las altas y bajas de las redes¹⁵, tipo de material y diámetro según años. Se debe destacar que:

- Se revisó el archivo entregado por la Empresa Concesionaria para establecer la forma como han sido determinados los aportes de terceros, constatándose que en varios casos no se define el proyecto específico, especialmente aquellos aportes que provenían de ENAP.
- Se corrigieron errores en la suma de los aportes y redes propias informadas por la Empresa Concesionaria.
- Para Puerto Natales, se consideró un aporte en red primaria de 52.777 (m) correspondiente al gasoducto de Tranquilo a Puerto Natales que fue cedido en comodato, el año 1976, por la Corporación de Magallanes a ENAP, y que fuera entregado nuevamente en comodato, el año 1981, a Gasco Magallanes, por todo el tiempo en que esta empresa distribuya gas natural en Puerto Natales.

¹² Según consta en el escrito de respuestas a las discrepancias de esta Comisión, enviado al Panel de Expertos mediante Oficio Ordinario CNE N° 175, de 19 de marzo de 2019, y en el Dictamen N°4-2019, la Comisión se allanó a la Discrepancia N° 19 “Porcentaje del seguro de invalidez y sobrevivencia”, presentada por la empresa concesionaria Gasco en la sección 4.19 de documento entregado por la misma ante el Panel de Expertos con fecha 21 de febrero de 2019. Esto generó cambios en el resultado presentado en el Informe Técnico Corregido para la partida de Capital de Explotación, toda vez que dicho allanamiento produjo cambios en el cálculo del VAD del cual depende dicha partida, ocasionando una variación de la misma en \$124.637.

¹³ Ver Capítulo 3.10 Valor Nuevo de Reemplazo de los Aportes de Terceros del Estudio de Costos.

¹⁴ La Empresa Concesionaria no aportó documentos que permitieran corroborar o respaldar la información de aportes de terceros informada en el archivo enviado.

¹⁵ Se entienden por altas las redes que efectivamente entraron en operación y por bajas aquellas redes que dejaron de estar en operación.

Para la valorización de los aportes de terceros se realizaron las siguientes consideraciones:

- a) Se valorizaron los aportes netos a diciembre de 2017, es decir, considerando las altas y bajas de los mismos.
- b) Se tomaron los costos de obras indicados en el Anexo 5 – Precios Unitarios adjunto a este Informe.
- c) De la información reportada por Gasco Magallanes, y a falta de mejores antecedentes, se consideró que las tuberías de menor diámetro correspondían a acometidas y empalmes, y por tanto, se valorizaron como tal, lo que resultó consistente con el hecho que todas estas instalaciones han sido aportadas por terceros desde el año 1981, año en que Gasco S.A. adquirió la empresa distribuidora de Magallanes mediante licitación

El resultado de la valorización se muestra en el siguiente cuadro:

Tabla 17: Valorización de Aportes de Terceros

Comuna	Red	Material	Diámetro	km	MM\$
Punta Arenas	SISTEMA Terciario	Acero	6"	1	132
Punta Arenas	SISTEMA Terciario	Acero	4"	0	36
Punta Arenas	SISTEMA Terciario	Acero	3"	4	271
Punta Arenas	SISTEMA Terciario	Acero	2.5"	1	54
Punta Arenas	SISTEMA Terciario	Acero	2"	29	1.573
Punta Arenas	SISTEMA Terciario	Acero	1.25"	40	1.964
Punta Arenas	SISTEMA Terciario	Acero	1"	51	2.249
Punta Arenas	SISTEMA Terciario	Acero	0.75"	42	3.921
Punta Arenas	SISTEMA Terciario	PEMD	110	14	1.105
Punta Arenas	SISTEMA Terciario	PEMD	90	15	1.044
Punta Arenas	SISTEMA Terciario	PEMD	63	57	3.358
Punta Arenas	SISTEMA Terciario	PEMD	40	69	3.560
Punta Arenas	SISTEMA Terciario	PEMD	25	17	1.609
Puerto Natales	SISTEMA PRIMARIO	Acero	4"	53	8.220
Puerto Natales	SISTEMA SECUNDARIO	Acero	2"	11	430
Puerto Natales	SISTEMA Terciario	Acero	2"	2	91
Puerto Natales	SISTEMA Terciario	Acero	1.25"	7	294
Puerto Natales	SISTEMA Terciario	Acero	1"	9	316
Puerto Natales	SISTEMA Terciario	Acero	0.75"	2	143
Puerto Natales	SISTEMA Terciario	PEMD	110	5	349
Puerto Natales	SISTEMA Terciario	PEMD	90	13	774
Puerto Natales	SISTEMA Terciario	PEMD	63	20	993
Puerto Natales	SISTEMA Terciario	PEMD	40	29	1.263
Puerto Natales	SISTEMA Terciario	PEMD	25	4	358
Porvenir	SISTEMA Terciario	Acero	2"	4	155

Comuna	Red	Material	Diámetro	km	MM\$
Porvenir	SISTEMA TERCIARIO	Acero	1.25"	1	39
Porvenir	SISTEMA TERCIARIO	Acero	1"	4	121
Porvenir	SISTEMA TERCIARIO	Acero	0.75"	1	131
Porvenir	SISTEMA TERCIARIO	PEMD	110	7	417
Porvenir	SISTEMA TERCIARIO	PEMD	90	1	78
Porvenir	SISTEMA TERCIARIO	PEMD	63	4	178
Porvenir	SISTEMA TERCIARIO	PEMD	40	4	160
Porvenir	SISTEMA TERCIARIO	PEMD	25	1	142
Total				524	35.526

Al valor anterior se debe agregar los intereses intercalarios a aplicar solo a redes primarias y secundarias en Puerto Natales por un valor de \$432.315.408.

Adicionalmente, para efectos de los costos por expansión de redes para el horizonte de planificación, se estimó que parte de estos también corresponderán a aportes de terceros. Para ello, se valorizaron los aportes de los últimos 5 años en cada comuna considerando las altas de los mismos, se tomaron los costos de obras indicados en el Anexo 5 – Precios unitarios adjunto a este Informe y finalmente, se calcularon los porcentajes de redes que se consideraron aportadas por terceros en el horizonte de planificación, los que se detallan en el siguiente cuadro:

Tabla 18: Porcentajes de Redes Terciarias Aportadas por Terceros Año 1 al Año 15 del horizonte de planificación

Comuna	% AT/TOTAL
Punta Arenas	57%
Puerto Natales	85%
Porvenir	100%

El detalle de este acápite se adjunta en el Anexo 8-Aportes de Terceros adjunto a este Informe.

5. DIMENSIONAMIENTO Y COSTOS DE LA ORGANIZACIÓN, OPERACIÓN, MANTENIMIENTO Y ADMINISTRACIÓN DE LA EMPRESA EFICIENTE

5.1 Modelación de la Organización y Dimensionamiento de Personal

El presente subcapítulo describe la metodología y resultados de la organización de recursos humanos de la empresa eficiente.

5.1.1 Determinación de la estructura organizacional de la empresa eficiente

Para la construcción de la organización de la empresa eficiente se requirió un análisis de los procesos, actividades y funciones necesarias para atender exclusivamente el servicio de distribución de gas natural en las comunas de Punta Arenas, Porvenir y Puerto Natales, considerando sus aspectos operacionales,

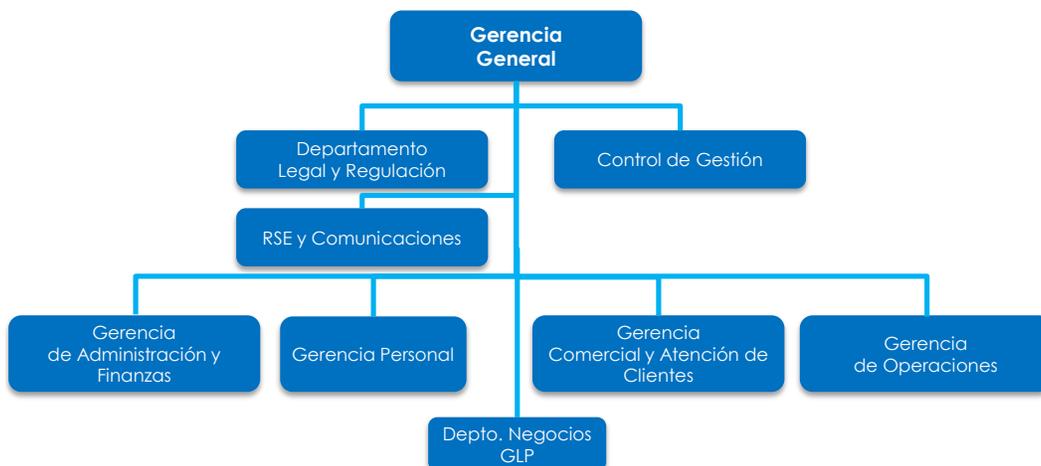
comerciales y administrativos de apoyo, de acuerdo con las exigencias de la normativa vigente, no obstante, por razones de indivisibilidad o uso conjunto de recursos se consideró también el negocio de GLP provisto por la Empresa Concesionaria, no sujeto a fijación de precios, y que fue posteriormente, descontado en la valorización.

De lo anterior, se obtuvieron procesos principales y de apoyo, así como las funciones y actividades necesarios para la operación de la empresa eficiente. Entre los procesos principales están: i) operación y mantenimiento, ii) atención al cliente y comercialización, iii) ingeniería y desarrollo y iv) regulación. Por otra parte, en los procesos de apoyo se consideraron: i) administración y finanzas, ii) gestión de personal, iii) asesoría legal, iv) auditoría interna, v) relaciones públicas y responsabilidad social empresarial y gestión ambiental, vi) control de gestión, vii) calidad del servicio y viii) dirección ejecutiva y planificación. El detalle de la apertura de estos procesos hasta el nivel de actividades, se puede revisar en el Estudio de Costos, numeral 4.1.1, y en el Anexo 10-Recursos Humanos y Opex adjunto a este Informe.

A continuación del análisis de las actividades, se definió la estructura organizacional de la empresa eficiente. La metodología de definición de dicha estructura tomó en cuenta el nivel de centralización de cada función, conforme a la separación de estructuras funcionales en relación a la escala o tamaño de la empresa eficiente, la dispersión geográfica y otras particularidades como el área donde opera, la cantidad de clientes que debe atender y el cumplimiento de la normativa vigente. Adicionalmente, la estructura consideró, entre otros aspectos, la carga de actividades en la explotación técnica y comercial de la empresa eficiente.

La figura siguiente muestra la estructura general de la empresa eficiente por gerencias:

Figura 4: Organigrama Empresa Eficiente



El organigrama detallado de la empresa eficiente, así como las funciones de cada cargo, se pueden revisar en el Anexo 10-Recursos Humanos y Opex adjunto a este Informe.

5.1.2 Determinación de las dotaciones de personal de la empresa eficiente

La metodología propuesta para determinar la dotación consideró dos enfoques, en primer lugar, uno denominado bottom-up, en el cual mediante el análisis de las actividades y la carga de trabajo que ellas implican se determinó el número de trabajadores. En particular, se empleó este enfoque para el dimensionamiento de personal dedicado a funciones periféricas o de ejecución, es decir, operación y mantenimiento y atención a clientes. En segundo lugar, se empleó un enfoque top-down, que resultó de utilidad para el dimensionamiento de cargos de apoyo y aquellos más elevados en su nivel jerárquico, además, sirvió para la verificación final de las dotaciones obtenidas mediante el método bottom-up.

Por otra parte, para el conjunto de funciones de la empresa eficiente, se realizó un análisis de todas las actividades mínimas necesarias en una empresa de base, así como de su exigencia en términos de horas-hombre anuales, a fin de determinar la dotación en cada una de las unidades organizativas. Adicionalmente, se realizó una continua calibración de las dotaciones relativas entre diferentes estamentos jerárquicos, a través del chequeo de los *Span of Control*, tanto a nivel global como a nivel específico.

Tabla 19: Resumen Dotaciones

Estamento	Empleados
Alta Gerencia	1
Gerencia Media	5
Jefaturas	23
Profesionales	46
Técnicos	55
TOTAL	130

A diferencia del Estudio de Costos la dotación fue reducida en cinco cargos, dado que eran considerados como dotación tercerizada y en el cuadro solo se considera la dotación interna que además, cubre las funciones de dichos cargos. El resultado obtenido se puede apreciar en detalle en el Anexo 10-Recursos Humanos y Opex adjunto a este Informe.

5.1.3 Determinación de las actividades tercerizadas

Se consideraron las siguientes actividades tercerizadas para la empresa eficiente:

- Aseo, Mantenimiento de Edificios
- Vigilancia
- Lectura, reparto
- Parte de la recaudación y cobranza
- Actividades de OyM genéricas de baja complejidad (sin necesidad de personal calificado)
- Actividades de OyM no estratégicas donde exista mercado de prestadores de servicios
- Asesorías y estudios (TI, personal, legales, certificación, entre otras)
- Publicidad
- Auditoría financiera periódica
- Actividades relacionadas con las cuadrillas

5.1.4 Determinación de los costos asociados al personal de la empresa eficiente

La determinación de las remuneraciones y beneficios del personal de la empresa eficiente se efectuó sobre la base del Informe de Compensaciones y Beneficios de Hay Group (en adelante, la “Encuesta de Remuneraciones”).

Para la determinación del nivel de remuneraciones de la empresa eficiente, se identificó y homologó la totalidad de los cargos en base al listado de cargos contenidos en la Encuesta de Remuneraciones. Las remuneraciones definidas para cada cargo de la empresa de referencia, consideran la aplicación del estadígrafo P50 para cargos internos, y del P25 para los tercerizados. En aquellos casos donde el cargo no tuviera uno igual en la encuesta de remuneraciones, éste se homologó a uno similar en categoría y complejidad del trabajo efectuado.

Cabe señalar, que también se encuentran definidos y cuantificados otros ítems asociados con los recursos humanos, en particular: mutual de seguridad, seguro de invalidez y sobrevivencia, seguro de cesantía¹⁶, capacitación, selección y contratación de personal, y provisiones por indemnización por años de servicio (ias). En el caso particular de los costos por capacitación, se hizo empleo de antecedentes contenidos en el Anuario Estadístico SENCE 2017. Por otro lado, se consideró un 20,6%¹⁷ anual de rotación de personal, además de los aumentos que se producen en la dotación a lo largo del tiempo. Finalmente, se consideraron otros gastos asociados al personal interno que se denominaron como gastos de plantel (servicios básicos, comunicaciones, útiles de oficina, entre otros) y uso de vehículo (para labores de inspección en terreno).

En la tabla a continuación se puede observar un resumen de los gastos resultantes por concepto de los ítems descritos anteriormente:

Tabla 20: Gastos Relacionados con el Personal – Año 2017¹⁸(*)

Item	Unidad	Valor
Remuneración Bruta	M\$/año	2.555.602
Beneficios no Incl. En Rem. Bruta	M\$/año	234.060
Obligaciones Legales	M\$/año	108.244
Provisión IAS	M\$/año	32.735
Capacitación	M\$/año	3.533
Contratación	M\$/año	34.953

¹⁶ Para este informe, se corrigieron el porcentaje y tope máximo a cargo del empleador del seguro de invalidez y sobrevivencia, así como también los porcentajes del seguro de cesantía y de mutual de seguridad correspondientes a diciembre de 2017. Los valores finalmente utilizados fueron:

- Mutual de Seguridad: 0,93% con tope 78,3 UF/mes.
- SISS: 1,41% con tope 78,3 UF/mes (1,53% a partir de julio de 2018).
- Seguro de Cesantía: 3,00% con tope 117,5 UF/mes.

¹⁷ Se calculó una antigüedad promedio de 3,0 años, sobre la base de utilizar un 20,6% de rotación de personal (obtenido del Informe de Compensaciones Hay Group).

¹⁸ Se precisa, respecto de lo indicado en el Informe Técnico Corregido, que los valores de la Tabla 20 corresponden al año 2017.

Item	Unidad	Valor
Uso de Vehículo	M\$/año	200.591
Gastos de Plantel	M\$/año	348.614
TOTAL	M\$/año	3.518.332

(*) La variación en las cifras, respecto de las contenidas en el Informe Técnico Preliminar, corresponde a cambios hechos en el modelo a partir de las observaciones realizadas por la empresa concesionaria que fueron acogidas total o parcialmente.

El detalle de la homologación empleada, así como las remuneraciones y beneficios determinados para cada cargo, se puede apreciar en el numeral 4.1.4 del Estudio de Costos¹⁹ y el Anexo 10 – Recursos Humanos y OPEX adjunto a este Informe.

5.2 Modelamiento de la Operación y Mantenimiento (O&M)

La metodología que se utilizó para el modelamiento de la operación y mantenimiento de la empresa eficiente se basó en la caracterización y dimensionamiento de los recursos necesarios para cada una de las instalaciones. Este modelamiento tomó como punto de partida el diseño de las instalaciones de la red de distribución de la empresa eficiente, y a partir de este diseño se asignó a cada uno de sus elementos los recursos necesarios para llevar a cabo las actividades de operación y mantenimiento requeridas.

El detalle de la metodología ocupada respecto a la ubicación de actividades, la obtención de horas hombres (HH) requeridas y el dimensionamiento de otros recursos necesarios, se pueden revisar en el numeral 4.2 del Estudio de Costos y el Anexo 10 – Recursos Humanos y OPEX adjunto a este Informe.

Finalmente, las actividades consideradas para la O&M fueron las siguientes:

Tabla 21: Listado de Actividades de OyM

Descripción Tarea	DRIVER	Tpo Ejecución (hr)	Frecuencia Unit
Inspección rutinaria	Centro Reductor	1,00	1,00
Test (mantencion reguladores)	Centro Reductor	2,00	1,00
Pintura piping y cerco perimetral	Centro Reductor	16,00	1,00
Desmalezado	Centro Reductor	4,00	1,00
Calibración de instrumentos	RTU	2,00	1,00
Inspección rutinaria	RTU	1,00	2,00
Mantto Rectificadores	Rectificadores	2,00	1,00
Mantto Termogenerador	Termogeneradores	2,00	1,00
Patrullaje	km Red Primaria	0,21	1,00

¹⁹ Debido a los cambios en la dotación de la empresa, los gastos relacionados con el personal se redujeron con respecto al Estudio de Costos. Adicionalmente, se realizaron cambios respecto al contenido de los beneficios del personal de la empresa eficiente, de acuerdo a lo descrito en el Anexo 10 Costos de RRHH CNE.doc adjunto a este Informe.

Descripción Tarea	DRIVER	Tpo Ejecución (hr)	Frecuencia Unit
Detección de fugas	km Red Primaria	10,00	1,00
Reparación temporal de daños	Emergencias RP	4,00	1,00
Reparación definitiva de daños	Emergencias RP	0,00	1,00
Mantenimiento válvulas	Válvulas RP	2,00	1,00
Inspección indirecta ECDA	km Red Primaria	4,25	0,20
Patrullaje	km Red Secundaria	0,21	1,00
Detección de fugas	km Red Secundaria	10,00	1,00
Reparación temporal de daños	Emergencias RS	4,00	1,00
Reparación definitiva de daños	Emergencias RS	0,00	1,00
Mantenimiento de válvulas	Válvulas RS	2,00	1,00
Inspección indirecta ECDA	km Red Secundaria Acero	4,25	0,20
Patrullaje	km Red Terciaria	0,43	2,23
Detección de fugas	km Red Terciaria	10,00	0,41
Reparación definitiva de daños	Emergencias RT	0,00	1,00
Reparación temporal de daños	Emergencias RT	1,00	1,00
Mantenimiento de válvulas	Válvulas RT	0,25	1,00
Inspección integridad y fugas	Cámara de Válvula	1,00	1,00
Pruebas de operación	Cámara de Válvula	1,00	1,00
Reparaciones	Cámara de Válvula	1,00	1,00
Reemplazo de medidor dañado por terceros o fuerza mayor	Medidores	2,00	0,00
Inspección rutinaria	ER Edif y Com	1,00	1,00
Inspección rutinaria	EDELMAG	1,00	1,00
Inspección rutinaria	ERM Ind	1,00	2,00
Test	ERM Ind	2,00	1,00
Inspección rutinaria	Verticales	1,00	0,33
Detección de fugas	Verticales	1,00	0,33

Posteriormente, para el cálculo de los costos de O&M se consideraron las actividades anteriores, a las que se les asignó una frecuencia promedio y tiempo de ejecución, los elementos de red de las instalaciones que se requieren para llevar a cabo dichas actividades, y que se obtienen de la modelación de la empresa eficiente, así como la cuadrilla que debe realizar la actividad con su respectivo tiempo de traslado.

De lo anterior, se obtiene el siguiente resultado:

**Tabla 22: Costos de OyM – 2017(*)
(no incluye personal interno)**

Comuna	Unidad	Valor
PA	M\$/año	46.361
PN	M\$/año	19.602
PV	M\$/año	9.580

(*) Como consecuencia de las actualizaciones de los parámetros de cálculo de las obligaciones legales, se inducen cambios en estos costos respecto los contenidos en el Informe Técnico Preliminar.

Los detalles de las frecuencias medias anuales, así como del modelo cálculo de los costos de O&M se pueden encontrar en los numerales 4.2.3 y 4.2.4 del Estudio de Costos y el Anexo 10-Recursos Humanos y Opex adjunto a este Informe.

5.3 Determinación de Costos de Atención a Clientes de la Empresa Eficiente

Para la determinación de los costos de atención a clientes de la empresa eficiente, se estimaron los costos de las actividades de atención comercial y ventas (atención comercial presencial y atención telefónica), así como los costos asociados al ciclo comercial (lectura y reparto, facturación y recaudación). En la tabla siguiente, se puede apreciar el resultado del dimensionamiento de agentes de atención de clientes (presenciales y telefónicos), así como de los costos modelados para el Interactive Voice Response (IVR) y los tótems de autoatención:

Tabla 23: Cuadro Resumen Resultados Atención de Clientes

Ítem	Unidad	PA	PN	PV
Agentes Atención y Recaudación	empleados	6	2	2
Tótems de Autoatención	Un	3	1	1
Ejecutivos Atención Telefónica	empleados	3	NA	NA
Costo IVR	M\$/año	238	NA	NA

NA: Los ejecutivos de atención telefónica así como el IVR se encuentran centralizados en Punta Arenas.

En cuanto a los costos asociados al ciclo comercial, es decir, lectura y reparto, y facturación y recaudación, los resultados fueron los siguientes:

Tabla 24: Costos Externos Asociados al Ciclo Comercial

Ítem	Unidad	PA	PN	PV
Lectura y Reparto de Medidores	M\$/año	107.695	21.000	2.773
Insumo Boletas y Facturas	M\$/año	7.415	1.370	364
Recaudación Externa	M\$/año	19.183	3.541	940

5.4 Dimensionamiento Instalaciones Bienes Muebles e Inmuebles

Se dimensionaron y valorizaron los bienes muebles e inmuebles, descontando asignaciones por GLP y activables, siguientes:

Tabla 25: Resumen de Costos de Inversión Bienes Muebles e Inmuebles ()
Año 2017**

Item	Unidad	Valor
Sistemas TI Macro HW	M\$	40.370
Sistemas TI Macro SW	M\$	867.610
SCADA*	M\$	324.169
Habilitación de Oficinas	M\$	508.672
Microinformática	M\$	44.556
Stock Equipos, Materiales Bodegas	M\$	101.932
Central Telefónica	M\$	9.209
Terrenos	M\$	113.524
TOTAL	M\$	2.010.043

*Incluye cromatógrafos

** Los costos de inversión de bienes muebles e inmuebles cambiaron respecto del Informe Técnico Preliminar producto del ajuste del porcentaje de los asignadores asociados al personal (Ver Hoja Drivers en archivo Anexo 10 – Modelo OPEX.xls)

Para mayor detalle de la metodología de dimensionamiento y valorización revisar numeral 4.4 del Estudio de Costos y el Anexo 10 – Recursos Humanos y OPEX adjunto a este Informe. Cabe señalar que no se consideró la compra de edificios administrativos, comerciales ni operativos, puesto que del análisis entre compra vs arriendo, esta última opción fue la más eficiente. Para mayor detalle ver numeral 4.4.1 y 4.4.3 del Estudio de Costos. Adicionalmente, no se consideraron las partidas de terrenos de City Gates y las actividades de operación relacionadas con dichas instalaciones, puesto que como se mencionó con anterioridad en el numeral 4.2.3 de este Informe, el gas es entregado por proveedor en la brida de salida de city gates.

5.5 Determinación de otros Bienes y Servicios de la Empresa Eficiente

En relación a otros bienes y servicios necesarios para la empresa eficiente como dietas del directorio, asesorías y auditoría financiera, diseño memorial anual, gastos notariales, judiciales y bancarios, tributos (patentes comerciales y contribuciones), seguros sobre activos, otros seguros, publicidad, materiales de uso general, mantenimiento de compresores y consumo de odorizador, se presenta a continuación su valorización.

Tabla 26: Resumen Otros BBySS (*)
(2017)

Item	Unidad	TOTAL
Dietas del Directorio	M\$/año	146.318
Asesorías	M\$/año	127.233
Auditoría Financiera Anual	M\$/año	30.952
Diseño Memoria Anual	M\$/año	604
Gastos Notariales, Judiciales y Bancarios	M\$/año	1.296
Patentes Municipales	M\$/año	375.776
Contribuciones BBRR	M\$/año	3.914
Seguros	M\$/año	10.796
Publicidad	M\$/año	76.613
Materiales de uso General	M\$/año	23.295
Consumo de Odorizador	M\$/año	61.347
OPEX Compresores	M\$/año	2.846
Arriendo m2 Comercial	M\$/año	12.900
Bonificación de escolaridad	M\$/año	27.807
Total Otros BB y SS	M\$/año	901.697

(*) Los costos de inversión de algunos bienes y servicios cambiaron, respecto de los costos contenidos en Informe Técnico Preliminar, producto del ajuste del porcentaje de los asignadores asociados al personal (Ver Hoja Drivers en archivo Anexo 10 – Modelo OPEX.xls). Adicionalmente, se ajustó el valor del arriendo m2 comercial considerando parcialmente la propuesta de la Empresa Concesionaria contenida en la observación respectiva al Informe Técnico Preliminar, y se incorporó la bonificación de escolaridad según lo propuesto por dicha empresa.

6. PLAN DE EXPANSIÓN Y SU CONTRIBUCIÓN AL VAD

Revisada la información presentada por la Empresa Concesionaria²⁰ y teniendo en consideración lo señalado en el Estudio de Costos, para la elaboración del presente Informe se concluyó que el plan de expansión de la empresa para su zona de concesión (Región de Magallanes) obedece más bien a una estimación del incremento de las redes de distribución en función del crecimiento natural de la demanda, en lugar de un plan de expansión propiamente tal. Lo anterior, porque no se aprecia un conjunto de proyectos de obras en redes de distribución en el horizonte de planificación que sean consecuencia de un incremento significativo de la demanda por los servicios de gas y servicios afines que provee la Empresa Concesionaria, ni que consideren el abastecimiento de una zona geográfica específica con demanda identificable, definiendo proyectos que puedan ejecutarse y puedan entrar en operación como una unidad operativa. De esta forma, para este informe se consideró que solo existe crecimiento vegetativo, el cual ya fue considerado dentro del modelamiento de la empresa eficiente, y no un plan de expansión, en los términos descritos anteriormente, a cuyas obras sea posible asignarles un Valor Agergado de Distribución particular para ser

²⁰ Ver Capítulo 5 del Estudio de Costos.

incorporado en las fórmulas tarifarias del respectivo decreto tarifario, en los términos indicados en el inciso tercero del artículo 40-Q de la Ley.

7. VALOR AGREGADO DE DISTRIBUCIÓN (VAD)

En el presente capítulo se determina el VAD a partir del CTLP de la Empresa Concesionaria para la Región de Magallanes y la Antártica Chilena, teniendo en cuenta los siguientes insumos²¹:

- Los costos de inversión de la empresa eficiente²².
- Los costos de explotación²³ de la empresa eficiente.
- Tasa de costo de capital igual a 6,67%, de conformidad a lo dispuesto en la Resolución Exenta CNE N° 426, de 4 de agosto de 2017, que Aprueba Informe Técnico que fija la Tasa de Costo de Capital a que hace referencia el artículo 32 de la Ley de Servicios de Gas y lo dispuesto en la Resolución Exenta CNE N° 737, de 21 de diciembre de 2017, que Actualiza Tasa de Costo de Capital en su componente de tasa libre de riesgo, de conformidad a lo dispuesto en el inciso final del artículo 32 de la Ley de Servicios de Gas.
- El impuesto a las utilidades de 25,5%.
- Las vidas útiles señaladas en las Bases técnicas y administrativas del Estudio de Costos.
- Un valor de incobrables de 0,12% de los ingresos.
- Depreciación calculada linealmente.
- Inversiones adicionales cuando se agota la vida útil económica.
- Aportes de terceros.

Con lo anterior, se calcularon los costos totales de largo plazo, previamente calculando el valor presente de los costos de inversión y de explotación. La ecuación utilizada se muestra a continuación:

Ecuación 1: Costo Total de Largo Plazo

$$CTLP = \frac{(I - VR) - (IAT - VRAT) + G + IMP}{1 - incob}$$

En donde:

- I*: Valor Presente de Costos de Inversión.
VR: Valor Presente del Valor Remanente de la Inversión.
IAT: Valor Presente Descuento Aportes de Terceros.
VRAT: Valor Presente de Valor Remanente Descuento Aporte de Terceros.

²¹ Según consta en el escrito de respuestas a las discrepancias de esta Comisión, enviado al Panel de Expertos mediante Oficio Ordinario CNE N° 175, de 19 de marzo de 2019, y en el Dictamen N°4-2019, la Comisión se allanó a la Discrepancia N° 19 "Porcentaje del seguro de invalidez y sobrevivencia", presentada por la empresa concesionaria Gasco en la sección 4.19 de documento entregado por la misma ante el Panel de Expertos con fecha 21 de febrero de 2019. Producto de lo anterior, los cálculos del CTLP, y por tanto del VAD, consideran los cambios en costos de inversión y costos de explotación consecuencia del referido allanamiento.

²² Descontando los recursos compartidos por el servicio de comercialización de GLP o actividades activables.

²³ Ibid.

G: Valor Presente de Costos de Explotación.
 IMP: Valor Presente de Impuestos a las Utilidades.
 Incob: Porcentaje de Incobrables.

Considerando lo anterior, el resultado para el CTLP fue:

Tabla 27: Valor CTLP* (\$)

Inversión	VR	Inv. Aport.	VR Aport.	Gastos	Impuestos	CTLP
107.677.636.054	29.462.392.539	37.527.125.076	11.126.356.911	37.438.056.736	4.935.553.688	94.188.085.774

*Este valor no incluye el valor por incobrables.

Finalmente, el VAD fue el siguiente:

Tabla 28: Valor VAD Región de Magallanes y la Antártica Chilena (\$/m3)

CTLP (\$)	m3	VAD (\$/m3)
94.302.392.914	3.987.088.216	23,65

Dado que el valor del VAD se encuentra a condiciones de 1 kg/cm² y 0°C, corresponde corregirlo por temperatura, presión y poder calorífico para que este se exprese en términos de las condiciones estándar y con el poder calorífico de referencia definidos por el Decreto N° 67/2004. Efectuada dicha corrección, el VAD a diciembre del 2017 es de \$/m3S 22,66. El detalle de la corrección a condiciones estándar y con el poder calorífico de referencia de acuerdo al Decreto N° 67 se encuentra en el Anexo 12 – Valor Agregado de Distribución.

8. FÓRMULAS DE INDEXACIÓN

Se propone la siguiente fórmula de indexación por componente del VAD:

Ecuación 2: Fórmula de Indexación

$$Componente_t = Componente_0 * \left(\alpha \frac{IPC_t}{IPC_0} + \beta \frac{CPI_t}{CPI_0} \times \frac{D_t}{D_0} \right) * t$$

IPC : Índice de precios al consumidor, índice general año base 2018²⁴, publicado por el Instituto Nacional de Estadísticas (INE), correspondiente al segundo mes anterior a aquel mes en que las tarifas resultantes serán aplicadas.

²⁴ Según consta en el "Manual Metodológico de Índice de Precio al Consumidor (IPC), base anual 2018", publicado por el Instituto Nacional de Estadísticas (disponible en el enlace <https://www.ine.cl/docs/default-source/precios/ipc/base-2018/metodologias/metodologia.pdf>), dicho organismo cambió el año base para el cálculo del IPC, entrando en vigencia en enero del presente año.

CPI : Consumer Price Index (All Urban Consumers), publicado por el Bureau of Labor Statistics (BLS) del Gobierno de los Estados Unidos de América (Código BLS: CUUR0000SA0), correspondiente al segundo mes anterior a aquel mes en que las tarifas resultantes serán aplicadas

D : Tipo de cambio observado para el dólar de los Estados Unidos de América, publicado por el Banco Central de Chile, "Dólar Observado". Se utilizará el promedio aritmético del tercer y segundo mes anterior a aquel en que las tarifas serán aplicadas.

t : Es el factor de la tasa de impuesto a las utilidades, que se aplicará de acuerdo lo reportado en la Tabla 31.

Concordantemente con lo anterior, se han determinado los valores base que se muestran en la tabla siguiente:

Tabla 29: Valores base indexadores

Parámetro	Valor Base	Mes
IPC ₀	97,98 ²⁵	Noviembre de 2017
CPI ₀	246,67 ²⁶	Noviembre de 2017
D ₀	631,66	Promedio Oct-17 y Nov-17

Los valores de los índices son los vigentes a la fecha de referencia del Estudio de Costos, es decir, al 31 de diciembre de 2017, para tarifas aplicables a partir de enero del 2018. Los parámetros α y β son los ponderadores del IPC y CPI*D respectivamente, los que se determinan como la proporción de costos de cada componente del VAD que está relacionada con insumos o bienes de capital nacionales e importados.

Los resultados se muestran en el siguiente cuadro:

Tabla 30: Parámetros de Indexación por Componente

IPC	α	0,6716
CPIXD	β	0,3284

Adicionalmente, y para efectos de indexar por el impuesto a las utilidades, se consideró la aplicación de los siguientes factores de ajustes:

Tabla 31: Factores de Ajuste por Tasa de Impuestos a las Utilidades

Tasa de impuestos	Total
15,0%	0,9746
16,0%	0,9768

²⁵ Se actualiza considerando el cambio de año base para el cálculo de IPC, que entró en vigencia en enero del presente año, según consta en el "Manual Metodológico de Índice de Precio al Consumidor (IPC), base anual 2018", publicado por el Instituto Nacional de Estadísticas (disponible en el enlace <https://www.ine.cl/docs/default-source/precios/ipc/base-2018/metodologias/metodologia.pdf>).

²⁶ Se corrige el valor CPI contenido en el Informe Técnico Corregido, ya que por un error de copia se indicaba el valor base correspondiente al mes de septiembre de 2017.

17,0%	0,9790
18,0%	0,9812
19,0%	0,9835
20,0%	0,9859
21,0%	0,9883
22,0%	0,9908
23,0%	0,9933
24,0%	0,9959
25,0%	0,9986
25,5%	1,0000
26,0%	1,0014
27,0%	1,0042
28,0%	1,0071
29,0%	1,0101
30,0%	1,0132

En caso de indexar por tasas intermedias, se utiliza la interpolación de los parámetros linealmente.

9. DETERMINACIÓN DEL VALOR DEL GAS AL INGRESO DEL SISTEMA DE DISTRIBUCIÓN (VGISD)

La Empresa Concesionaria mantiene un contrato vigente de suministro de gas natural con ENAP, empresa que provee de gas natural a la concesionaria en los siguientes puntos: Puente Cabo Negro en Punta Arenas, Estación Tranquilo y Estación Esperanza en Puerto Natales, Estación Alto Clarencia en Provenir, y a clientes aledaños al gasoducto de ENAP Pecket-Esperanza, específicamente en Tehuelche, Morro Chico, Palermo, Invernada y Domaíke. Fue durante octubre de 2002 cuando ENAP y la Empresa Concesionaria suscribieron un contrato de suministro de gas natural, en el que esta última se comprometió a comprar de ENAP gas natural para su posterior distribución y venta en las ciudades de Punta Arenas, Puerto Natales, Porvenir y otras localidades de la Región de Magallanes y de la Antártica Chilena. Este gas es medido en m³ estándar ENAP, es decir a 1 kg/cm² y 0 ° C.

En forma posterior a esa fecha, el contrato fue renovado en forma sucesiva mediante prórrogas y modificaciones, hasta que entre diciembre de 2014 y diciembre de 2015²⁷ se fijó nivel, estructura y procedimiento de reajuste de las tarifas que se encuentran actualmente vigentes.

Específicamente se estableció una estructura de precio como la siguiente:

$$\text{Precio Gas Natural} = \begin{cases} PGAS + TBT - BSP & \text{primeros } 25.000 \text{ m}^3\text{S/mes} \\ PGAS + TBT - BSP * G & \text{sobre } 25.000 \text{ m}^3\text{S/mes} \end{cases}$$

En donde,

PGAS = Precio Base del Gas (52,3875 \$/m³ a dic -14)

²⁷ Prorroga y modificación de "Contrato de Suministro de Gas Natural XII Región de Magallanes y Antártica Chilena".

TBT	=	Tarifa Base de Transporte (14,5743 \$/m ³ a dic -14)
BSP	=	Bonificación sobre el Precio (28,2514 \$/m ³ a dic -14)
G	=	1: si los clientes finales son GNC, 0: si no

La estructura del precio es por cliente a nivel de medidor y aplica sobre todos los consumos de la Empresa Concesionaria independiente del tipo de cliente, de la comuna o ubicación, o del punto de entrega de ENAP. Como se puede observar de la estructura anterior, todos los clientes con consumo menor o igual a 25.000 m³S tienen un precio menor (al percibir una bonificación (BSP)) respecto de aquellos clientes que consumen más, excluidos los clientes GNC. Así también los clientes de GNC reciben la bonificación independiente de su nivel de consumo. Las facturas de cobro indican dos precios, el primero correspondiente al precio del gas bonificado (PGAS+TBT-BSP) y el segundo al precio no bonificado (PGAS+TBT).

A diciembre de 2017 el precio del gas natural suministrado por ENAP a Gasco Magallanes fue el siguiente:

Precio del Gas Natural (Bonificado)	=	41,0795 \$/m ³
Precio del Gas Natural (no Bonificado)	=	71,8609 \$/m ³

En consistencia con la corrección que se hizo en el VAD y considerando que el contrato de suministro entre la Empresa Concesionaria y ENAP se encuentra a 1 kg/cm² y 0 °C, es necesario también corregir el precio del gas natural suministrado por ENAP para llevarlo a las condiciones estándar y al poder calorífico de referencia establecidos en el DS N° 67 del 2004, relativas a la forma en se debe expresar la tarifa a cliente final, obteniendo los siguientes precios a diciembre del 2017:

Precio del Gas Natural (Bonificado)	=	39,3632 \$/m ³ S
Precio del Gas Natural (no Bonificado)	=	68,8585 \$/m ³ S

El detalle de la corrección a condiciones estándar y al poder calorífico de referencia de acuerdo al Decreto N° 67 se encuentra en el Anexo 12 – Valor Agregado de Distribución.

De acuerdo al contrato, el precio del gas suministrado por ENAP se indexa exclusivamente al IPC. Específicamente, para la determinación del precio en el mes t, se utiliza el precio del mes anterior (t-1) ajustado por la variación del IPC entre 2 periodos anteriores. Dada la disponibilidad de los índices al momento del ajuste, los periodos considerados son el (t-2) y (t-3), y el resultado se redondea a 4 decimales.

Específicamente, para la determinación del precio en el mes t, se utiliza el precio del mes anterior (t-1) ajustado por la variación del IPC entre 2 periodos anteriores. Dada la disponibilidad de los índices al momento del ajuste, los periodos considerados son el (t-2) y (t-3), y el resultado se redondea a 4 decimales. En términos matemáticos el precio en el mes t se determina con la siguiente fórmula:

$$Precio_t = Precio_{t-1} * \left(\frac{IPC_{t-2}}{IPC_{t-3}} \right)$$

10. COSTOS DE LOS SERVICIOS AFINES DE LA EMPRESA EFICIENTE

10.1 Definiciones

Los servicios afines que fueron valorizados de acuerdo con las Bases técnicas y administrativas del Estudio de Costos, son los siguientes:

1. Corte de servicio de gas
2. Corte de servicio de gas desde matriz de distribución
3. Reconexión por servicio de gas suspendido
4. Reconexión por servicio de gas suspendido desde matriz de distribución
5. Instalación de empalme
6. Traslado o retiro de empalme
7. Retiro temporal y reinstalación del medidor
8. Presupuesto para retiro o traslado de empalme
9. Presupuesto para traslado de medidor
10. Verificación simple de medidor
11. Verificación de medidor con medidor referencial
12. Copia de la factura legalizada
13. Envío de factura o boleta a otra dirección o ciudad
14. Cambios de datos personales
15. Emisión duplicado de boleta
16. Prueba de Hermeticidad en red interior

La descripción de cada uno de estos servicios se muestra en el Anexo B – Definiciones de Servicios Afines de este Informe.

10.2 Proyección de demanda de Servicios Afines

La información acerca de la demanda histórica por servicios afines, entregada por la Empresa Concesionaria, se muestra en el Anexo 2 adjunto al presente informe.

De acuerdo a la información presentada por la Empresa Concesionaria, para la mayoría de los servicios afines sólo se cuenta con información de demanda de un par de años y, respecto de varios de ellos, no tienen o han tenido poca demanda. Luego, para efectos de hacer la proyección se consideró lo siguiente:

- La demanda de servicios afines crece en función del número de clientes en cada comuna, por tanto, se utilizó como variable pivote por cliente estimado al promedio de los 4 años informados, excluyendo aquellas demandas informadas en cero.
- Para efectos de este estudio y, a falta de mejores antecedentes que apliquen en la zona y a la empresa, se considera que al menos habrá un servicio al año por cada tipo de servicio afín.

El resultado utilizando la metodología descrita anteriormente se muestra en la tabla a continuación:

**Tabla 32: Proyección de Demanda de Servicios Afines
2018-2032**

Comuna	N°	Tipo de Servicio Afín	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032
PA	1	Corte de servicio de gas	8.618	8.668	8.767	8.865	8.962	9.057	9.153	9.250	9.349	9.448	9.549	9.651	9.753	9.857	9.962
PA	2	Corte de servicio de gas desde matriz de distribución	17	17	18	18	18	18	18	19	19	19	19	19	20	20	20
PA	3	Reconexión por servicio de gas suspendido	7.756	7.801	7.890	7.978	8.065	8.151	8.238	8.325	8.414	8.504	8.594	8.685	8.778	8.872	8.966
PA	4	Reconexión por servicio de gas suspendido desde matriz de distribución	10	10	10	10	11	11	11	11	11	11	11	11	11	12	12
PA	5	Instalación de empalme	802	806	816	825	834	843	852	861	870	879	888	898	907	917	927
PA	6	Traslado o retiro de empalme	72	72	73	74	75	76	77	77	78	79	80	81	82	82	83
PA	7	Retiro temporal y reinstalación del medidor	12	12	13	13	13	13	13	13	13	14	14	14	14	14	14
PA	8	Presupuesto para retiro o traslado de empalme	168	169	171	173	175	176	178	180	182	184	186	188	190	192	194
PA	9	Presupuesto para traslado de medidor	111	112	113	114	116	117	118	119	121	122	123	125	126	127	129
PA	10	Verificación simple de medidor	188	189	192	194	196	198	200	202	204	206	209	211	213	215	218
PA	11	Verificación de medidor con medidor referencial	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2
PA	12	Copia de la factura legalizada	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
PA	13	Envío de factura o boleta a otra dirección o ciudad	1.765	1.775	1.795	1.815	1.835	1.855	1.874	1.894	1.915	1.935	1.956	1.976	1.997	2.019	2.040
PA	14	Cambios de datos personales	614	618	625	632	639	646	652	659	666	674	681	688	695	703	710
PA	15	Emisión duplicado de boleta	2.493	2.508	2.536	2.564	2.592	2.620	2.648	2.676	2.704	2.733	2.762	2.792	2.821	2.852	2.882
PA	16	Prueba de Hermeticidad en red interior	96	96	98	99	100	101	102	103	104	105	106	107	109	110	111
PN	1	Corte de servicio de gas	1.136	1.148	1.170	1.192	1.215	1.238	1.261	1.285	1.310	1.335	1.361	1.387	1.414	1.441	1.469
PN	2	Corte de servicio de gas desde matriz de distribución	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
PN	3	Reconexión por servicio de gas suspendido	1.022	1.033	1.053	1.073	1.093	1.114	1.135	1.157	1.179	1.202	1.225	1.248	1.272	1.297	1.322
PN	4	Reconexión por servicio de gas suspendido desde matriz de distribución	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
PN	5	Instalación de empalme	204	207	210	215	219	223	227	231	236	240	245	250	254	259	264
PN	6	Traslado o retiro de empalme	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
PN	7	Retiro temporal y reinstalación del medidor	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
PN	8	Presupuesto para retiro o traslado de empalme	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
PN	9	Presupuesto para traslado de medidor	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
PN	10	Verificación simple de medidor	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
PN	11	Verificación de medidor con medidor referencial	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1

Comuna	N°	Tipo de Servicio Afín	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032
PN	12	Copia de la factura legalizada	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
PN	13	Envío de factura o boleta a otra dirección o ciudad	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
PN	14	Cambios de datos personales	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
PN	15	Emisión duplicado de boleta	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
PN	16	Prueba de Hermeticidad en red interior	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
PV	1	Corte de servicio de gas	136	137	141	144	147	151	154	158	161	165	169	172	176	180	184
PV	2	Corte de servicio de gas desde matriz de distribución	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
PV	3	Reconexión por servicio de gas suspendido	122	124	127	130	133	136	139	142	145	148	152	155	159	162	166
PV	4	Reconexión por servicio de gas suspendido desde matriz de distribución	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
PV	5	Instalación de empalme	82	83	85	87	89	91	93	95	97	100	102	104	107	109	112
PV	6	Traslado o retiro de empalme	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
PV	7	Retiro temporal y reinstalación del medidor	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
PV	8	Presupuesto para retiro o traslado de empalme	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
PV	9	Presupuesto para traslado de medidor	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
PV	10	Verificación simple de medidor	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
PV	11	Verificación de medidor con medidor referencial	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
PV	12	Copia de la factura legalizada	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
PV	13	Envío de factura o boleta a otra dirección o ciudad	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
PV	14	Cambios de datos personales	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
PV	15	Emisión duplicado de boleta	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
PV	16	Prueba de Hermeticidad en red interior	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1

10.3 Determinación de Actividades Asociadas a la Prestación de Servicios Afines

Las actividades asociadas a la prestación de los servicios se derivan de su descripción, y se pueden clasificar de acuerdo con los siguientes conceptos:

- Atención Comercial: Corresponde a la atención del requerimiento de un cliente y su registro en los sistemas de la empresa eficiente.
- Actividades Administrativas: Corresponden a la gestión de coordinación de la ejecución del servicio, así como su posterior facturación y cobro, ya sea a través de la boleta de servicios o directamente.
- Actividades Técnicas: Corresponden a la ejecución en terreno o en oficina de las tareas inherentes al servicio afin requerido, por parte de un técnico calificado para estas labores. Además incluyen el traslado de éste a terreno. Se especifican en detalle para cada servicio en el modelo de cálculo de Anexo 10 – Recursos Humanos y OPEX que se adjunta a este Informe.

10.4 Determinación de Costos de Inversión y Explotación por Servicio Afin

Sobre la base de las actividades determinadas por servicio afin, se determinaron los recursos necesarios para su desarrollo:

Actividades Comerciales y Administrativas

Los recursos asociados a actividades comerciales y administrativas han sido dimensionados y valorizados para la empresa eficiente, y contemplan en este dimensionamiento los requerimientos de los servicios afines. Por lo tanto, los costos de estas actividades no se incluyen dentro de las tarifas.

Excepción a lo anterior son las horas-hombre destinadas exclusivamente a las siguientes actividades:

- Obtención de duplicado de Factura
- Obtención de copia de Boleta
- Clasificación de factura o boleta con envío especial
- Cambio de datos personales en sistema, presencial

Actividades Técnicas

Los recursos asociados a las actividades técnicas no corresponden a los dimensionados para la empresa eficiente, por lo cual se consideran como adicionales a efectos de determinar las tarifas para los servicios afines.

El dimensionamiento y valorización de los recursos asociados a estas actividades se realiza de conformidad a la misma metodología utilizada para las actividades de operación y mantenimiento de la red, y se puede apreciar en detalle en el Anexo 10 – Recursos Humanos y OPEX. Dada su baja complejidad, todas estas tareas son realizadas por el “Técnico Mecánico 3” (Cuadrilla 11) indicado en el numeral 4.2.4 del Estudio de Costos.

La excepción a lo anterior corresponde al servicio de Instalación de Empalme. En efecto, dado que los costos asociados a la instalación de empalmes han sido incluidos dentro del cálculo del VAD de distribución, no existen recursos adicionales a efectos de la prestación de este servicio.

Costos Asociados a los Recursos Adicionales

El cuadro siguiente resume la valorización de los costos asociados a los recursos adicionales necesarios para la prestación de los servicios afines:

Tabla 33: Costos de Recursos Adicionales para Servicios Afines (*)

Item	Unidad	TOTAL
Remuneraciones	M\$/año	44.794
Herram y Equipo	M\$/año	10.027
Vehículos	M\$/año	37.319
Combustible	M\$/año	2.265
Materiales	M\$/año	29.001
Total Costos	M\$/año	123.407

*Los cambios en las remuneraciones respecto del Informe Técnico Preliminar obedecen a los ajustes realizados en los porcentajes y topes máximos del seguro de invalidez y sobrevivencia, del seguro de cesantía y de mutual de seguridad.

Cabe señalar que, respecto al Estudio de Costos, se depuró el cálculo de tiempo de traslado entre nodos y se corrigieron los precios de materiales.

10.5 Costos unitarios de los Servicios Afines

Finalmente, los costos unitarios de los servicios afines son los que se presentan a continuación:

Tabla 34: Costos unitarios de los servicios afines ()**

N°	Tipo de Servicio Afin	Unidad	Costo Unitario
1	Corte de servicio de gas	\$/evento	2.755
2	Corte de servicio de gas desde matriz de distribución	\$/evento	22.437
3	Reconexión por servicio de gas suspendido	\$/evento	2.697
4	Reconexión por servicio de gas suspendido desde matriz de distribución	\$/evento	22.435
5	Instalación de empalme	\$/evento	*
6.1	Traslado o retiro de empalme - Traslado	\$/evento	15.259
6.2	Traslado o retiro de empalme - Retiro	\$/evento	7.672
7	Retiro temporal y reinstalación del medidor	\$/evento	8.158
8	Presupuesto para retiro o traslado de empalme	\$/evento	5.267
9	Presupuesto para traslado de medidor	\$/evento	5.267
10	Verificación simple de medidor	\$/evento	2.610
11	Verificación de medidor con medidor referencial	\$/evento	4.054
12	Copia de la factura legalizada	\$/evento	129
13	Envío de factura o boleta a otra dirección o ciudad	\$/evento	64
14	Cambios de datos personales	\$/evento	129

N°	Tipo de Servicio Afin	Unidad	Costo Unitario
15	Emisión duplicado de boleta	\$/evento	129
16	Prueba de Hermeticidad en red interior	\$/evento	5.514

*Debido a que existen muchos subtipos de empalme, los costos unitarios de este servicio afin se presentan por separado.

**Los costos unitarios de los servicios afines han sido modificados respecto del Informe Técnico Preliminar por cambios realizados a los seguros asociados a las remuneraciones. Esto incluye también los costos unitarios para todos los subtipos de empalme.

Tabla 35: Costos unitarios para los distintos subtipos de empalme en red primaria

Subtipo	Flujo (m3/h)	Costo Unitario \$
1.1 / 1.2 / 1.3 / 1.4	6 -140	239.523
1.5	400	295.842
1.6	700	362.225
1.7	1,100	492.357
1.8 / 1.9	3.000 – 5.600	1.380.987
1.10	10.000	690.263
1.11	23.000	1.845.166

Tabla 36: Costos unitarios para los distintos subtipos de empalme en red secundaria

Subtipo	Flujo (m3/h)	Costo Unitario \$
2.1	6	178.868
2.2 / 2.3 / 2.4	42 - 140	202.993
2.5	400	519.448
2.6	700	465.456
2.7	1,100	523.415
2.8 / 2.9	3.000 – 5.600	1.380.802
2.10	10.000	657.554

Tabla 37: Costos unitarios para los distintos subtipos de empalme en red terciaria

Subtipo	Flujo (m3/h)	Número de Pisos	Departamentos por Piso	Costo Unitario \$
3.1	6	N/A	N/A	100.874
3.2 / 3.3 / 3.4 / 3.5 / 3.6 / 3.7 / 3.8	10 - 140	N/A	N/A	124.906
3.9	180	hasta 5	hasta 5	748.931
3.10	180	hasta 5	6 a 7	993.621
3.11	180	hasta 5	8	1.115.967
3.12	180	hasta 5	9 a 10	1.360.657
3.13	180	hasta 5	11 a 16	2.094.728

Subtipo	Flujo (m3/h)	Número de Pisos	Departamentos por Piso	Costo Unitario \$
3.14	180	6 a 10	hasta 5	1.360.657
3.15	180	6 a 10	6 a 7	1.850.038
3.16	180	6 a 10	8	2.094.728
3.17	180	6 a 10	9 a 10	2.584.109
3.18	180	6 a 10	11 a 16	4.052.251
3.19	400	N/A	N/A	237.190
3.20	700	N/A	N/A	240.163
3.21	1.100	N/A	N/A	242.761
3.22	1.270	hasta 5	hasta 5	748.931
3.23	1.270	hasta 5	6 a 7	993.621
3.24	1.270	hasta 5	8	1.115.967
3.25	1.270	hasta 5	9 a 10	1.360.657
3.26	1.270	hasta 5	11 a 16	2.094.728
3.27	1.270	6 a 10	hasta 5	1.360.657
3.28	1.270	6 a 10	6 a 7	1.850.038
3.29	1.270	6 a 10	8	2.094.728
3.30	1.270	6 a 10	9 a 10	2.584.109
3.31	1.270	6 a 10	11 a 16	4.052.251
3.32	10.000	N/A	N/A	248.597

En el Anexo 10 - Modelo Opex, en las hojas "Tarifas SAF" y "Empalme", se encuentran los ponderadores para cada servicio afín que permitan su correspondiente indexación²⁸. La fórmula para dicha indexación se encuentra en la nota al pie.²⁹

²⁸ Se precisa, respecto del Informe Técnico Corregido, el anexo específico en que se encuentran los ponderadores para cada servicio afín, que permiten su indexación.

²⁹ La fórmula de indexación para cada uno de los servicios afines es:

$$SAF_t = SAF_0 * \left(\alpha \frac{IPC_t}{IPC_0} + \beta \frac{CPI_t}{CPI_0} \times \frac{D_t}{D_0} \right)$$

SAF₀ corresponde al costo unitario del servicio afín que aparece en las Tablas 34 a 37, según corresponda, mientras que SAF_t corresponde al valor del servicio afín para el mes t. Los valores de IPC₀, CPI₀ y D₀, son los mismos establecidos para el VAD en el capítulo 8. Fórmulas de Indexación. Por su parte, los indexadores α y β para cada servicio afín, se encuentran en el Anexo 10. Modelo OPEX, hojas "Tarifas SAF" y "Empalme" (se identifican para α como %IPC y para β, como %CPI).

Anexo A

Cambios realizados al numeral 3.4 Precios Unitarios del Estudio de Costos

Pág 191: Cuadro 3-107: Relaciones relativas usadas para precios de excavación en zanja. Relaciones por profundidad.

NO CONSIDERAR RELACIONES DE DEPENDENCIA (FLECHAS).

Pág 202: Junturas Termofusión – Se elimina, se reemplaza por Junturas de Electrofusión.

Cuadro 3-129: Precios unitarios de Junturas Termofusión obtenidos de utilities - *SE ELIMINA.*

Se reemplaza por este cuadro:

Códigos	Descripción	Unidad	PU Bruto (UF)
Junt_EF_110	Junturas electrofusión D= 110 mm	Un	1,337
Junt_EF_125	Junturas electrofusión D= 125 mm	Un	1,728
Junt_EF_140	Junturas electrofusión D= 140 mm	Un	1,728
Junt_EF_160	Junturas electrofusión D= 160 mm	Un	1,728
Junt_EF_180	Junturas electrofusión D= 180 mm	Un	1,728
Junt_EF_20	Junturas electrofusión D= 20 mm	Un	1,034
Junt_EF_200	Junturas electrofusión D= 200 mm	Un	1,728
Junt_EF_225	Junturas electrofusión D= 225 mm	Un	1,728
Junt_EF_25	Junturas electrofusión D= 25 mm	Un	1,034
Junt_EF_250	Junturas electrofusión D= 250 mm	Un	1,728
Junt_EF_32	Junturas electrofusión D= 32 mm	Un	1,034
Junt_EF_40	Junturas electrofusión D= 40 mm	Un	1,034
Junt_EF_50	Junturas electrofusión D= 50 mm	Un	1,034
Junt_EF_63	Junturas electrofusión D= 63 mm	Un	1,337
Junt_EF_75	Junturas electrofusión D= 75 mm	Un	1,337
Junt_EF_90	Junturas electrofusión D= 90 mm	Un	1,337

Con el siguiente texto:

Los precios de las Junturas Electrofusión se obtuvieron del estudio de la CNE “Informe Técnico al que se refiere el Artículo 33 Bis de la Ley de Servicios de Gas, Cuatrienio 2018-2021”, a costo directo, que considera instalación. Los precios unitarios de ese informe fueron transformados a unidad con base en acometidas, empalmes y medidores residenciales, y se le agregó el porcentaje de gastos generales, utilidades e instalación de faena para obtener el precio a costo bruto.

Pág 193:

Cuadro 3-109: Relaciones relativas usadas para precios de excavación en zanja con entibación. Relaciones por profundidad.

Reemplazar (Se modificó pivote de calibración)

Excavación en Zanja					
Terreno	Profundidad				Fuente Relaciones
	0 a 2	2 a 4	4 a 6	>6	
I-II	0,875	0,919	1,048	1,506	Magallanes
III	1,000	1,036	1,135	1,636	Magallanes
IV	1,141	1,206	1,313	1,896	Magallanes
V	1,308	1,33	1,578	2,288	Magallanes
VI-VII	1,779	1,787	1,807	2,62	Magallanes

***Nota: relación entre terreno tipo III 0-2 metros sin entibación y con entibación**

Cuadro 3-111: Relaciones relativas usadas para precios de excavación en zanja con agotamiento. Relaciones por profundidad.

Reemplazar (Se modificó pivote de calibración)

Excavación en Zanja					
Terreno	Profundidad				Fuente Relaciones
	0 a 2	2 a 4	4 a 6	>6	
I-II	0,804	0,975	1,283	1,657	Magallanes
III	1,000	1,168	1,418	1,887	Magallanes
IV	1,282	1,452	1,751	2,378	Magallanes
V	1,537	1,699	2,234	3,239	Magallanes
VI-VII	2,435	2,821	2,923	4,238	Magallanes

***Nota: relación entre terreno tipo III 0-2 metros sin agotamiento y con agotamiento**

Pág 194:

Cuadro 3-113: Relaciones relativas usadas para precios de excavación en zanja con agotamiento y entibación. Relaciones por profundidad

Reemplazar (Se modificó pivote de calibración)

Excavación en Zanja					
Terreno	Profundidad				Fuente Relaciones
	0 a 2	2 a 4	4 a 6	>6	
I-II	0,875	1,227	1,394	1,508	Magallanes
III	1,000	1,383	1,511	1,639	Magallanes
IV	1,141	1,61	1,747	1,899	Magallanes
V	1,308	1,776	2,1	2,292	Magallanes
VI-VII	1,779	2,034	2,405	2,625	Magallanes

***Nota: relación entre terreno tipo III 0-2 metros sin nada y con entibación y agotamiento**

Anexo B

Definiciones Servicios Afines

1. Corte de servicio de gas

Corresponde al corte de servicio desde el medidor, incluyendo la instalación de sello.

Este servicio no debe incluir inspecciones previas ni provisión alguna de materiales, salvo los necesarios para la prestación específica del servicio.

Su unidad de cuantificación es la cantidad de cortes al año.

2. Corte de servicio de gas desde matriz de distribución

Corresponde al corte de servicio de gas desde matriz de distribución efectuado en válvula Tee Autoperf, cuando el cliente o consumidor niega el acceso a la llave de servicio.

Este servicio no debe incluir inspecciones ni provisión alguna de materiales, salvo los necesarios para la prestación específica del servicio. No debe incluir el pago de derecho municipal, derechos de vialidad, cruces y paralelismos con ferrocarriles y otros derechos, los cuales deben ser cobrados directamente al cliente (*pass-through*). El servicio sí incluye rotura y reposición de pavimento, excavaciones y rellenos.

Su unidad de cuantificación es la cantidad de cortes al año.

3. Reconexión por servicio de gas suspendido

Corresponde a la reconexión del servicio de gas cuando ha sido suspendido por morosidad. Este servicio debe ser solicitado por el cliente o consumidor.

Incluye sacar el sello puesto en el momento de corte del servicio. No debe incluir inspecciones ni provisión alguna de materiales, salvo los necesarios para la prestación específica del servicio.

Por su parte, sí se debe incluir la atención comercial (procesamiento de la solicitud del cliente).

Su unidad de cuantificación es la cantidad de reconexiones al año.

4. Reconexión por servicio de gas suspendido desde matriz de distribución

Corresponde a la reconexión del servicio de gas desde la válvula Tee Autoperf cuando dicho servicio ha sido cortado desde la matriz de distribución. Además, este servicio debe ser solicitado por el cliente o consumidor.

Este servicio incluye la atención comercial, es decir, el procesamiento de la solicitud del cliente. No debe incluir inspecciones ni provisión alguna de materiales, salvo los necesarios para la prestación específica del servicio así como la rotura y reposición de pavimentos cuando se requiera. Tampoco debe incluir en la tarifa el pago de derecho municipal, derechos de vialidad, cruces y paralelismos con ferrocarriles y otros derechos, los cuales deben ser cobrados directamente al cliente (*pass-through*). El servicio sí incluye rotura y reposición de pavimento, excavaciones y rellenos.

Su unidad de cuantificación es la cantidad de reconexiones al año.

5. Instalación de empalme

Corresponde a los trabajos de instalación de empalme de propiedad del cliente. Se deben considerar los valores correspondientes a materiales y montaje y la obra se ejecuta a solicitud del cliente. Este servicio incluye todos aquellos costos de materiales, mano de obra, rotura y reposición de pavimento, excavaciones y rellenos y otros, además de la atención comercial para el procesamiento de la solicitud del cliente.

Su unidad de cuantificación es la cantidad de instalaciones al año.

Para este servicio se han determinado subtipos, de acuerdo con las siguientes particularidades:

- Tipo de red a la que se conectan
- Capacidad en m3/h
- Cantidad de pisos (para empalmes a edificios)
- Cantidad de departamentos por piso (para empalmes a edificios)

Específicamente:

Subtipo	Nivel de Red	Flujo (m3/h)	Numero de Pisos	Deptos. por Piso
1.1	Primaria	6	N/A	N/A
1.2		42	N/A	N/A
1.3		103	N/A	N/A
1.4		140	N/A	N/A
1.5		400	N/A	N/A
1.6		700	N/A	N/A
1.7		1.100	N/A	N/A
1.8		3.000	N/A	N/A
1.9		5.600	N/A	N/A
1.10		10.000	N/A	N/A
1.11		23.000	N/A	N/A
2.1	Secundaria	6	N/A	N/A
2.2		42	N/A	N/A
2.3		103	N/A	N/A
2.4		140	N/A	N/A
2.5		400	N/A	N/A
2.6		700	N/A	N/A
2.7		1.100	N/A	N/A
2.8		3.000	N/A	N/A
2.9		5.600	N/A	N/A
2.10		10.000	N/A	N/A
3.1	Terciaria	6	N/A	N/A

Subtipo	Nivel de Red	Flujo (m3/h)	Numero de Pisos	Deptos. por Piso	
3.2		10	N/A	N/A	
3.3		25	N/A	N/A	
3.4		42	N/A	N/A	
3.5		50	N/A	N/A	
3.6		80	N/A	N/A	
3.7		103	N/A	N/A	
3.8		140	N/A	N/A	
3.9		180	hasta 5	hasta 5	
3.10				6 a 7	
3.11				8	
3.12				9 a 10	
3.13				11 a 16	
3.14			6 a 10	hasta 5	
3.15				6 a 7	
3.16				8	
3.17				9 a 10	
3.18				11 a 16	
3.19			400	N/A	N/A
3.20			700	N/A	N/A
3.21			1.100	N/A	N/A
3.22			1.270	hasta 5	hasta 5
3.23		6 a 7			
3.24		8			
3.25		9 a 10			
3.26		11 a 16			
3.27		6 a 10		hasta 5	
3.28				6 a 7	
3.29				8	
3.30				9 a 10	
3.31				11 a 16	
3.32		10.000	N/A	N/A	

Nota: Las capacidades indicadas en m3/h corresponden al límite superior del subtipo.

6. Traslado o retiro de empalme

- a) Traslado de empalme: Corresponde a los trabajos de traslado de empalme de propiedad del cliente. La unidad de cuantificación es la cantidad de traslados al año.
- b) Retiro de empalme: Corresponde a los trabajos de retiro definitivo del empalme de propiedad del cliente. La unidad de cuantificación es la cantidad de retiros al año.

Se consideran los valores correspondientes a materiales y montaje. Esta obra se ejecuta a solicitud del cliente.

Estos servicios sí incluyen la atención comercial, es decir, el procesamiento de la solicitud del cliente.

Su unidad de cuantificación es la cantidad de traslados al año.

7. Retiro temporal y reinstalación del medidor

Corresponde al retiro temporal y reinstalación del medidor, a solicitud del cliente.

Este servicio incluye la atención comercial, particularmente el procesamiento de la solicitud del cliente. No incluye verificación del medidor, provisión del mismo, ni otros materiales que no sean sellos u otros imprescindibles para la prestación del servicio.

Su unidad de cuantificación es la cantidad de retiros al año.

8. Presupuesto para retiro o traslado de empalme

Corresponde a una visita técnica y la elaboración de un presupuesto para retiro o traslado de empalme de propiedad del cliente, según corresponda, a solicitud del cliente.

Este servicio incluye el envío por medio electrónico de dicho presupuesto, y no su envío físico en formato impreso. También, incluye la atención comercial (procesamiento de la solicitud del cliente).

Su unidad de cuantificación es la cantidad de presupuestos al año.

9. Presupuesto para traslado de medidor

Corresponde a una visita técnica y la elaboración de un presupuesto para el traslado del medidor por modificación del empalme, a solicitud del cliente.

Este servicio incluye el envío por medio electrónico de dicho presupuesto, y no su envío físico en formato impreso. También incluye la atención comercial (procesamiento de la solicitud del cliente).

Su unidad de cuantificación es la cantidad de presupuestos al año.

10. Verificación simple de medidor

Corresponde a la revisión del medidor, a solicitud del cliente o consumidor, para verificar el correcto funcionamiento del equipo. Si el medidor tiene un desperfecto, el servicio no tiene cobro para el cliente o consumidor.

Este servicio incluye la atención comercial (procesamiento de la solicitud del cliente). No incluye la reparación ni provisión de un nuevo medidor, ni ningún material salvo los estrictamente necesarios para la prestación del servicio.

Su unidad de cuantificación es la cantidad de verificaciones simples al año.

11. Verificación de medidor con medidor referencial

Es la revisión del medidor, a solicitud del cliente o consumidor, para verificar el correcto funcionamiento del equipo. Consiste en la conexión en serie de medidor referencial con un quemador en un extremo. Se compara la lectura del medidor referencial con la lectura del medidor del cliente así como el porcentaje de diferencia que corresponde al error del medidor. Si el medidor tiene un desperfecto, el servicio no tiene cobro para el cliente o consumidor.

Este servicio incluye la atención comercial (procesamiento de la solicitud del cliente). No incluye la reparación ni provisión de un nuevo medidor, ni ningún material salvo los estrictamente necesarios para la prestación del servicio.

Su unidad de cuantificación es la cantidad de verificaciones con medidor referencial al año.

12. Copia de la factura legalizada

Es la entrega en oficinas de la empresa, a solicitud del cliente o consumidor, de copia de la factura legalizada. Su cobro se realizará en la siguiente boleta o factura o bien, al momento de la solicitud del servicio.

Este servicio incluye el costo asociado a la atención del cliente cuando solicita una legalización notarial de una copia de la factura. No incluye:

- La copia de facturas emitidas con anterioridad a doce meses.
- El costo de legalización, ni otros gastos notariales. Estos deberán ser traspasados directamente al cliente (*pass-through*).
- El envío postal.

Su unidad de cuantificación es la cantidad de copias al año.

13. Envío de factura o boleta a otra dirección o ciudad

Es la remisión, a solicitud del cliente o consumidor, de la factura o boleta a otra dirección distinta a la registrada. También se aplica al envío de copia de la factura legalizada a la dirección ya registrada.

Este servicio incluye el envío de boleta o factura a destino nacional mediante un servicio postal público o privado. El cobro del costo de envío deberá ser traspasado directamente al cliente y no incorporado a la tarifa. El servicio no incluye envío por medio electrónico.

Su unidad de cuantificación es la cantidad de envíos al año.

14. Cambios de datos personales

Es la modificación, a solicitud del cliente o consumidor cuando este sea quien haya solicitado el servicio de gas, de sus datos personales registrados.

Este servicio incluye exclusivamente los costos asociados a la actualización manual de los registros en sistemas. Este servicio no tiene costo si el cliente actualiza personalmente sus datos a través de la interfaz web o en módulos de autoatención. La empresa deberá mantener alguna de estas alternativas a disposición del público.

Su unidad de cuantificación es la cantidad de solicitudes cursadas al año.

15. Emisión duplicado de boleta

Es la emisión de duplicado de boleta, sea en copia física o por medio electrónico, a solicitud del cliente o consumidor.

Este servicio no tiene costo si el cliente obtiene un duplicado en forma electrónica, ya sea a través de la interfaz web o en módulos de autoatención. La empresa deberá mantener alguna de estas alternativas a disposición del público.

Su unidad de cuantificación es la cantidad de boletas duplicadas al año.

16. Prueba de Hermeticidad en red interior

Corresponde a una prueba neumática que se realiza desde el medidor para corroborar el adecuado funcionamiento de las instalaciones interiores, a solicitud del cliente o del consumidor.

Este servicio incluye la atención comercial (procesamiento de la solicitud del cliente). No incluye la reparación de la instalación interior ni otros materiales que no sean los estrictamente necesarios para la provisión del servicio.

Su unidad de cuantificación es la cantidad de pruebas realizadas al año.

Anexo C

Metodología de cálculo de los gastos generales, utilidades e instalación de faenas

El cálculo correspondiente al porcentaje de gastos generales, utilidades e instalación de faenas a aplicar a los precios unitarios obtenidos a costo directo corresponde al que la empresa Aguas Magallanes S.A. determinó para su estudio tarifario 2012-2016, y que posteriormente fue ratificado en Comisión de Expertos de ese proceso tarifario. Para ello, se consideraron contratos de obras de Aguas Magallanes S.A. y de otras empresas sanitarias del sector, como ESVAL S.A. La tabla siguiente muestra los contratos utilizados y los porcentajes de GGyUT+IDF correspondientes:

Base de Datos de Gastos Generales, Utilidades e Instalación de Faenas usada para Aguas Magallanes 5° Proceso de Fijación Tarifaria

Origen	Nombre Obra	Monto Contrato UF	% GGyUT_IDF c/r Costo Total
A. Magallanes	Construcción Emisario Submarino Porvenir	12.185	36,51%
A. Magallanes	Planta de Tratamiento de AS de Porvenir Etapa 1	15.796	41,52%
A. Magallanes	Reposición 12 m colector D=200 mm calle Croacia con J Schyte	172	24,81%
A. Magallanes	Reposición 11 m colector D=300 mm PVC C-6 Zenteno con Rómulo Correa	197	20,00%
A. Magallanes	Reposición Colector Costanera y O'Higgins	1.494	31,03%
A. Magallanes	Colector Interceptor España Bulnes	108.922	27,71%
A. Magallanes	Colector Interceptor España Bulnes	2.442	27,71%
A. Magallanes	Colector Interceptor España Bulnes	26.705	42,65%
SISS ESVAL 5°FT	Planta P retratamiento de Aguas Servidas	37.775	26,47%
SISS ESVAL 5°FT	Impulsión Manantiales	5.458	27,48%
SISS ESVAL 5°FT	Reposición colector Serrano	3.022	28,57%
SISS ESVAL 5°FT	PEAS Arturo Merino Benítez	2.178	29,08%
SISS ESVAL 5°FT	Sistema de evacuación de AS sector Turina	1.161	30,07%
SISS ESVAL 5°FT	Reposición sifón emisario terrestre Porvenir	2.227	31,32%

Fuente: Estudio de Precios Unitarios y Costos Indirectos de Obras Tipo de Infraestructura Sanitaria Aguas Magallanes S.A. – Proceso Tarifario 2011-2016

A continuación, se muestra un resumen con las principales estadísticas descriptivas de los GGyUT+IDF obtenidos a partir de la base de datos de contratos considerada en Aguas Magallanes S.A., además de información más actualizada relativa a cálculos obtenidos por otras empresas del sector en el marco de sus últimos procesos tarifarios.

Estadísticas y Benchmark

AGUAS MAGALLANES	
N Obs.	14
Media	44,71%
Mediana	40,50%
BENCHMARK	
Empresa	Valor Final recargo GGyUTeIDF
Aguas Andinas 6°PFT	47,81%
ESVAL 6°PFT	40,80%
ESSBIO 6°PFT	40,58%
Aguas Antofagasta 6°PFT	44,61%
ESSAL 6°PFT	47,91%
PROMEDIO BENCHMARK	44,34%

Como se puede advertir de la tabla anterior, el promedio simple de los GGyUT+IDF de Aguas Magallanes S.A. es de 44,71%, con una mediana igual a 40,50%. El panel inferior del mismo muestra los GGyUTeIDF estimados por otras empresas en su 6° Proceso de Fijación de Tarifas. El valor medio de dichos porcentajes alcanza un 44,34%. Por otro lado, todas las empresas que se incluyen en el análisis poseen costos indirectos por sobre el 40%.

Tomando en cuenta lo anterior, se determinó utilizar el valor mediano de la base de costos indirectos ampliada antes presentada, por lo que el **porcentaje de gastos generales y utilidades e instalación de faenas** se fijó en un **40,50%**.

ARTÍCULO SEGUNDO: Notifíquese la presente resolución a los participantes inscritos en el Registro de Participación Ciudadana del proceso de fijación de tarifas del servicio de gas y servicios afines aplicable a la Región de Magallanes y de la Antártica Chilena y, a la empresa concesionaria sujeta a fijación de tarifas Empresas Gasco S.A., Unidad de Negocios Gasco Magallanes, mediante correo electrónico.

ARTÍCULO TERCERO: De conformidad a lo dispuesto en el artículo 40-P de la Ley de Servicios de Gas, comuníquese la presente resolución, y sus antecedentes, al Ministerio de Energía.

Anótese, archívese y publíquese en el sitio web de la CNE.


JOSÉ VENEGAS MALUENDA
SECRETARIO EJECUTIVO
COMISIÓN NACIONAL DE ENERGÍA


LCE/MMA/MOC/JJB/PRS/RGF/AOM/gav

DISTRIBUCIÓN:

1. Ministerio de Energía
2. Participantes del Registro de Participación Ciudadana
3. Empresas Gasco S.A., Unidad de Negocios Gasco Magallanes
4. Departamento Hidrocarburos CNE
5. Departamento Jurídico CNE
6. Departamento Regulación Económica CNE
7. Of. de Partes CNE