CENTRO DE CIENCIAS AMBIENTALES EULA-CHILE

UNIVERSIDAD DE CONCEPCIÓN

INFORME FINAL

"COSTO- BENEFICIO DE IMPLEMENTAR UNA RED DE GAS NATURAL EN CIUDADES CON CONSUMO INTENSIVO DE LEÑA"

(584105-18-LP14)

Concepción, Mayo de 2015

CENTRO DE CIENCIAS AMBIENTALES EULA-CHILE

UNIVERSIDAD DE CONCEPCIÓN

EQUIPO DE TRABAJO DE LA UNIVERSIDAD DE CONCEPCIÓN:

Claudia Ulloa Tesser

Rosa Herrera Martínez

Victor Briano Peralta

Jorge Jiménez del Río

Pedro Arriagada Sanhueza

Mabel Vega Coloma

Cristian Mardones Poblete

INDICE DE CONTENIDOS

CAPÍTULO		PÁGINA
DEFINICIONES		1
NOMENCLATURA		6
RESUMEN EJECUTIVO		8
1	INTRODUCCIÓN	46
2	OBJETIVOS	50
2.1	Objetivo General	50
2.2	Objetivos Específicos	50
3	ACTIVIDADES ASOCIADAS A LOS DISTINTOS OBJETIVOS ESPECÍFICOS	52
3.1.	Actividades asociadas al objetivo específico 2.2.1	52
3.2.	Actividades asociadas al objetivo específico 2.2.2.	52
3.3	Actividades asociadas al objetivo específico 2.2.3.	53
3.4.	Actividades asociadas al objetivo específico 2.2.4.	54
3.5.	Actividades asociadas al objetivo específico 2.2.5.	56
4	METODOLOGÍA DE TRABAJO	57
4.1.	Definición del área de estudio	57
4.2.	Estimación del consumo comercial e industrial anual, para el año 2013, y la estacionalidad de leña, pellet, GLP, gas de red, kerosene por ciudad entre las regiones VIII y XI.	57
4.3.	Estimar el consumo residencial anual de leña, pellet, GLP, gas de red, kerosene y su estacionalidad, para ciudades de tamaño mayor a 5.000 habitantes entre las regiones VIII y XI.	59
4.4.	Proyección de la demanda máxima (potencial) de gas natural en ciudades dentro del área de estudio.	61
4.5.	Georreferenciación de consumos energéticos actuales.	62
4.6.	Evaluación de alternativas de abastecimiento a redes de gas natural (Objetivo Específico 2.2.1).	62
4.7.	Estimación de consumos de combustibles actuales y gastos asociados (Objetivo Específico 2.2.2).	86
4.8.	Estimación de demanda potencial y tarifas asociadas mediante modelo de simulación. (Objetivo Específico 2.2.3).	89
4.9.	Estimación de impactos asociados a la sustitución de leña por gas natural. (Objetivo Específico 2.2.4).	109
4.10	Proponer y evaluar diferentes medidas destinadas a mitigar el impacto del uso de leña (Objetivo Específico 2.2.5).	120

5 RESULTADOS 124
5.1. Definición del área de estudio. Ciudades comprendidas en la evaluación 124
5.2. Consumos sectores residencial, comercial, fiscal, en generación eléctrica e industrial anual por ciudad entre las regiones VIII y XI. 126
5.3. Costos asociados a consumo de combustibles. 138
5.4. Consumo potencial máximo adicional de Gas Natural. 140
5.5. Evaluación de alternativas de abastecimiento de gas natural. (Objetivo Específico 2.2.1). 142
5.6. Estimación de demanda potencial y tarifas asociadas mediante modelo de simulación (Objetivo Específico 2.2.3). 149
5.7. Estimación de impactos asociados a la sustitución de leña por gas natural. (Objetivo Específico 2.2.4). 169
5.8. Medidas destinadas a mitigar el impacto del uso de la leña (Objetivo Específico 2.2.5) 182

6 CONCLUSIONES 199

7 BIBLIOGRAFÍA 215

ANEXOS 218
Anexo 1. CIUDADES COMPRENDIDAS EN EL ÁREA DE ESTUDIO 219
Anexo 2. CONSUMOS DE COMBUSTIBLES POR CIUDADES Y SECTOR ECONÓMICO 224
Anexo 3. SISTEMAS DE ABASTECIMIENTO PRIMARIO DE GAS NATURAL 258
Anexo 4. SISTEMAS DE ABASTECIMIENTO SECUNDARIO DE GAS NATURAL 277
Anexo 5. DISTRIBUCIÓN TERCIARIA DE GAS NATURAL 291
Anexo 6. DATOS DE COSTOS DE RECAMBIO DE EQUIPOS 299
Anexo 7. PRECIOS DE COMBUSTIBLES 302
Anexo 8. CONSUMOS MÁXIMOS PROYECTADOS PARA GAS NATURAL POR CIUDAD Y REGIÓN. 313
Anexo 9. EMISIONES ATMOSFÉRICAS. 318
Anexo 10. RECAUDACIÓN Y EVASIÓN TRIBUTARIA 358
Anexo 11. MEDIDAS DE MITIGACIÓN DE IMPACTOS ASOCIADOS AL USO DE LA LEÑA 372
Anexo 12. BENEFICIOS PRODUCTO DE LA REDUCCIÓN DE CONSUMO DE ENERGÍA 388
Anexo 13. MINUTA DE ACUERDOS PARA ESTABLECER ESCENARIOS DE SIMULACIÓN DE DEMANDA DE GAS NATURAL Y SUPUESTOS ASOCIADOS 392
Anexo 14. MODELO DE SIMULACIÓN MANUAL DE USO. 395

DEFINICIONES

Brent: Crudo producido en el mar del Norte. Normalmente se utiliza para indicar el precio al que se transa un barril de este crudo en la Bolsa Londinense. El precio es publicado diariamente (ver por ejemplo Platt´s Marketwire).

City Gate: Punto de ingreso del Gas Natural a cada ciudad. Normalmente se refiere al lugar en que termina el Gasoducto de distribución primaria o secundaria, o, en el caso de aquellas ciudades que son abastecidas por camiones cisternas de transporte de GNL, el lugar donde se emplaza el estanque del almacenamiento de GNL y el vaporizador**.** Desde el City Gate se inicia la Distribución Terciaria.

Demanda Basal: Demanda de gas natural proyectada en el escenario basal. Este escenario ha sido definido en función de la cantidad de gas natural a introducir en reemplazo de leña para lograr que 19 ciudades[1] salgan de la condición de saturación de la calidad del aire por material particulado fino. Los criterios específicos que definen la demanda basal de gas natural en este estudio, son los siguientes:

- Se cambian consumos residenciales de leña a gas natural en un porcentaje de los consumos actuales que permita salir de la condición de saturación a las ciudades que contarían con Planes de Descontaminación Atmosférica al año 2018. Estas ciudades corresponden a 18 de las comprendidas en el área de estudio: Zona Metropolitana del Gran Concepción (10 Comunas)[2], Chillán, Chillán Viejo, Los Ángeles, Temuco, Padre Las Casas, Valdivia, Osorno y Coyhaique. Además, se incorpora en este grupo de ciudades a Puerto Montt, que si bien no está contenida en la Estrategia de Descontaminación Atmosférica, los altos niveles de consumo de leña que en esta ciudad se verifican permiten suponer que estará bajo esta condición en el mediano plazo.

[1] Las diez comunas que conforman Concepción Metropolitano, Chillán, Chillán Viejo, Los Ángeles, Temuco, Padre Las Casas, Valdivia, Osorno, Puerto Montt y Coyhaique.

2 Concepción, Chiguayante, San Pedro de la Paz, Talcahuano, Hualpén, Lota, Coronel, Tomé, Penco, Hualqui

- Se cambia a gas natural los consumos de leña y GLP del 5to quintil en todas las otras ciudades (sin condición de saturación).

- En todas las ciudades comprendidas en el área de estudio, se cambian a gas natural los procesos industriales que hoy utilizan combustibles líquidos.

- En todas las ciudades comprendidas en el área de estudio, se cambian a gas natural las actividades comerciales que actualmente utilizan combustibles líquidos.

- En todas las ciudades comprendidas en el área de estudio, se cambian a gas natural los consumos fiscales actuales

- Se cambia a gas natural toda la generación termoeléctrica de la XI Región, constituida actualmente por grupos electrógenos que utilizan Diesel en forma permanente.

Demanda Agregada: Aquella demanda de Gas Natural que se agrega espontáneamente a la Demanda Basal cuando el costo de abastecimiento de Gas Natural en una determinada ciudad resulta inferior al costo del combustible alternativo.

Demanda Máxima: Volumen de Gas Natural que reemplaza todo el consumo de combustible posible de sustituir en una ciudad o región determinada. Es una demanda potencial asociada a sustitución de combustibles por gas natural en los casos que sea tecnológicamente posible. De esta manera, excluye combustibles residuales de proceso, carbón, petcoke y biomasa para generación eléctrica. La demanda máxima ha sido utilizada para dimensionar las soluciones de abastecimiento primario (gasoductos, terminales marítimos).

Demanda *Peak*: Corresponde al máximo de los consumos diarios proyectados de gas natural en una ciudad. La demanda peak ha sido utilizada para dimensionar los vaporizadores de las Plantas Satélite de Regasificación en cada ciudad, cuando corresponda.

Demanda Total: Corresponde a la sumatoria de la Demanda basal y Agregada en cada ciudad.

Distribución Primaria: Distribución de Gas Natural/GNL desde un origen en el territorio nacional hasta una región o grupo de regiones (hasta centros de almacenamiento de GNL o ciudades cabecera de los gasoductos de distribución primaria).

Distribución Secundaria: Distribución de Gas Natural/GNL desde el punto de entrega de la red primaria hasta los City Gate.

Distribución Terciaria: Red de distribución desde los City Gate hasta las instalaciones de los usuarios residenciales.

Floating Storage Regasification Unit (FSRU): Buques que poseen estanque de almacenamiento de GNL y unidades de vaporización. Estos buques normalmente operan amarrados a muelles u otras estructuras emplazadas en el mar y son capaces de recibir el GNL desde un Buque Gasero de transporte, almacenarlo, vaporizarlo de acuerdo con las necesidades de la demanda y entregarlo vaporizado a un gasoducto que conduce el Gas Natural hasta algún punto de recepción ubicado en la costa.

Gases Efecto Invernadero: Gas cuya presencia en la atmósfera contribuye al "efecto invernadero" por cuanto retienen parte de la energía emitida por el suelo tras haber sido calentado por la radiación solar.

Gas Natural Licuado (GNL): Gas Natural que ha sido licuado a presión atmosférica y a -162ºC para permitir su transporte en fase líquida. El proceso de licuefacción reduce el volumen en 600 veces.

Henry Hub (HH): Lugar geográfico al que se refieren las transacciones de Gas Natural en el mercado norteamericano. Normalmente se utiliza para indicar el precio de base de las transacciones en dicho mercado.

Margen Bruto de Distribución (M): El Margen del que se apropia el operador de una red de distribución de Gas Natural. Se califica de "Bruto" por cuanto incluye algunos costos que el operador debe pagar a terceros.

$MP_{2.5}$: Material particulado de diámetro aerodinámico inferior a 2,5 µm ($2{,}5*10^{-6}$ m). Es un contaminante atmosférico cuya concentración en el aire es regulada en Chile mediante una Norma Primaria de Calidad del Aire (D.S. N°12/2011 del Ministerio del Medio Ambiente).

MP_{10}: Material particulado de diámetro aerodinámico inferior a 10 µm ($10*10^{-6}$ m). Es un contaminante atmosférico cuya concentración en el aire es regulada en Chile mediante una Norma Primaria de Calidad del Aire (D.S. N°20/2013 del Ministerio del Medio Ambiente).

Plan de Descontaminación (PDA): Instrumento de Gestión Ambiental que se aplica a una determinada zona geográfica que haya sido declarada previamente como zona saturada para alguno de los contaminantes atmosféricos regulados por Normas Primaria de Calidad del Aire en Chile. El objetivo de los Planes de Descontaminación corresponde a lograr sacar de la condición de saturación el área afectada.

Planta Satélite de Regasificación (PSR): Plantas de recepción, almacenamiento y vaporización de GNL. Además de las unidades mencionadas, las PSR incorporan unidades de control del proceso de vaporización y adición de odorante.

Poder Calorífico Superior (PCS): Calor producido al quemar una cantidad unitaria de algún combustible. Incorpora el calor latente de vaporización del agua.

Precios ENAP Paridad Concón: Precios de combustibles publicados por Enap semanalmente en su página web (ver www.enap.cl).

Propano Diluido: mezcla de propano-aire que se distribuye en algunas ciudades (en particular Temuco) como "análogo" del Gas Natural.

Quintiles de Ingreso: Agrupación estadística que contiene un 20 % de los casos en una distribución de ingresos.

Rango de Capacidad de Diseño: Corresponde a la capacidad de transporte de gas natural de la infraestructura proyectada hasta el área del estudio. Las diferencias de rango de capacidad de diseño entre los tres escenarios de abastecimiento evaluados (A, B y C) se deben a las características de la infraestructura asociada a cada uno de ellos:

- Alternativas A y C: Consideran infraestructura sin capacidad de crecimiento modular (FSRU y gasoducto desde GNL Quintero hasta la región del Bio Bio para conectarse al Gasoducto del Pacífico). Por tanto para estas obras de infraestructura se debe considerar desde el inicio una capacidad de diseño mayor.

- Alternativa B: Considera cabotaje de GNL, transporte de GNL en camiones y PSR. Esta solución permite crecimiento modular, a diferencia de las alternativas con gasoducto que deben diseñarse desde el origen considerando el máximo potencial de crecimiento de la demanda. En consecuencia, esta opción está diseñada para los escenarios de demanda proyectada

Socialización de Costos: El concepto de socialización implica que todos los futuros usuarios pagan en forma equitativa, los costos de inversión y operación de la solución de abastecimiento de mínimo costo. De esta forma se evita que ciudades aisladas o de bajo consumo, paguen una tarifa superior a otras. En resumen, los costos optimizados se distribuyen entre toda la población del área de estudio.

Tarifa de distribución: Tarifa (en USD/MMBtu) que incorpora los costos de distribución primaria (C1), secundaria (C2), terciaria (C3), el margen bruto de distribución y el costo del hidrocarburo.

Zona Saturada: Corresponde a un área geográfica en la cual se ha superado una determinada Norma Primaria de Calidad del Aire.

NOMENCLATURA

barg: Medida de presión manométrica[3] (Bar manométrico).

Bbl: Unidad de volumen. Un metro cúbico equivale a 6,29 barriles.

C_1: Costos de Distribución Primaria en USD/MMBtu. Incluye costos de Inversión (descontados a una tasa definida) y operación.

C_2: Costos de Distribución Secundaria en USD/MMBtu. Incluye costos de Inversión (descontados a una tasa definida) y operación.

C_3: Costos de Distribución Terciaria en USD/MMBtu. Incluye costos de Inversión (descontados a una tasa definida) y operación.

CLP: Pesos Chilenos.

GLP: Gas Licuado de Petróleo. Se refiere a mezclas de Propano y Butano, ambos en fase líquida. Usualmente puede incorporar volúmenes menores de hidrocarburos más pesados.

Gcal: Gigacaloría. Unidad de Energía equivalente a 10^9 Calorías.

HP: Unidad de Potencia. Un Hp corresponde a 745,70 Watts

kcal: Kilocaloría.Unidad de Energía equivalente a 10^3 Calorías.

kg: Kilogramo. Unidad de masa. Equivale a 1000 gramos

km: Kilómetro. Unidad de distancia. Equivale a 1000 metros

m^3: Metro Cúbico. Unidad de Volumen. Equivale a 1000 Litros

m^3/d: Metros cúbicos por día. Unidad de flujo volumétrico.

[3] La Presión manométrica difiere de la Presión absoluta en el valor local de la presión atmosférica.

m^3/h: Metros cúbicos por hora. Unidad de flujo volumétrico.

MMm^3 : Millones de Metros cúbicos. Unidad de Volumen.

MMm^3/d: Millones de Metros cúbicos por día. Unidad de flujo volumétrico.

MMBTU: Millones de Unidades Térmicas Británicas (BTU).

MMUSD: Millones de Dólares de USA.

P_{GN}: Tarifa de distribución final del Gas Natural en USD/MMBTU. Incorpora los costos del hidrocarburo, los costos de distribución primaria, secundaria y terciaria y el margen bruto de distribución.

RESUMEN EJECUTIVO

En este estudio se evaluó el costo-beneficio de implementar una red de gas natural en ciudades con consumo intensivo de leña, situadas entre las regiones VIII y XI y que cuentan con más de 5.000 habitantes (82 ciudades). Para ello se ejecutaron las siguientes actividades:

i) Caracterización de los consumos actuales de combustibles (año 2013) para los sectores residencial, comercial, fiscal, industrial y generación eléctrica.

ii) Evaluación de los costos de inversión y operación de tres alternativas de abastecimiento de gas natural para las ciudades incluidas en el área de estudio. Las alternativas evaluadas incluyeron transporte marítimo y terrestre de GNL, Plantas de Regasificación y extensión de red de gasoductos existentes.

iii) Estimación de demandas y tarifas de gas natural para distintos escenarios de penetración de este combustible, considerando distintos criterios de tarificación y rentabilidad.

iv) Estimación monetaria de impactos derivados de la implementación de una red de abastecimiento de gas natural entre las regiones VIII y XI. Los impactos evaluados corresponden, entre otros, a:

   a. Beneficios en salud pública por reducción de emisiones de material particulado fino ($MP_{2,5}$)
   b. Impacto derivado de mayores ingresos por tributación (IVA) y disminución de la evasión tributaria (IVA) asociada a la comercialización informal de leña
   c. Beneficios asociados producto del aumento de la eficiencia energética derivada de la sustitución de leña por gas.

v) Ejemplos de cálculo de posibles modelos de subsidio al gas natural

vi) Determinación del cambio en las emisiones de gases de efecto invernadero (GEI) y Black Carbón (BC), como consecuencia del cambio en la matriz energética de estas regiones.

vii) Diseño y programación de un modelo de simulación de demanda de gas natural, tarifas de distribución, emisiones, beneficios económicos y subsidios al gas natural.

I. ASPECTOS METODOLÓGICOS RELEVANTES

1. Definición y caracterización socioeconómica del Área de Estudio

La población de cada una de las ciudades, así como el número de hogares y su distribución por quintil de ingreso, se obtuvo a partir de datos de la encuesta CASEN 2011 (MIDEPLAN, 2012).

2. Estimación de los consumos de combustible por sector económico

Sectores comercial, fiscal, industrial y generación eléctrica: Los consumos de combustibles para estos sectores se determinaron mediante el procesamiento de la información oficial contenida en las bases de datos que se generan de los reportes de emisiones exigidos por el D.S. N°138/2005 del Ministerio de Salud para el año 2013.

Sector residencial: Los consumos residenciales fueron estimados a partir de distintas fuentes de información, entre ellas: Encuestas CASEN 2006, 2009 y 2011 y la encuesta elaborada por el Ministerio del Medio Ambiente durante el año 2014, puesta a disposición de este estudio.

3. Evaluación de alternativas de abastecimiento de gas natural

Se evaluaron tres alternativas, o escenarios, de transporte y abastecimiento de gas natural (denominados A, B y C). Todos los escenarios de abastecimiento propuestos consideran tres componentes generales para la distribución de gas natural:

- **Distribución primaria**: Corresponde a la red de abastecimiento de gas natural o GNL desde un punto de origen nacional del suministro hasta el ingreso a una determinada región o conjunto de regiones. Es el caso del gasoducto a la VIII Región, transporte de GNL vía cabotaje marítimo hasta distintos terminales de recepción, terrestre en camiones cisterna hasta Pemuco, desde el terminal GNL Quintero. También incluye el Terminal Flotante de Regasificación (FSRU).

- **Distribución secundaria**: Corresponde a la logística de distribución desde el punto de entrega de GNL o gas natural por parte de la red primaria hasta el ingreso a la red de distribución en ciudades. Así, la distribución secundaria incluye: Plantas Satélite de Regasificación (PSR), camiones cisterna y gasoductos de distribución.
- **Distribución terciaria**: Corresponde a la red de distribución de gas natural al interior de las ciudades hasta los distintos puntos de consumo residencial.

Breve descripción de los Escenarios de Abastecimiento Evaluados

Escenario A. Consiste en la extensión de red existente de gasoductos, combinado con cabotaje marítimo de GNL, sistema de transporte de GNL en camiones cisterna y Plantas Satélite de Regasificación (PSR).

- El abastecimiento primario de parte de la VIII Región se verificaría mediante un nuevo gasoducto (Gasoducto Valle Central) que conectaría el gasoducto existente de Electrogas S.A. (en el sector de Chena), con el Gasoducto del Pacífico (en la comuna de Pinto), aprovechando la capacidad del Terminal GNL Quintero.
- El abastecimiento primario de las ciudades de la VIII Región no conectadas al gasoducto del Pacífico se realizaría vía camiones cisterna desde Quintero, vía Pemuco.
- Un segundo nuevo gasoducto transportaría gas natural desde la estación de transferencia de Nacimiento, propiedad del gasoducto del Pacífico, hasta las comunas de Temuco y Padre las Casas, abasteciendo además las ciudades intermedias de Mulchén, Collipulli, Victoria y Lautaro.
- Para el abastecimiento primario de las ciudades situadas entre la IX y XI Regiones, no conectadas a gasoductos, se consideró cabotaje marítimo de GNL (seguido de sistema de distribución secundaria), evaluándose dos alternativas: i) Transporte de GNL desde Quintero en buques metaneros hacia tres Terminales de Recepción en Valdivia, Puerto Chacabuco y Chiloé; ii) Transporte de GNL vía buques metaneros

desde el Terminal GNL Quintero hacia un único Terminal de Recepción ubicado en las cercanías de Puerto Montt (Calbuco).

- En cada cuidad abastecida por GNL, existirá una Planta Satélite de Regasificación (PSR), que permitirá regasificar el GNL e inyectar gas natural a la red de distribución local.

<u>Escenario B</u>. Considera cabotaje marítimo de GNL desde Terminal Quintero, combinado con sistema de transporte de GNL en camiones hacia las ciudades de destino y Plantas Satélite de Regasificación (PSR).

- Las ciudades de la VIII Región actualmente conectadas a la red de gasoductos existentes, serían abastecidas por gas natural proveniente de unidades de vaporización de GNL ubicadas en un terminal de Recepción de GNL ubicado en la Bahía de Concepción (Penco), dado que esta alternativa permite la conexión al Gasoducto del Pacífico en su sección de alta presión.
- Las ciudades de la VIII Región que no están actualmente conectadas a gasoductos serían abastecidas de GNL mediante camiones cisterna desde el mismo terminal.
- De la misma manera que en el escenario A, para el abastecimiento de las regiones IX, X, XIV y XI se evaluaron dos alternativas de cabotaje marítimo de GNL: i) hacia tres terminales de recepción ubicados en Valdivia, Chiloé y Puerto Chacabuco, ii) hacia un único terminal ubicado en las cercanías de Puerto Montt.
- En cada cuidad abastecida por GNL, existirá una Planta Satélite de Regasificación (PSR), que permitirá regasificar el GNL e inyectar gas natural a la red de distribución local.

<u>Escenario C</u>: Considera la alternativa de FSRU (*Floating Storage Regasification Unit*) en la Bahía de Concepción, combinado con cabotaje marítimo de GNL desde el Terminal

Quintero, sistema de transporte de GNL en camiones y Plantas Satélite de Regasificación (PSR).

- El abastecimiento de las ciudades de la VIII Región, actualmente conectadas a gasoductos existentes, se realizaría directamente desde este terminal.
- El abastecimiento de las ciudades de la VIII Región no conectadas a Gasoducto se haría vía camiones cisterna desde el patio de carga de GNLQ, vía Pemuco, teniendo en consideración que el FSRU no dispone de las facilidades necesarias para la descarga de GNL.
- El abastecimiento de las ciudades de Mulchén, Collipulli, Victoria, Lautaro, Temuco y Padre Las Casas, se verificaría a través de un nuevo gasoducto que conectaría el gasoducto de Innergy en Nacimiento con la localidad de Padre Las Casas.
- De la misma manera que en los escenarios A y B, para el abastecimiento de las regiones IX, X, XIV y XI se evaluaron dos alternativas de cabotaje marítimo de GNL: i) hacia tres terminales de recepción ubicados en Valdivia, Chiloé y Puerto Chacabuco, ii) hacia un único terminal ubicado en las cercanías de Puerto Montt.
- En cada cuidad abastecida por GNL, existirá una Planta Satélite de Regasificación (PSR), que permitirá regasificar el GNL e inyectar gas natural a la red de distribución local.

<u>Evaluación económica de los Escenarios de Abastecimiento</u>

Las tres alternativas de abastecimiento antes descritas fueron evaluadas económicamente, determinando sus costos de inversión y operación, plazos de implementación y estructura tarifaria.

Para la evaluación económica se definieron los siguientes parámetros:

- Período de amortización: 20 años.
- Valor residual: cero.
- Tasas de descuento privada: 9 % (corresponde a la tasa de rentabilidad fijada por el Ministerio para las empresas distribuidoras de gas). No obstante, esta tasa puede

ser sensibilizada en el modelo de simulación para valores que fluctúan entre 7% y 15%.

- Moneda: Dólares Estadounidenses (USD) constantes del año 2013.
- Rentabilidad: Calculada sobre activos.

4. Escenarios de Demanda de Gas Natural

El objetivo central de este estudio corresponde a evaluar el costo beneficio de la implementación de redes de gas natural en ciudades con uso intensivo de leña.

Teniendo en consideración que uno de los ejes principales corresponde a la sustitución, al menos parcial de leña por gas natural, y dada la condición de saturación por material particulado fino en diversas ciudades del área de estudio, se estructuraron tres escenarios de demanda de gas natural, cuyo eje central corresponde a la penetración de este combustible en el sector residencial (principal consumidor de leña), de las ciudades que hoy se encuentran saturadas. Estos escenarios además comprenden determinados niveles de sustitución de combustibles líquidos derivados del petróleo y GLP en distintos sectores (residencial, comercial, fiscal, industrial y generación eléctrica) y demás ciudades del área de estudio.

La simulación de demanda de gas natural se realizó utilizando como referencia el año 2018. Las emisiones estimadas para esa fecha, previo al aprovisionamiento estable de gas, fueron supuestas (utilizando un criterio conservador) equivalentes a las actuales, sin considerar que la progresiva entrada en vigencia de distintos Planes de Descontaminación Atmosférica hacia el año 2018, podría lograr reducciones de emisiones de material particulado fino.

Los distintos escenarios de penetración de gas, supuestos en este estudio, son los siguientes:

Escenario Base: En este escenario se supone que se producen los siguientes cambios de combustibles por gas natural:

- Se cambian consumos residenciales de leña a gas natural en un porcentaje de los consumos actuales que permita salir de la condición de saturación a las ciudades que contarían con Planes de Descontaminación Atmosférica al año 2018. Estas ciudades

corresponden a 18 de las comprendidas en el área de estudio: Zona Metropolitana del Gran Concepción (10 Comunas)[4], Chillán, Chillán Viejo, Los Ángeles, Temuco, Padre Las Casas, Valdivia, Osorno y Coyhaique. Además, se incorpora en este grupo de ciudades a Puerto Montt, que si bien no está contenida en la Estrategia de Descontaminación Atmosférica, los altos niveles de consumo de leña que en esta ciudad se verifican permiten suponer que estaría bajo esta condición en el mediano plazo.

- Se cambian a gas natural los consumos de leña y GLP del 5to quintil en todas las otras ciudades (sin condición de saturación).
- En todas las ciudades comprendidas en el área de estudio, se cambian a gas natural los procesos industriales que hoy utilizan combustibles líquidos.
- En todas las ciudades comprendidas en el área de estudio, se cambian a gas natural las actividades comerciales que actualmente utilizan combustibles líquidos.
- En todas las ciudades comprendidas en el área de estudio, se cambian a gas natural los consumos fiscales actuales
- Se cambia a gas natural toda la generación termoeléctrica de la XI Región, constituida actualmente por grupos electrógenos que utilizan Diesel en forma permanente.

Escenario Alto: Este escenario es similar al Escenario Base respecto de los cambios a gas natural que se verificarían en los sectores industrial, fiscal, comercial y generación eléctrica (XI Región), pero la demanda de gas natural en el sector residencial es mayor, dado que se verificaría un recambio de leña a gas para un porcentaje de hogares superior en 20% al simulado en el Escenario Base.

Escenario Bajo: Este escenario es similar al Escenario Base respecto de los cambios a gas natural que se verificarían en los sectores industrial, fiscal, comercial y generación eléctrica (XI Región), pero la demanda de gas natural en el sector residencial es menor, dado que se verificaría un recambio de leña a gas para un porcentaje de hogares inferior en 20% al simulado en el Escenario Base.

4 Concepción, Chiguayante, San Pedro de la Paz, Talcahuano, Hualpén, Lota, Coronel, Tomé, Penco, Hualqui

5. Criterios de tarificación de gas natural

Costos Unitarios de Distribución Primaria y Secundaria.

Se definieron tres opciones de estructura tarifaria para el cálculo de los costos unitarios de distribución primaria (C_1) y secundaria (C_2):

- **Costos no socializados:** Calcular ambos costos por sector abastecido, considerando la inversión, costos de operación y demanda para cada caso.
- **Costo C_1 Socializado:** Calcular un único Costo de Distribución Primaria para toda el área del estudio (Costo C_1 socializado) y mantener el Costo de Distribución Secundario C_2 relevante para cada sector.
- **Costos (C_1+C_2) Socializados:** Calcular un único Costo de Distribución Primaria y Secundaria para toda el área de estudio (Costo (C_1 + C_2) socializado).

Escenarios de Precios de Combustibles

Las tarifas fueron calculadas bajo dos escenarios: Precios históricos y proyectados al 2018.

Los precios históricos corresponden a los registrados actualmente en el país. No obstante en el caso del gas natural y GLP, se corrigieron dichos precios de manera de representar la optimización de costos en un mercado más competitivo (esperable dado el crecimiento de la demanda y futuras regulaciones).

Los precios proyectados al año 2018 para los **combustibles líquidos** (GLP, Kerosene, Diesel, GLP y FO N°6) se han estimado considerando el **escenario de precios bajos del crudo Brent** (Low Oil Price Case) previsto por la EIA. De acuerdo a dichas proyecciones, el precio del crudo Brent a esa fecha correspondería a **75,53 USD/Bbl.** Para el Henry Hub se consideró un valor de **5,27 USD/MMBTU.**

En el caso de la leña, se supuso que en este escenario el mercado de este combustible se encontrará funcionando bajo un estándar de calidad regulada. En estas condiciones se ha supuesto que el precio de la leña sería equivalente al que hoy se verifica para la leña certificada por el Sistema Nacional de Certificación de leña (valor promedio entre la VIII y XI Regiones para el formato a granel), esto es 7,78 USD/MMBTU.

Teniendo a la vista el objetivo del presente estudio, que es evaluar el costo-beneficio de implementar una red de gas natural en la zona sur del país, entre las regiones VIII y XI, que permita sustituir, entre otros energéticos, a la leña, se definió estructurar la tarifa correspondiente al gas natural considerando los costos de abastecimiento más un margen de comercialización. Al mismo tiempo, y con el objetivo de no generar una discriminación arbitraria a favor del gas natural y en desmedro del GLP, se definió calcular el precio del GLP para consumo domiciliario sumando al precio paridad Concón del GLP el margen máximo de distribución en USA para el periodo 2011-2013, equivalente a **12,8 USD/MMBTU.** Proyectar los precios del gas natural y GLP con el mismo supuesto, esto es precios correspondientes a aquellos que existen en un mercado competitivo, es muy relevante ya que ambos son combustibles sustitutos naturales, entre si y, para efectos del presente estudio, también respecto del consumo domiciliario de leña.

6. Estimación de los principales beneficios e impactos

Beneficios en Salud Pública

Para el cálculo de los beneficios en salud, derivados de la reducción de emisiones de $MP_{2.5}$, en los distintos escenarios de demanda de gas natural, se estimó previamente la reducción de emisiones de este contaminante, dada por la diferencia entre las emisiones proyectadas, en un escenario futuro con provisión estable de gas, y las correspondientes al escenario sin abastecimiento de gas natural. Las emisiones del escenario sin aprovisionamiento de gas fueron supuestas, utilizando un criterio conservador, equivalentes a las actuales, sin considerar que la progresiva entrada en vigencia de distintos Planes de Descontaminación Atmosférica hacia el año 2018, podría lograr reducciones adicionales de emisiones de material particulado fino. Este supuesto implica que los cálculos de reducción de emisiones corresponden a los máximos esperados, ya que no considera reducciones asociadas a la progresiva entrada en vigencia de distintos instrumentos de gestión ambiental tales como Planes de Descontaminación Atmosférico (PDA) y las medidas que estos conllevan, tales como regulación de calidad de la leña, recambio de calefactores, mejora del envolvimiento

térmico de las viviendas. En consecuencia, tanto la reducción de emisiones como los beneficios determinados podrían tener cierto grado de sobrestimación.

Los beneficios económicos asociados a mejoras en salud debido a la reducción de emisiones de material particulado fino, producto de la sustitución de combustibles más contaminantes por gas natural fueron estimados por el Ministerio del Medio Ambiente, a partir de los datos de reducción de emisiones determinados en este estudio.

Impactos asociados a la disminución de evasión tributaria y aumento de la recaudación (IVA)

El impacto en la recaudación tributaria por cambio en la matriz energética se calculó para el escenario de precios proyectados al año 2018 y considerando el desplazamiento de leña en el sector residencial. Cabe señalar, que para el escenario proyectado se considera que la leña se encontraría declarada como combustible, su venta estaría regulada y afecta a IVA. Se distinguen dos casos:

- Para las 19 ciudades identificadas con problemas de calidad del aire asociados al uso intensivo de leña se considera la aplicación de un subsidio al gas natural. El subsidio estaría orientado al sector residencial e igualaría el precio del gas natural con el de la leña.
- En el resto de las ciudades, que no contemplan la aplicación de un subsidio al gas natural, existe diferencia de precio entre ambos combustibles.

7. Modelos de Subsidios al gas natural

A modo de ejemplo, se presentan dos modelos, que aplican exclusivamente a las 19 comunas en condición de saturación:

Modelo de Subsidio N°1. Aplica a todo el sector residencial de las 19 comunas en condición de saturación. El monto a subsidiar es el mismo para todos los quintiles de ingreso y se calcula como el diferencial entre el precio del gas natural (Escenario de Precios proyectados al año 2018 y bajo una estructura tarifaria socializada) y el precio de la leña, IVA incluido (7,78 USD/MMBTU+IVA).

Modelo de Subsidio N°2. Aplica a todo el sector residencial de las 19 comunas en condición de saturación. El grupo objetivo corresponde a los cuatro primeros quintiles de ingreso y se calcula como el diferencial entre el precio del gas natural (Escenario de Precios proyectados al año 2018 y bajo una estructura tarifaria socializada) y el precio de la leña, IVA incluido.

8. Modelo de Simulación

Se diseñó un modelo de simulación, en formato planilla de cálculo, que permite determinar la demanda potencial de gas natural para cada ciudad comprendida en el área de estudio. El modelo permite además estimar tarifas para gas natural (precio al cliente final) para cada una de las ciudades, en función de los costos de abastecimiento de GNL, inversión y operación de la red de transporte y distribución de gas natural y márgenes de comercialización, dados criterios de tarificación y rentabilidad.

II. PRINCIPALES RESULTADOS

1. Caracterización del área de estudio

Entre las regiones VIII y XI se encuentran 82 ciudades que concentran más de 5.000 habitantes, totalizando 3.136.460 habitantes. Dentro de estas ciudades se verifica una amplia variabilidad en términos de la cantidad de habitantes. El número de localidades pequeñas (sesenta y tres con menos de 40.000 habitantes) supera con creces a las ciudades intermedias (nueve entre 40.000 y 100.000 habitantes) y grandes (diez con más de 100.000 habitantes).

En el área de estudio existen 19 ciudades que presentan condiciones de saturación de calidad del aire para material particulado fino. Estas ciudades corresponden a todas aquellas comprendidas en el Concepción Metropolitano[5], Chillán, Chillán Viejo, Los Ángeles, Temuco, Padre las Casas, Valdivia, Osorno, Coyhaique y Puerto Montt, totalizando entre ellas 2.168.188 habitantes.

[5] Concepción, San Pedro de la Paz, Chiguayante, Talcahuano, Hualpén, Lota, Coronel, Hualqui, Tomé y Penco.

2. Consumos sectoriales actuales de combustibles

- El consumo total de combustibles entre las regiones VIII y XI, se ha estimado en **81,5 millones de Gcal/año**. De estos consumos el 64 % se concentra en la VIII Región, seguida de las regiones IX (16%), XIV (10%), X (8%) y XI (2%).
- Por otro lado, el 79% % de los consumos se concentran en los sectores industrial (50%) y Generación Eléctrica (29%), seguidos del sector residencial (aproximadamente20%)[6].
- En el sector residencial predomina la leña como combustible, dando cuenta del 80% de los consumos totales, equivalente a 14,35 Millones de Gcal/año.
- El consumo residencial *per cápita* aumenta con la latitud, destacando los elevados consumos de la XI Región, cercano a las 17 Gcal/año/habitante, valor sobre 5 veces el consumo per cápita residencial de la VIII Región.
- A nivel industrial, la mayor proporción de los consumos (55%) corresponde a los combustibles residuales de proceso, seguidos de los combustibles biomásicos (27%) y combustibles líquidos derivados del petróleo (9%).
- En el caso de la generación eléctrica, se observa que la región de mayor consumo de combustibles corresponde a la VIII Región, dando cuenta del 86.4% del total de los consumos de combustibles.

3. Evaluación de Escenarios de Abastecimiento de Gas Natural

En el Cuadro 1 se resumen los costos (inversión y operación) asociados a las redes de abastecimiento primarias y secundarias en cada escenario evaluado.

Cuadro 1. Resumen de costos asociados a las redes de abastecimiento primarias y secundarias.

[6] Los resultados indican una muy baja participación del sector comercial, no obstante es necesario indicar que este sector podría estar sub-representado en estas estimaciones por cuanto la elaboración de los inventarios de combustibles fue realizado en base a declaraciones asociadas al cumplimiento del D.S. N°138 del Ministerio de Salud, las cuales no son obligatorias a todas las actividades comerciales, especialmente aquellas de muy pequeña escala. La misma observación es aplicable al sector fiscal.

Escenario de Abastecimiento		Costo GNL, (USD/MM BTU)	CAPEX Total (MM USD)	OPEX Total (MM USD/año)	Capacidad de diseño[3] (MM m^3/d)
A	Alternativa de Cabotaje Marítimo 1[(1)]	10,06	725,68	67,15	6,7
	Alternativa de Cabotaje Marítimo [(2)]	10,06	757,38	56,51	6,7
B	Alternativa de Cabotaje Marítimo 1[(1)]	10,06	333,68	78,08	4,2
	Alternativa de Cabotaje Marítimo [(2)]	10,06	326,15	62,16	4,2
C	Alternativa de Cabotaje Marítimo 1[(1)]	12,56	441,58	110,45	6,7
	Alternativa de Cabotaje Marítimo [(2)]	12,56	445,68	98,21	6,7

Notas: (1) Considera tres Terminales de recepción de GNL (Valdivia, Chiloé y Puerto Chacabuco)
(2) Considera un único Terminal de recepción de GNL en Puerto Montt (Calbuco)
(3) Rango de capacidad de diseño: Corresponde a la capacidad de transporte de gas natural diseñada en cada escenario de abastecimiento. Las diferencias para la capacidad de diseño informada para los distintos escenarios se debe a las características de la infraestructura asociada a cada uno de ellos (el escenario B permite crecimiento modular. En efecto, la capacidad del gasoducto (escenario A) queda definida por su diámetro, mientras que la capacidad de diseño del escenario B está definida por la capacidad del FSRU.

4. Modalidad de Abastecimiento de las ciudades comprendidas en el área de Estudio.

En los cuadros siguientes se presentan las modalidades de abastecimiento correspondientes a los tres escenarios evaluados y en cada región.

Cuadro 2.Modalidad de Abastecimiento de las ciudades comprendidas en el área de estudio. VIII Región.

CIUDAD	ESCENARIO A (1)	ESCENARIO B (2)	ESCENARIO C (3)
CONCEPCIÓN	Gasoducto	Gasoducto	Gasoducto
CORONEL			
CHIGUAYANTE			
TALCAHUANO			
HUALPÉN			
LOTA			
PENCO			
SAN PEDRO DE LA PAZ			
SANTA JUANA	Camiones Cisterna	Camiones Cisterna	Camiones Cisterna
HUALQUI			
TOME			
ARAUCO	Gasoducto	Gasoducto	Gasoducto
LEBU	Camiones Cisterna	Camiones Cisterna	Camiones Cisterna
CAÑETE			
CURANILAHUE			
LOS ALAMOS			
LOS ÁNGELES	Gasoducto	Gasoducto	Gasoducto
LAJA			
MULCHÉN		Camiones Cisterna	Camiones Cisterna
NACIMIENTO		Gasoducto	Gasoducto
CABRERO	Camiones Cisterna	Camiones Cisterna	Camiones Cisterna
NEGRETE			
QUILLECO			
SANTA BÁRBARA			
TUCAPEL			
YUMBEL			
CHILLAN	Gasoducto	Gasoducto	Gasoducto
CHILLAN VIEJO			
PINTO			
BULNES	Camiones Cisterna	Camiones Cisterna	Camiones Cisterna
COELEMU			
COIHUECO			
QUILLÓN			
QUIRIHUE			
SAN CARLOS			
YUNGAY			

Notas: (1) Los camiones cisterna provienen de Pemuco; (2) Los camiones cisterna provienen del Terminal GNL en Penco;

(3) Los camiones cisterna provienen del Terminal Quintero

Cuadro 3. Modalidad de Abastecimiento de las ciudades comprendidas en el área de estudio. IX Región[7]

CIUDAD	ESCENARIO A		ESCENARIO B		ESCENARIO C	
	Alternativa de Cabotaje Marítimo 1(1)	Alternativa de Cabotaje Marítimo 2(2)	Alternativa de Cabotaje Marítimo 1(1)	Alternativa de Cabotaje Marítimo 2(2)	Alternativa de Cabotaje Marítimo 1(1)	Alternativa de Cabotaje Marítimo 2(2)
TEMUCO	Gasoducto	Gasoducto	Camiones Cisterna(3)	Camiones Cisterna (4)	Gasoducto	Gasoducto
PADRE LAS CASAS						
LAUTARO						
COLLIPULLI						
VICTORIA						
CARAHUE	Camiones Cisterna(3)	Camiones Cisterna (4)			Camiones Cisterna(3)	Camiones Cisterna (4)
CUNCO						
GORBEA						
LONCOCHE						
NUEVA IMPERIAL						
PITRUFQUÉN						
PUCÓN						
TEODORO SCHMIDT						
VILCÚN						
VILLARRICA						
ANGOL						
CURACAUTÍN						
LUMACO						
PURÉN						
RENAICO						
TRAIGUÉN						

Notas: (1) Considera tres Terminales de recepción de GNL (Valdivia, Chiloé y Puerto Chacabuco); (2) Considera un único Terminal de recepción de GNL (Calbuco); (3) Provenientes de patio de carga de Terminal de recepción de GNL Valdivia; (4) Provenientes de patio de carga de Terminal de recepción de GNL en Calbuco

[7] Se definió que las ciudades de la Novena Región no conectadas a Gasoducto, se abastecieran desde el Terminal de Recepción de GNL (Valdivia o Calbuco). En lo principal porque el abastecimiento de GNL no sería desde Pemuco sino desde Quintero. En todo caso las diferencias de costo no son significativas.

Cuadro 4. Modalidad de Abastecimiento de las ciudades comprendidas en el área de estudio. X Región

<table>
<tr><th rowspan="2">CIUDAD</th><th colspan="2">ESCENARIO A</th><th colspan="2">ESCENARIO B</th><th colspan="2">ESCENARIO C</th></tr>
<tr><th>Alternativa de Cabotaje Marítimo 1[(1)]</th><th>Alternativa de Cabotaje Marítimo 2[(2)]</th><th>Alternativa de Cabotaje Marítimo 1[(1)]</th><th>Alternativa de Cabotaje Marítimo 2[(2)]</th><th>Alternativa de Cabotaje Marítimo 1[(1)]</th><th>Alternativa de Cabotaje Marítimo 2[(2)]</th></tr>
<tr><td>PUERTO MONTT</td><td rowspan="7">Camiones Cisterna[(3)]</td><td>Gasoducto</td><td rowspan="7">Camiones Cisterna[(3)]</td><td>Gasoducto</td><td rowspan="7">Camiones Cisterna[(3)]</td><td>Gasoducto</td></tr>
<tr><td>CALBUCO</td><td rowspan="8">Camiones Cisterna[(4)]</td><td rowspan="8">Camiones Cisterna[(4)]</td><td rowspan="8">Camiones Cisterna[(4)]</td></tr>
<tr><td>FRUTILLAR</td></tr>
<tr><td>LOS MUERMOS</td></tr>
<tr><td>LLANQUIHUE</td></tr>
<tr><td>MAULLÍN</td></tr>
<tr><td>PUERTO VARAS</td></tr>
<tr><td>CASTRO</td><td>Barco</td><td>Barco</td><td>Barco</td></tr>
<tr><td>ANCUD</td><td rowspan="4">Camiones Cisterna[(5)]</td><td rowspan="4">Camiones Cisterna[(5)]</td><td rowspan="4">Camiones Cisterna[(5)]</td></tr>
<tr><td>CHONCHI</td></tr>
<tr><td>DALCAHUE</td></tr>
<tr><td>QUELLÓN</td></tr>
<tr><td>OSORNO</td><td rowspan="2">Camiones Cisterna[(3)]</td><td rowspan="2">Camiones Cisterna[(3)]</td><td rowspan="2">Camiones Cisterna[(3)]</td></tr>
<tr><td>PURRANQUE</td></tr>
</table>

Notas: (1) Considera tres Terminales de recepción de GNL (Valdivia, Chiloé y Puerto Chacabuco); (2) Considera un único Terminal de recepción de GNL (Calbuco) y gasoducto a Puerto Montt; (3) Camiones cisterna provenientes de patio de carga de Terminal de recepción de GNL Valdivia; (4) Camiones cisterna provenientes de patio de carga de Terminal de recepción de GNL en Calbuco; (5) Camiones cisterna provenientes de patio de carga de Terminal de recepción de GNL en Castro

Cuadro 5. Modalidad de Abastecimiento de las ciudades comprendidas en el área de estudio. XIV Región

CIUDAD	ESCENARIO A		ESCENARIO B		ESCENARIO C	
	Alternativa de Cabotaje Marítimo 1[(1)]	Alternativa de Cabotaje Marítimo 2[(2)]	Alternativa de Cabotaje Marítimo 1[(1)]	Alternativa de Cabotaje Marítimo 2[(2)]	Alternativa de Cabotaje Marítimo 1[(1)]	Alternativa de Cabotaje Marítimo 2[(2)]
VALDIVIA	Barco	Camiones Cisterna[(4)]	Barco	Camiones Cisterna[(4)]	Barco	Camiones Cisterna[(4)]
LANCO	Camiones Cisterna[(3)]		Camiones Cisterna[(3)]		Camiones Cisterna[(3)]	
LOS LAGOS						
MARIQUINA						
PAILLACO						
PANGUIPULLI						
LA UNIÓN						
FUTRONO						
RIO BUENO						

Notas: (1) Considera 3 Terminales de recepción de GNL (Valdivia, Chiloé y Puerto Chacabuco); (2) Considera un único Terminal de recepción de GNL (Calbuco); (3) Camiones cisterna provenientes de patio de carga de Terminal de recepción de GNL Valdivia; (4) Camiones cisterna provenientes de patio de carga de Terminal de recepción de GNL en Calbuco

Cuadro 6. Modalidad de Abastecimiento de las ciudades comprendidas en el área de estudio. XI Región

CIUDAD	ESCENARIO A		ESCENARIO B		ESCENARIO C	
	Alternativa de Cabotaje Marítimo 1[(1)]	Alternativa de Cabotaje Marítimo 2[(2)]	Alternativa de Cabotaje Marítimo 1[(1)]	Alternativa de Cabotaje Marítimo 2[(2)]	Alternativa de Cabotaje Marítimo 1[(1)]	Alternativa de Cabotaje Marítimo 2[(2)]
COYHAIQUE	Camión Cisterna[(3)]	Iso-contenedor [(4)]	Camión Cisterna[(3)]	Iso-contenedor [(4)]	Camión Cisterna[(3)]	Iso-contenedor [(4)]
AYSÉN						

Notas: (1) Considera 3 Terminales de recepción de GNL (Valdivia, Chiloé y Puerto Chacabuco); (2) Considera un único Terminal de recepción de GNL (Calbuco); (3) Camiones cisterna provenientes de patio de carga de Terminal de recepción de GNL Puerto Chacabuco (Recepción de Buques); (4) Iso-contenedores provenientes de Puerto Montt (Calbuco.) transportador en camión y trasbordador.

5. Inversiones en Distribución Terciaria.

En el cuadro siguiente se resumen las inversiones en redes terciarias por región. Las inversiones en red terciara sólo han sido determinadas para el abastecimiento del sector residencial, excluyendo los consumos correspondientes a los sectores industrial, comercial y fiscal, con el objeto de evitar distorsiones entre centros urbanos con diferencias de consumos significativos no residenciales. En efecto, existen ciudades localizadas, por ejemplo, en las cercanías de plantas industriales con consumos de energía relevantes. Si dichos consumos industriales, se sumaran a los consumos residenciales para el cálculo de las tarifas de distribución terciaria, se observarían tarifas muy bajas por variables que no guardan relación con aquellas estrictamente asociadas con el consumo residencial. Se entiende que las variables relevantes que afectan los consumos residenciales son el consumo por vivienda asociado a la condición climática y el nivel de ingreso.

Cuadro 7. Inversiones asociadas a la distribución de gas natural en ciudades. Clientes residenciales. Escenario basal de demanda.

REGIÓN	N° DE NUEVOS CLIENTES	INVERSIÓN RED TERCIARIA (MM USD)[1]
VIII	200.663	352,3
IX	95.894	168,1
X	80.057	140,5
XIV	41.574	73,0
XI	12.070	21,2
TOTALES	**430.258**	**755,1**

Notas: Considera una inversión aproximada de 1755 USD/hogar (tipo de cambio promedio anual año 2013)

6. Estimación de demandas y tarifas

Escenario simulado

Las simulaciones de demandas y tarifas de distribución fueron realizadas para un único escenario de abastecimiento de gas natural. El criterio de selección del escenario de abastecimiento a modelar correspondió a la optimización de la tarifa de abastecimiento de

gas natural, en particular a la VIII Región, mayor polo de consumo de energía. Respecto de los costos de distribución primaria, la evaluación se focalizó en los escenarios A y C debido a que son soluciones con alta capacidad de suministro de gas natural, y por tanto con mayores posibilidades de ser implementados porque permitirían abastecer gas natural a centrales de ciclo combinado.

La evaluación económica de ambos escenarios permitió concluir que el escenario A es el mejor en términos de costo del gas natural puesto en el Gasoducto del Pacífico para la demanda base y también para la demanda base más dos centrales de ciclo combinado (5 MMm^3/día).

Como se muestra en el cuadro 8, en la comparación entre los Escenarios A y C, para escenario de demanda base más dos centrales de ciclo combinado, se consideraron tres partidas:

i) Tarifa de Infraestructura

ii) Tarifa por uso del terminal de GNL Quintero aplicable al GNL que una vez gasificado se transporta por gasoducto a la VIII Región y

iii) Precio CIF del GNL puesto en el terminal que corresponde a cada escenario evaluado, esto es, GNL Quintero en el Escenario A y FSRU en el Escenario C.

Cuadro 8. Costo de abastecimiento de gas natural en la VIII Región (Concepción). Comparación entre escenarios A y C.

Escenario	Tarifa Infraestructura (USD/MM BTU)	Tarifa Terminal Quintero (1) (USD/MM BTU)	Precio (2) GNL CIF Terminal USD/MM BTU	Costo Gas Natural (USD/MM BTU)
A (Gasoducto)	1,06	1,31	10,06	**12,43**
C (FSRU)	1,38	-	12,56	**13,94**

Notas: (1) Incluye servicio de recepción y descarga de naves, almacenamiento de GNL, regasificación y entrega de Gas Natural en Quillota; (2) HH = 5,27 USD/MMBTU

En consecuencia, los cálculos de las tarifas de distribución, así como la simulación de demanda de gas natural, utilizarán el Escenario A como alternativa de suministro primario.

Demandas Totales Proyectadas

Los resultados para la demanda de gas natural, a nivel regional, en cada uno de los escenarios de demanda simulados (Alto, Base y Bajo) se presenta en la tabla siguiente.

Cuadro 9. Demandas regionales de gas natural proyectadas en distintos escenarios de penetración de gas natural.

REGIÓN	DEMANDA DE GAS NATURAL (m^3/d)		
	ESCENARIO ALTO	ESCENARIO BASE	ESCENARIO BAJO
VIII	2.020.914	1.927.655	1.834.397
IX	563.034	514.315	467.069
X	880.443	744.350	612.669
XIV	504.184	480.625	457.067
XI	188.270	154.887	121.504
TOTAL	**4.156.845**	**3.821.832**	**3.492.706**

Se observa que en los distintos escenarios de penetración de gas natural simulados, la VIII Región da cuenta del principal polo de demanda, con porcentajes del total que varían entre el 48,6 % en el escenario alto a 52,5% en el escenario bajo. Este resultado es lógico por cuanto en el escenario alto se generan mayores demandas por efectos de sustitución de leña, incrementando de esta manera la demanda en las regiones al sur de la VIII, las que presentan mayores tasas de penetración de leña.

Tarifas de Distribución

Las tarifas de distribución determinadas para las 82 ciudades fluctúan entre 16,36 USD/MMBTU a 44,37 USD/MMBTU. La gran mayoría de las ciudades (67) presenta tarifas de distribución inferiores al precio proyectado para el GLP (26,52 USD/MMBTU). En las 15

restantes, las tarifas de distribución de gas natural superan al precio del GLP. Adicionalmente, cabe destacar que si bien estas ciudades, con la excepción de Hualpén, representan sólo el 0,5% de la demanda, para lograr su abastecimiento con gas natural, los costos de inversión y operación totales del proyecto se incrementan en 12,3% y 8,5%, respectivamente. De esta manera, en estos casos resultaría más eficiente sobre todo considerando que en general son ciudades de tamaño pequeño, evaluar la introducción de GLP como combustible alternativo a la leña.

Al analizar la estructura de la tarifa se observa que, en general, el mayor componente corresponde a la distribución terciaria (C_3), exclusiva para clientes residenciales. La mayoría de las ciudades presenta costos de distribución terciaria bajo los 15 USD/MMBTU.

En el cuadro siguiente se presentan, a modo de ejemplo, los resultados relativos a las tarifas resultantes en las 19 ciudades que hoy se encuentran bajo condición de saturación por material particulado fino, para los distintos escenarios de penetración de gas natural. En primer lugar se analiza el efecto de la demanda en la tarifa (Escenario de costos no socializados), y posteriormente se presentan los resultados relativos a introducir una política de socialización de costos.

Cuadro 10. Efecto de la demanda en la tarifa de distribución de gas natural. Ciudades bajo condición de saturación. Costos de distribución no socializados

CIUDAD	TARIFA DE DISTRIBUCIÓN (USD/MMBTU)			VARIACIÓN PORCENTUAL RESPECTO DE ESCENARIO BASE	
	ESCENARIO ALTO	ESCENARIO BASE	ESCENARIO BAJO	ESCENARIO ALTO	ESCENARIO BAJO
CONCEPCION	19,87	19,55	19,06	1,6%	-2,5%
CORONEL	22,42	22,46	22,51	-0,2%	0,2%
CHIGUAYANTE	19,81	19,79	19,71	0,1%	-0,4%
HUALQUI	20,73	20,91	20,66	-0,8%	-1,2%
LOTA	22,26	22,31	22,35	-0,2%	0,2%
PENCO	17,62	17,66	17,71	-0,3%	0,3%
SAN PEDRO DE LA PAZ	18,19	18,09	17,90	0,6%	-1,0%
TALCAHUANO	19,43	18,95	18,32	2,5%	-3,3%
TOME	17,75	17,76	17,75	-0,1%	-0,1%
HUALPEN	35,99	36,03	36,08	-0,1%	0,1%

CIUDAD	TARIFA DE DISTRIBUCIÓN (USD/MMBTU)			VARIACIÓN PORCENTUAL RESPECTO DE ESCENARIO BASE	
	ESCENARIO ALTO	ESCENARIO BASE	ESCENARIO BAJO	ESCENARIO ALTO	ESCENARIO BAJO
LOS ANGELES	19,55	19,47	19,30	0,4%	-0,9%
CHILLAN	19,48	19,38	19,18	0,5%	-1,0%
CHILLAN VIEJO	19,06	19,11	19,16	-0,2%	0,2%
TEMUCO	18,62	18,67	18,71	-0,3%	0,3%
PADRE LAS CASAS	18,61	18,66	18,70	-0,3%	0,3%
PUERTO MONTT	16,08	16,36	16,64	-1,7%	1,7%
OSORNO	18,12	18,40	18,70	-1,5%	1,6%
COIHAIQUE	18,43	18,70	19,01	-1,4%	1,7%
VALDIVIA	19,79	20,07	20,35	-1,4%	1,4%
			PROMEDIO	**-0,1%**	**-0,1%**

En la tabla anterior se observa un leve efecto de la demanda en las tarifas, registrándose para los escenarios alto y bajo, variaciones porcentuales promedio de -0,1%. Se observa que en algunas ciudades aumenta la tarifa en la medida que aumenta la demanda, mientras que en otras se verifica un comportamiento opuesto. En general, las ciudades en las cuales se verifica un aumento de la tarifa con la demanda, corresponden a aquellas ciudades que en la actualidad cuentan con redes de distribución de gas natural (ejemplo Concepción), principalmente abasteciendo sectores de la población de mayores ingresos. Los nuevos clientes que ingresan, corresponden a clientes de menores ingresos, con menores consumos unitarios de energía, lo que se traduce en tarifas que derivan de muchos nuevos clientes (alta inversión) con un consumo potencial relativamente bajo (recordar que el mayor componente tarifario corresponde en general a la distribución terciaria).

En el cuadro 11 se muestran los resultados relativos a la comparación de las tarifas de distribución de gas natural, para el escenario basal de demanda, entre escenarios que consideran socialización de costos y aquéllos que se basan en el cálculo de la tarifa por sector. Cabe recordar que se han evaluado dos casos de socialización de costos. El primero de ellos corresponde a la socialización exclusiva de los costos de distribución primaria, mientras que en el segundo caso se ha evaluado el efecto de socializar los costos de distribución primaria y secundaria.

Se observa que al socializar los costos de distribución primaria (C_1), se verifica, en general, una disminución de las tarifas en porcentajes que varían entre 0,3 y 0,7%. La única excepción corresponde a 20 localidades de la VIII Región (cuyo incremento se ha resaltado en rojo en el Cuadro 11). Estas localidades son abastecidas mediante camiones cisternas desde Pemuco y presentan consumos proyectados de gas natural relativamente bajos. En todo caso, la variación porcentual de la tarifa (positiva o negativa) es de escasa magnitud, debido a que los costos de distribución primaria, constituyen el componente de menor participación en la tarifa de distribución final.

El mayor efecto de una política de socialización de costos se observa en el caso de socializar los costos de distribución primaria y secundaria (C_1+C_2). Bajo este criterio de tarificación, se observan aumentos de la tarifa, entre 2.3% y 2.5%, en todas las ciudades abastecidas primariamente por gasoductos (Gasoducto del Valle Central, Gasoducto a Temuco y Gasoducto entre Calbuco y Puerto Montt). Este resultado es lógico por cuanto, al socializar los costos de distribución secundaria (C_2), incorporan en su tarifa un componente que en el escenario socializado no existía. En efecto, cabe recordar que todas estas ciudades no incluían costos de distribución secundaria.

Cuadro 11. Efecto de la socialización de costos en la tarifa de distribución de gas natural. Escenario basal de demanda.

CIUDAD	TARIFA DE DISTRIBUCIÓN, P_{GN} (USD/MMBTU)			VARIACIÓN PORCENTUAL RESPECTO DE ESCENARIO NO SOCIALIZADO	
	C1 Socializado	(C1+C2) Socializado	No Socializado	C1 Socializado	(C1+C2) Socializado
VIII REGIÓN					
CONCEPCIÓN	19,47	19,98	19,55	-0,4%	2,2%
CORONEL	22,39	22,90	22,46	-0,4%	1,9%
CHIGUAYANTE	19,71	20,22	19,79	-0,4%	2,2%
HUALQUI	21,40	20,04	20,91	2,3%	-4,1%
LOTA	22,23	22,74	22,31	-0,4%	1,9%
PENCO	17,58	18,09	17,66	-0,4%	2,4%
SAN PEDRO DE LA PAZ	18,01	18,52	18,09	-0,4%	2,4%
SANTA JUANA	31,56	**26,16**	31,07	1,6%	-15,8%
TALCAHUANO	18,87	19,38	18,95	-0,4%	2,3%
TOMÉ	18,25	17,51	17,77	2,7%	-1,4%
HUALPÉN	35,96	36,47	36,04	-0,2%	1,2%

CIUDAD	TARIFA DE DISTRIBUCIÓN, P_{GN} (USD/MMBTU)			VARIACIÓN PORCENTUAL RESPECTO DE ESCENARIO NO SOCIALIZADO	
	C1 Socializado	(C1+C2) Socializado	No Socializado	C1 Socializado	(C1+C2) Socializado
LEBU	24,07	22,71	23,58	2,1%	-3,7%
ARAUCO	24,82	25,33	24,89	-0,3%	1,7%
CAÑETE	23,36	21,95	22,87	2,1%	-4,0%
CURANILAHUE	25,75	24,21	25,27	1,9%	-4,2%
LOS ÁLAMOS	44,86	**39,70**	44,38	1,1%	-10,5%
LOS ÁNGELES	19,39	19,90	19,47	-0,4%	2,2%
CABRERO	21,01	20,29	20,52	2,4%	-1,1%
LAJA	18,27	18,78	18,35	-0,4%	2,4%
MULCHÉN	24,63	25,14	24,71	-0,3%	1,7%
NACIMIENTO	23,24	22,77	23,32	-0,3%	-2,4%
NEGRETE	29,08	**23,67**	28,59	1,7%	-17,2%
QUILLECO	35,26	**27,66**	34,77	1,4%	-20,5%
SANTA BÁRBARA	27,32	**23,22**	26,83	1,8%	-13,5%
TUCAPEL	29,51	**26,11**	29,02	1,7%	-10,0%
YUMBEL	19,89	19,06	19,40	2,5%	-1,8%
CHILLAN	19,30	19,81	19,38	-0,4%	2,2%
BULNES	23,20	21,77	22,72	2,1%	-4,2%
COELEMU	21,17	19,61	20,68	2,4%	-5,2%
COIHUECO	35,66	**29,28**	35,17	1,4%	-16,8%
CHILLAN VIEJO	19,03	19,54	19,11	-0,4%	2,3%
PINTO	18,26	18,77	18,34	-0,4%	2,4%
QUILLÓN	24,88	**21,96**	24,40	2,0%	-10,0%
QUIRIHUE	23,82	21,57	23,34	2,1%	-7,6%
SAN CARLOS	23,19	22,06	22,70	2,1%	-2,8%
YUNGAY	26,10	24,01	25,62	1,9%	-6,3%
IX REGIÓN					
TEMUCO	18,59	19,10	18,67	-0,4%	2,3%
CARAHUE	28,44	26,79	28,54	-0,4%	-6,1%
CUNCO	23,04	20,57	23,15	-0,5%	-11,2%
GORBEA	28,49	24,38	28,60	-0,4%	-14,7%
LAUTARO	18,00	18,51	18,08	-0,4%	2,4%
LONCOCHE	24,78	23,30	24,89	-0,4%	-6,4%
NUEVA IMPERIAL	22,69	20,54	22,79	-0,5%	-9,9%
PADRE LAS CASAS	18,58	19,09	18,66	-0,4%	2,3%
PITRUFQUEN	20,14	18,66	20,25	-0,5%	-7,8%

CIUDAD	TARIFA DE DISTRIBUCIÓN, P_{GN} (USD/MMBTU)			VARIACIÓN PORCENTUAL RESPECTO DE ESCENARIO NO SOCIALIZADO	
	C1 Socializado	(C1+C2) Socializado	No Socializado	C1 Socializado	(C1+C2) Socializado
PUCON	21,26	19,59	21,37	-0,5%	-8,3%
TEODORO SCHMIDT	40,60	33,75	40,71	-0,3%	-17,1%
VILCÚN	30,15	24,71	30,26	-0,4%	-18,3%
VILLARRICA	25,14	23,68	25,25	-0,4%	-6,2%
ANGOL	19,86	18,34	19,97	-0,5%	-8,1%
COLLIPULLI	18,83	19,34	18,91	-0,4%	2,3%
CURACAUTÍN	22,10	20,30	22,21	-0,5%	-8,6%
LUMACO	26,38	21,53	26,48	-0,4%	-18,7%
PUREN	25,68	22,73	25,79	-0,4%	-11,8%
RENAICO	29,94	25,33	30,05	-0,4%	-15,7%
TRAIGUEN	22,43	20,38	22,54	-0,5%	-9,6%
VICTORIA	18,45	18,96	18,53	-0,4%	2,3%
X REGIÓN					
PUERTO MONTT	16,20	16,71	16,31	-0,7%	2,5%
CALBUCO	18,63	19,14	18,74	-0,6%	2,1%
FRUTILLAR	19,91	18,55	20,01	-0,5%	-7,3%
LOS MUERMOS	19,57	18,00	19,68	-0,5%	-8,5%
LLANQUIHUE	19,18	18,25	19,29	-0,6%	-5,4%
MAULLÍN	21,49	19,27	21,60	-0,5%	-10,8%
PUERTO VARAS	18,61	17,96	18,72	-0,6%	-4,1%
CASTRO	19,27	18,39	19,38	-0,6%	-5,1%
VIII REGIÓN					
ANCUD	18,70	18,06	18,81	-0,6%	-4,0%
CHONCHI	20,11	18,24	20,22	-0,5%	-9,8%
DALCAHUE	18,69	17,40	18,80	-0,6%	-7,4%
QUELLON	20,27	18,88	20,38	-0,5%	-7,3%
OSORNO	18,24	17,70	18,35	-0,6%	-3,5%
PURRANQUE	32,35	27,76	32,46	-0,3%	-14,5%
XIV REGIÓN					
VALDIVIA	19,91	19,14	20,02	-0,5%	-4,4%
LANCO	23,58	21,99	23,69	-0,5%	-7,2%
LOS LAGOS	24,61	23,43	24,72	-0,4%	-5,2%
MARIQUINA	22,69	21,86	22,79	-0,5%	-4,1%
PAILLACO	21,91	20,00	22,02	-0,5%	-9,2%
PANGUIPULLI	30,91	26,86	31,02	-0,3%	-13,4%

CIUDAD	TARIFA DE DISTRIBUCIÓN, P_{GN} (USD/MMBTU)			VARIACIÓN PORCENTUAL RESPECTO DE ESCENARIO NO SOCIALIZADO	
	C1 Socializado	(C1+C2) Socializado	No Socializado	C1 Socializado	(C1+C2) Socializado
LA UNIÓN	20,76	20,02	20,87	-0,5%	-4,0%
FUTRONO	23,63	21,18	23,74	-0,5%	-10,8%
RIO BUENO	20,47	19,09	20,58	-0,5%	-7,2%
XI REGIÓN					
COYHAIQUE	18,53	16,59	18,64	-0,6%	-11,0%
AYSÉN	18,90	17,00	19,00	-0,6%	-10,5%

El resto de las ciudades, esto es, aquellas que no se encuentran conectadas a gasoductos, se ven beneficiadas en términos de la disminución de las tarifas en este escenario de socialización de costos. Se observa que la disminución de las tarifas fluctúa entre 1,1% (Cabrero) y % 20,5% (Santa Bárbara). En general, las mayores disminuciones de tarifas (sobre 10%) se verifican en ciudades pequeñas y alejadas, que presentan los mayores costos de distribución secundaria y en consecuencia se ven beneficiadas por las socialización de éstos.

Por otro lado se observa que al socializar los costos de distribución secundaria, varias de estas ciudades disminuyen sus tarifas al punto se ser competitivas con el precio del GLP (26,52 USD/MMBTU en el escenario de precios proyectados al año 2018), cambiando su condición respecto de una estructura de costos no socializada (Santa Juana, Negrete, Santa Bárbara, Tucapel, Quillón, Vilcún y Gorbea).

7. Beneficios

Beneficios en Salud Pública

El resumen de los beneficios en salud generados producto de mejoras en la calidad del aire, derivadas de la reducción de emisiones de material particulado fino se presentan en el cuadro siguiente, para cada uno de los escenarios de demanda simulados. Cabe señalar que estos niveles de beneficios corresponden a los máximos esperados, ya que como se indicara previamente, la reducción de emisiones que lleva a estos beneficios no considera posibles

reducciones asociadas a la progresiva entrada en vigencia de distintos PDA hacia el año 2018.

Cuadro 12. Beneficios en salud generados por la reducción de los niveles ambientales de material particulado fino ($MP_{2,5}$) a nivel regional.

	BENEFICIOS EN SALUD (MM USD/AÑO)		
REGIÓN	**ESCENARIO BAJO**	**ESCENARIO BASE**	**ESCENARIO ALTO**
VIII	117,37	162,50	207,64
IX	133,66	184,02	234,38
X	207,14	288,20	369,27
XI	11,36	15,58	19,80
XIV	30,00	40,89	51,77
TOTAL	**499,54**	**691,19**	**882,85**

Se estima que los beneficios esperados en salud fluctuarían entre los 499,5 a 882,9 millones de USD/año.

Por otro lado, como se observa en el cuadro siguiente, considerando solamente las actuales comunas en situación de saturación por material particulado, se estima que el beneficio en salud para los distintos escenarios de penetración de gas natural correspondería a 673,01 MMUSD/año por concepto de muertes evitadas en el escenario base (97.4% de los beneficios totales en salud). La misma situación se verifica para los escenarios de baja y alta demanda, en los cuales los beneficios calculados para las ciudades en condición de saturación explican el 96,3% y 97,9% de los beneficios totales, respectivamente.

Adicionalmente, resulta interesante resaltar que un porcentaje importante de los beneficios calculados (entre cerca del 80% y 100% en todos los escenarios) derivan de la sustitución de leña por gas natural en el sector residencial, resultado lógico por cuanto la mayor fuente emisora de material particulado fino corresponde a la combustión residencial de leña (ver Tabla A.9.13 en Anexo 9).

Cuadro 13. Beneficios en salud generados por la reducción de los niveles ambientales de material particulado fino ($MP_{2,5}$). Ciudades en condición de saturación.

CIUDAD	BENEFICIOS EN SALUD (MM USD/AÑO)			PROPORCIÓN DE LOS BENEFICIOS EN SALUD DEBIDO AL CAMBIO DE ENERGÉTICO EN EL SECTOR RESIDENCIAL (%)		
	ESCENARIO BAJO	ESCENARIO BASE	ESCENARIO ALTO	ESCENARIO BAJO	ESCENARIO BASE	ESCENARIO ALTO
CONCEPCIÓN	25,65	35,86	46,07	99,3%	99,5%	99,6%
CORONEL	4,54	6,23	7,92	93,6%	95,4%	96,4%
CHIGUAYANTE	12,88	18,04	23,19	100,0%	100,0%	100,0%
HUALQUI	0,78	1,09	1,41	100,0%	100,0%	100,0%
LOTA	1,39	1,94	2,48	97,3%	98,1%	98,5%
PENCO	2,45	3,36	4,26	92,3%	94,4%	95,6%
SAN PEDRO DE LA PAZ	5,23	7,32	9,40	99,5%	99,6%	99,7%
TALCAHUANO	4,58	6,16	7,74	100,0%	100,0%	100,0%
TOMÉ	2,93	4,11	5,28	86,1%	89,7%	91,8%
HUALPÉN	0,40	0,57	0,73	99,8%	99,8%	99,9%
LOS ÁNGELES	19,11	26,70	34,28	99,9%	99,9%	99,9%
CHILLÁN	33,53	46,95	60,37	98,9%	98,9%	98,9%
CHILLÁN VIEJO	0,77	1,08	1,38	79,9%	79,9%	79,9%
TEMUCO	123,72	173,16	222,60	98,9%	98,9%	98,9%
PADRE LAS CASAS	2,30	3,22	4,14	99,7%	99,7%	99,7%
PUERTO MONTT	127,16	177,88	228,61	100,0%	100,0%	100,0%
OSORNO	75,82	106,16	136,49	99,1%	99,3%	99,5%
COYHAIQUE	10,56	14,78	19,00	99,1%	99,1%	99,1%
VALDIVIA	27,54	38,42	49,31	97,8%	97,8%	97,8%
TOTAL	**481,35**	**673,01**	**864,67**	-	-	-

Impactos proyectados en recaudación de IVA por venta de gas natural.

Los cambios futuros en recaudación de IVA, respecto de la situación actual, por concepto de venta de gas natural en los distintos escenarios de demanda y para los precios proyectados al año 2018, se muestran en el cuadro siguiente.

Cuadro 15. Cambios en la recaudación proyectada de impuesto IVA (MM USD/año) para distintos niveles de penetración de gas natural.

REGIÓN	CAMBIO EN LA RECAUDACIÓN DE IVA* (MM USD/AÑO)		
	ESCENARIO BAJO	ESCENARIO BASE	ESCENARIO ALTO
VIII	-1,53	-2,14	-2,75
IX	-0,29	-0,41	-0,52
X	-1,96	-2,74	-3,52
XI	-0,51	-0,72	-0,92
XIV	-0,27	-0,37	-0,48
TOTAL	**-4,56**	**-6,38**	**-8,20**

Para los distintos escenarios de demanda de gas natural y teniendo en consideración el supuesto que la totalidad de la leña será comercializada formalmente (pagando IVA), se estima una disminución en la recaudación tributaria cercana a los 6,4 MM USD /año, en el escenario basal de demanda. La disminución de la recaudación podría ascender a 8,2 MM USD/año en el escenario alto de demanda de gas natural.

La disminución en la recaudación de IVA se explica en gran medida por el aumento global de eficiencia energética de los equipos de calefacción residencial. Al sustituir un calefactor a leña antiguo, de baja eficiencia, por un calefactor a gas natural de mayor eficiencia, se logra un ahorro de energía, disminuyendo los consumos brutos de energía para calefacción, como se describe en la sección siguiente.

Beneficios producto de la reducción de consumo de energía

El resumen de los cambios en la intensidad energética de la calefacción en las zonas urbanas del sur del país se muestra en el cuadro siguiente.

Cuadro 16. Cambio en la Intensidad energética del sector residencial de las regiones del sur del país para distintos escenarios de penetración de gas natural.

REGIÓN	CAMBIO INTENSIDAD ENERGÉTICA SECTOR RESIDENCIAL					
	ESCENARIO BAJO		ESCENARIO BASE		ESCENARIO ALTO	
	(TCAL/AÑO)	%	(TCAL/AÑO)	%	(TCAL/AÑO)	%
VIII	-362,99	-10,1%	-490,25	-13,7%	-617,50	-17,2%
IX	-248,23	-8,1%	-312,70	-10,2%	-377,17	-12,3%
X	-539,23	-10,3%	-718,91	-13,7%	-898,60	-17,1%
XI	-134,35	-11,8%	-179,90	-15,8%	-225,45	-19,8%
XIV	-107,63	-8,3%	-139,78	-10,8%	-171,92	-13,3%
TOTAL	**-1.392,42**	**-9,7%**	**-1.841,54**	**-12,8%**	**-2.290,65**	**-16,0%**

8. Análisis Costo-Beneficio

En el cuadro siguiente se muestra el resumen de los costos anualizados de capital[8] y operación de los sistemas de distribución de gas natural, junto con los beneficios en salud, derivados de la sustitución de energéticos por gas natural. Se observa que los beneficios derivados del abastecimiento estable y competitivo de gas natural, superan con creces los costos de inversión y operación de los sistemas de distribución de gas natural. Cabe resaltar que el análisis Costo- Beneficio sólo considera los beneficios en salud pública, no involucrando en dicho análisis otras externalidades derivadas de la solución propuesta (aumento de la dependencia energética del país, fluctuaciones no previstas de precios del gas en el mercado internacional, entre otras).

[8]Anualizados considerando una tasa de descuento del 7% y una vida económica de 20 años.

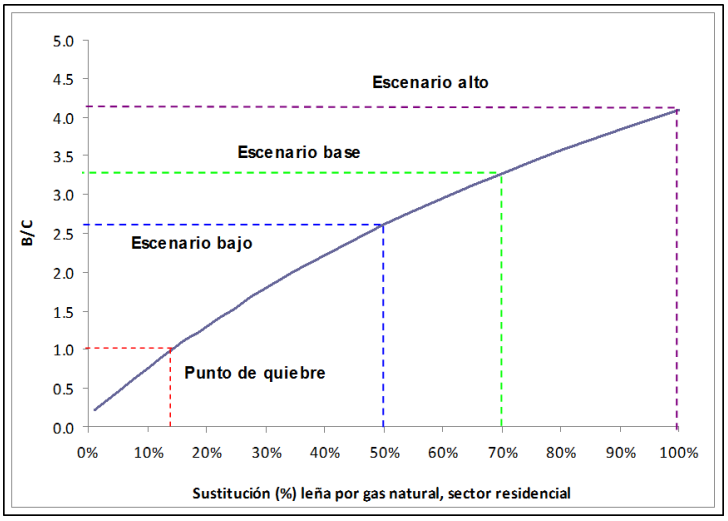
Cuadro 17. Beneficios en salud y costos del desarrollo de sistemas de distribución de gas natural en las zonas urbanas del sur del país.

REGIÓN	(MM USD/AÑO)					
	ESCENARIO BAJO		ESCENARIO BASE		ESCENARIO ALTO	
	BENEFICIO	COSTO	BENEFICIO	COSTO	BENEFICIO	COSTO
VIII	117,34	86,10	162,47	92,54	207,61	99,38
IX	133,66	30,87	184,02	34,12	234,38	37,32
X	207,14	34,54	288,21	40,65	369,27	46,35
XI	11,38	11,44	15,59	13,63	19,81	15,73
XIV	30,01	28,52	40,89	29,68	51,77	30,98
TOTAL	499,53	191,46	691,19	210,63	882,85	229,76
RAZÓN B/C	2,6		3,3		3,8	

Nota: B/C: Razón Beneficio- Costo.

Se observa que la relación beneficio – costo (B/C) corresponde a 2,6; 3,3 y 3,8 para los escenarios de sustitución de leña por gas natural bajo, base y alto, respectivamente. Cuando la relación B/C es mayor que 1,0 implica que los beneficios superan a los costos del proyecto. En el caso de los escenarios de sustitución de leña por gas natural, la relación beneficio-costo aumenta en la medida que la sustitución es mayor en el sector residencial.

Relación Beneficio – Costo (B/C) versus nivel de sustitución de leña por gas natural en el sector residencial de las zonas urbanas del sur del país.



9. Cambio en las Emisiones de GEI

En el cuadro siguiente se presentan los resultados relativos al cambio en las emisiones de GEI respecto del escenario actual a nivel regional, en los tres escenarios de demanda simulados (Alto, Base y Bajo).

Cuadro 18. Cambio en las emisiones de GEI por efecto del cambio en la matriz energética de las ciudades comprendidas en el área de estudio.

Región	Cambio en las emisiones de GEI[1] (Ton CO_{2e} /año)		
	Escenario Bajo	Escenario Base	Escenario Alto
VIII	-543.585	-686.085	-828.584
IX	-314.761	-387.477	-460.105
X	-638.081	-843.266	-1.049.433
XIV	-206.217	-242.740	-279.262
XI	-149.323	-199.123	-248.924
Total	**-1.851.967**	**-2.358.691**	**-2.866.308**

Notas: (1): (Emisiones actuales –Emisiones futuras)

En la tabla anterior se observa que, al contrario de lo esperado, en todos los escenarios de demanda simulados las emisiones de GEI (totales y por región) caen ostensiblemente. Las emisiones totales disminuyen anualmente un rango que varía desde 1.851.967 (Ton CO_{2e}/año) en el escenario de menor demanda a 2.866.308 (Ton CO_{2e}/año) en el escenario alto. Estos valores corresponden a una disminución porcentual de las emisiones totales del país entre 3,1% y 4,8%, respecto de las emisiones nacionales totales declaradas por el Estado de Chile a la Convención Marco de las Naciones Unidas sobre Cambio Climático[9] (MMA, 2011). La disminución de emisiones se debe al desplazamiento importante de combustibles líquidos derivados del petróleo[10], los que son naturalmente reemplazados por gas natural por efectos de las tarifas estimadas para este energético, las cuales en todos los escenarios simulados, están por debajo de GLP, Diesel y FO. Esta situación refleja una clara externalidad positiva de la introducción de gas natural, el que no sólo genera beneficios por

[9] 59.672.000 Ton/año para el año base 2006

[10] Los combustibles líquidos derivados del petróleo tienen factores de emisión de CO_{2e} superiores al gas natural

efectos del desplazamiento parcial de leña, sino que además logra desplazar combustibles líquidos derivados del petróleo, más caros y contaminantes que el gas natural.

10. Subsidios al gas natural

A continuación se presentan los resultados relativos a dos casos evaluados para modelos de subsidios al gas natural en el sector residencial. Cabe señalar que ambos ejemplos representarían niveles de subsidio máximos, dado que considera la aplicación de esta política pública a los quintiles de menores ingresos.

10.1. Modelo de subsidio a los cuatro primeros quintiles de ingreso (Modelo 2).

Escenario Basal de Demanda. Costos de Distribución no socializados: En el escenario basal de demanda y bajo esta modalidad de subsidio, el monto total a subsidiar al sector residencial ascendería a **198,65 MM USD/Año**.

Cuadro 19. Subsidios a aplicar por ciudad. Desagregación por quintiles. Escenario basal de demanda de gas natural. Modelo de subsidio 2. Costos no socializados.

REGIÓN	CIUDAD	SUBSIDIO (MMUSD/AÑO)				
		QUINTIL I	QUINTIL II	QUINTIL III	QUINTIL IV	TOTAL
VIII	CONCEPCION	0,63	1,28	2,17	1,29	5,37
VIII	CORONEL	2,34	1,20	0,62	0,40	4,56
VIII	CHIGUAYANTE	1,04	1,63	1,06	0,77	4,49
VIII	HUALQUI	0,82	0,52	0,26	0,16	1,75
VIII	LOTA	1,07	0,69	0,51	0,16	2,43
VIII	PENCO	1,59	1,45	0,94	0,86	4,84
VIII	SAN PEDRO DE LA PAZ	1,17	1,61	1,13	2,59	6,50
VIII	TALCAHUANO	2,00	0,23	0,54	0,66	3,43
VIII	TOME	3,68	1,09	1,36	0,66	6,79
VIII	HUALPEN	0,14	0,09	0,13	0,19	0,55
VIII	LOS ANGELES	2,75	1,74	1,82	2,59	8,91
VIII	CHILLAN	1,47	1,80	2,29	3,69	9,25
VIII	CHILLAN VIEJO	0,55	0,28	0,45	0,51	1,79
IX	TEMUCO	6,46	7,77	4,23	6,24	24,70

REGIÓN	CIUDAD	SUBSIDIO (MMUSD/AÑO)				
		QUINTIL I	QUINTIL II	QUINTIL III	QUINTIL IV	TOTAL
IX	PADRE LAS CASAS	0,71	1,25	0,92	1,32	4,19
X	PUERTO MONTT	6,94	9,04	10,45	22,40	48,84
X	OSORNO	4,92	5,85	4,24	9,04	24,05
XI	COIHAIQUE	3,24	4,40	3,47	8,97	20,07
XIV	VALDIVIA	3,99	3,49	4,48	4,16	16,12
	TOTALES	**45,50**	**45,43**	**41,07**	**66,66**	**198,65**

Efecto de la Demanda de gas natural en los montos a subsidiar.

En la tabla siguiente se comparan los montos totales a subsidiar por ciudad entre los distintos escenarios de demanda. Sólo se presentan los resultados totales por cuanto, en términos generales la proporción entre quintiles de ingreso se mantiene.

Cuadro 20. Subsidios totales por ciudad. Comparación entre distintos escenarios de demanda de gas natural. Modelo de subsidio 2. Costos no socializados.

REGIÓN	CIUDAD	SUBSIDIO TOTAL (MM USD/AÑO)		
		ESCENARIO BAJO	ESCENARIO BASE	ESCENARIO ALTO
VIII	CONCEPCION	4,79	5,37	9,24
VIII	CORONEL	3,22	4,56	6,21
VIII	CHIGUAYANTE	4,73	4,49	9,12
VIII	HUALQUI	1,22	1,75	2,35
VIII	LOTA	1,68	2,43	3,24
VIII	PENCO	3,63	4,84	6,99
VIII	SAN PEDRO DE LA PAZ	5,32	6,50	10,26
VIII	TALCAHUANO	2,88	3,43	5,56
VIII	TOME	4,71	6,79	9,09
VIII	HUALPEN	0,43	0,55	0,83
VIII	LOS ANGELES	7,72	8,91	14,88
VIII	CHILLAN	7,73	9,25	14,90
VIII	CHILLAN VIEJO	1,80	1,79	3,47
IX	TEMUCO	21,98	24,70	42,40
IX	PADRE LAS CASAS	3,27	4,19	6,31
X	PUERTO MONTT	48,77	48,84	94,08
X	OSORNO	21,61	24,05	41,68
XI	COIHAIQUE	17,84	20,07	34,42

REGIÓN	CIUDAD	SUBSIDIO TOTAL (MM USD/AÑO)		
		ESCENARIO BAJO	ESCENARIO BASE	ESCENARIO ALTO
XIV	VALDIVIA	12,59	16,12	24,29
	TOTALES	175,91	198,65	339,33

Efecto de la socialización de costos de distribución en los montos a subsidiar.

A continuación se presentan los resultados relativos a los subsidios a aplicar bajo un escenario de precios socializados. Sólo se presentan los resultados correspondientes al escenario basal de demanda, por cuanto se ha determinado que es en este escenario que se logran los efectos ambientales esperados a un menor costo para el Estado.

Cuadro 21. Subsidios totales por ciudad. Efecto de la socialización de costos de distribución. Escenario basal de demanda. Modelo de Subsidio 2.

REGIÓN	CIUDAD	SUBSIDIO TOTAL (MM USD/AÑO)		
		COSTOS NO SOCIALIZADOS	C_1 SOCIALIZADO	(C_1+C_2) SOCIALIZADOS
VIII	CONCEPCION	5,37	5,34	5,57
VIII	CORONEL	4,56	4,53	4,73
VIII	CHIGUAYANTE	4,49	4,46	4,65
VIII	HUALQUI	1,75	1,74	1,82
VIII	LOTA	2,43	2,42	2,52
VIII	PENCO	4,84	4,81	5,02
VIII	SAN PEDRO DE LA PAZ	6,50	6,46	6,74
VIII	TALCAHUANO	3,43	3,40	3,55
VIII	TOME	6,79	6,75	7,04
VIII	HUALPEN	0,55	0,54	0,57
VIII	LOS ANGELES	8,91	8,85	9,24
VIII	CHILLAN	9,25	9,19	9,59
VIII	CHILLAN VIEJO	1,79	1,78	1,86
IX	TEMUCO	24,70	24,53	25,60
IX	PADRE LAS CASAS	4,19	4,17	4,35
X	PUERTO MONTT	48,84	48,51	50,63
X	OSORNO	24,05	23,89	24,93
XI	COIHAIQUE	20,07	19,94	20,81
XIV	VALDIVIA	16,12	16,01	16,71
	TOTALES	198,65	197,32	205,93

En la tabla anterior se observa que al socializar los costos de distribución primaria (C_1), los montos totales a subsidiar caen levemente (198,65 MMUSD/año a 197,32 MMUSD/año), verificándose un efecto despreciable de la socialización de costos primarios en los montos a subsidiar.

Por el contrario, en el caso de la socialización de los costos de distribución primaria y secundaria (C_1+C_2), los montos a subsidiar se incrementan en cerca de 8,6 MMUSD/año, por efectos del aumento de las tarifas en las mayoría de las ciudades. Cabe recordar que al socializar los costos de distribución primaria y secundaria, se verificaba un aumento del orden del 2,5% en la tarifa en todas las ciudades conectadas a gasoductos, esto es la totalidad de las ciudades saturadas, con la excepción de Valdivia, Osorno y Coyhaique.

En conclusión, se observa que el efecto de socializar los costos de distribución tiene un efecto relativamente bajo en los montos a subsidiar, respecto al caso de una estructura tarifaria no socializada, verificándose variaciones entre -0.7% (Costos de distribución primaria socializados) y 3,7% (costos de distribución primaria y secundaria socializados).

10.2. Modelo de subsidio a los cinco quintiles (Modelo 1)

En el cuadro siguiente se presentan los resultados relativos al **modelo de subsidio 1**, esto es aplicar la política pública a **todos los quintiles** de ingreso de las 19 ciudades bajo condición de saturación. Los resultados mostrados corresponden al escenario **basal de demanda** por cuanto se ha determinado que en este escenario se cumple la meta ambiental perseguida (lograr sacar de situación de saturación a 19 ciudades).

Cuadro 22. Subsidios totales por ciudad. Efecto de la socialización de costos de distribución. Escenario basal de demanda. Modelo de Subsidio 1.

REGIÓN	CIUDAD	SUBSIDIO TOTAL (MM USD/AÑO)		
		COSTOS NO SOCIALIZADOS	C_1 SOCIALIZADO	(C_1+C_2) SOCIALIZADOS
VIII	CONCEPCION	7,00	6,95	7,25
VIII	CORONEL	4,70	4,67	4,87
VIII	CHIGUAYANTE	6,90	6,85	7,15
VIII	HUALQUI	1,78	1,77	1,85
VIII	LOTA	2,45	2,43	2,54
VIII	PENCO	5,30	5,26	5,49
VIII	SAN PEDRO DE LA PAZ	7,77	7,71	8,05
VIII	TALCAHUANO	4,21	4,18	4,36
VIII	TOME	6,88	6,84	7,14
VIII	HUALPEN	0,63	0,62	0,65
VIII	LOS ANGELES	11,27	11,19	11,68
VIII	CHILLAN	11,28	11,21	11,70
VIII	CHILLAN VIEJO	2,63	2,61	2,72
IX	TEMUCO	32,10	31,88	33,28
IX	PADRE LAS CASAS	4,78	4,75	4,95
X	PUERTO MONTT	71,23	70,75	73,84
X	OSORNO	31,56	31,34	32,71
XI	COIHAIQUE	26,06	25,88	27,01
XIV	VALDIVIA	18,39	18,27	19,06
	TOTALES	**256,90**	**255,18**	**266,31**

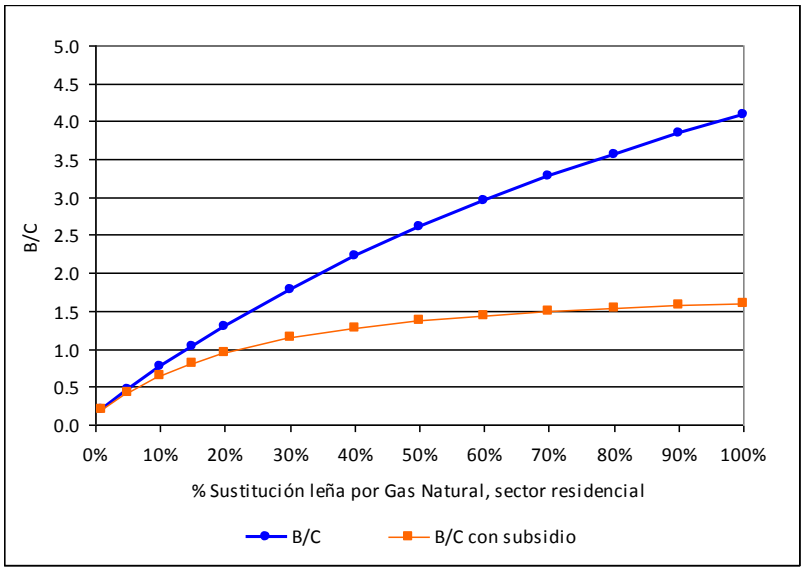
En la tabla anterior se observa, que si el grupo objetivo del subsidio incorpora el quintil V, en el escenario basal de demanda y en un escenario de costos de distribución no socializados, el monto total a subsidiar asciende a **256,90 MMUSD/año**, representando un incremento de 29,3 % respecto del modelo anterior que considera un subsidio direccionado a los cuatro primeros quintiles (198,65 MMUSD/año). Este monto desciende levemente en un escenario de socialización de costos de distribución primaria (255,18 MMUSD/año), mientras que al socializar los costos de distribución primaria y secundaria, los subsidios se incrementarían a 266,31 MMUSD/año. Estos resultados indicarían que este modelo de subsidio no se justificaría económicamente debido a dos razones fundamentales: i) el objetivo ambiental perseguido se logra subsidiando los 4 primeros quintiles y ii) el nivel de

tarifas de gas natural determinadas hacen prever que el quintil de mayores ingresos (V), o al menos gran parte de él, se cambiaría fácilmente a gas natural, sin necesidad de mayor apoyo estatal.

10.3. Efecto del subsidio al gas en la Razón Costo-Beneficio del proyecto.

En la figura siguiente se muestran los resultados relativos al efecto de los subsidios (Modelo 1, sin socialización de costos) en las curvas B/C, en función del grado de sustitución de leña. Se puede observar que la relación beneficio – costo (B/C), si bien disminuye en magnitud en los casos de aplicar subsidios, los beneficios siguen superando los costos cuando la sustitución de leña por gas natural en todos los escenarios de demanda simulados.

Efecto del subsidio en la curva Beneficio/Costo del Proyecto.



1. INTRODUCCIÓN

La biomasa representa un componente importante de la matriz energética nacional, dando cuenta, al año 2013, del 29,0 % del consumo de energía primaria, equivalente a 98.456 Tcal (Ministerio de Energía, 2014). Este consumo se concentra fundamentalmente en el sector residencial (34.891 Tcal), representando el 58,4% del consumo total de energía de este sector (Figura 1). La utilización masiva de este energético, especialmente en la zona sur del país, se explica en gran medida por su precio reducido respecto de otras fuentes de energía, patrones culturales y baja inversión asociada a los equipos utilizados para su conversión.

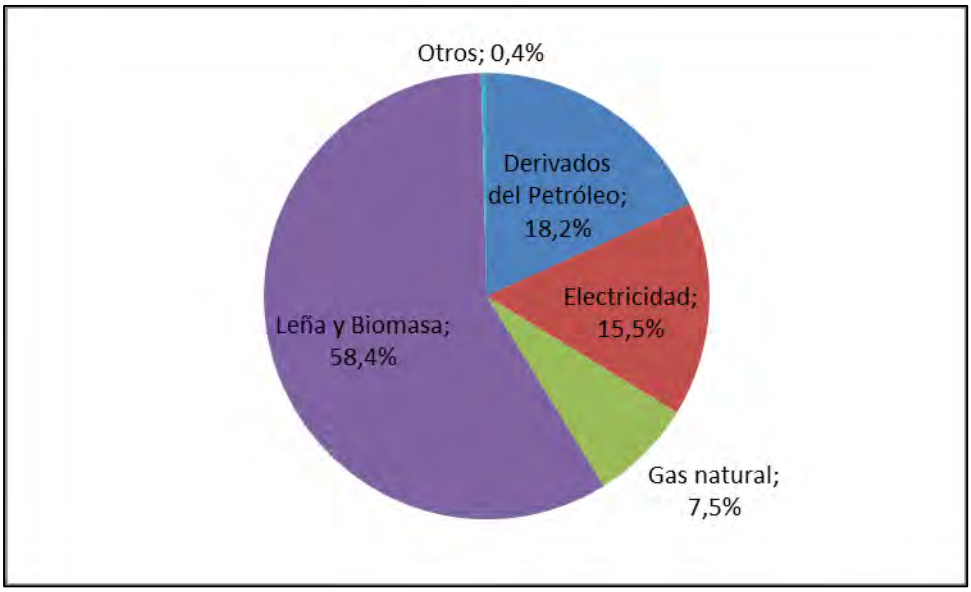


Figura 1. Matriz energética del sector residencial en Chile

(Fuente: Elaboración propia a partir de Balance Nacional de Energía 2013, Ministerio de Energía)

El uso masivo de leña en los hogares ha traído como consecuencia una serie de externalidades ambientales negativas, entre ellas el deterioro de la calidad del aire en las zonas pobladas en las cuales este energético tiene mayor penetración. En efecto, actualmente un número importante de ciudades del centro-sur de Chile presentan altos índices de concentraciones ambientales de material particulado respirable (MP_{10}) y fino

($MP_{2,5}$), situación que se acentúa en los meses de invierno. Esta situación ha llevado a la declaración de zona saturada por MP_{10} y/o $MP_{2,5}$ de varias ciudades del centro y sur del país, entre ellas Chillán y Chillán Viejo (MMA, 2013 a), Temuco y Padre Las Casas, (MMA, 2013 b), Osorno (MMA, 2012 a) y Coyhaique (MMA, 2012 b), esperándose que esta situación se extienda próximamente a otras ciudades (MMA, 2014).

La preocupación de las autoridades sanitarias y ambientales respecto de los niveles de $MP_{2.5}$ se basa en la evidencia científica sobre los efectos de la exposición de la población a este contaminante. Diversos estudios internacionales han relacionado los efectos adversos en la salud de individuos que se exponen a ambientes con elevadas concentraciones de $MP_{2,5}$. En un estudio realizado en Chile, Cakmak et al. (2007) muestran para Santiago que el porcentaje de muertes por enfermedades respiratorias se acerca al 5% para personas menores de 65 años, mientras si se consideran individuos mayores a 85 años esta cifra aumenta a 14%. Por otro lado, Polichetti (2009) concluye que la exposición a material particulado puede generar también un aumento en las probabilidades de desarrollar y agravar enfermedades respiratorias cardiovasculares. Cohen et al. (2005) y Kappos et al. (2004) correlacionan concentraciones elevadas de $MP_{2,5}$ con estas enfermedades. Finalmente, Krewski et al. (2009) concluyen que el número de muertos por cáncer pulmonar aumenta alrededor de 3% por cada aumento de 10 $\mu g/m^3$ en $MP_{2,5}$.

Otro problema relacionado al uso de leña está asociado al alto grado de informalidad de su comercialización en el país, lo que se traduce en impactos tributarios asociados a pérdidas en la recaudación de IVA. Se estima que el porcentaje de hogares que no recibe un documento legal por la adquisición de leña supera el 80% en la zona sur, calculándose una cifra cercana a los 15 millones de dólares en impuestos no recaudados (Universidad de Chile, 2006). Estas estimaciones coinciden con datos recopilados por la Universidad de Concepción en estudios recientes llevados a cabo en el Valle Central de la Región de O´Higgins (Universidad de Concepción, 2009) y Talca (Universidad de Concepción, 2012) En ellos se determinó que sobre el 75% de la población declara no recibir boletas al momento de efectuar compras de leña.

La problemática planteada en los párrafos anteriores indica que es necesario evaluar alternativas energéticas para calefacción que permitan mitigar los actuales impactos derivados del uso de la leña, en la zona sur del país. De ellas, una que se visualizaría eficaz corresponde al uso de gas natural. No obstante, la zona sur del país carece actualmente de infraestructura que permita el abastecimiento de gas a las ciudades que concentran la mayor cantidad de habitantes. En efecto, en el sur del país sólo existe una red de gas natural en la VIII Región, la cual a través del Gasoducto del Pacífico e Innergy Transportes, abastece directamente a clientes industriales, y por medio de una red de distribución, provee de gas a algunas zonas de Chillán, Los Ángeles y el Concepción Metropolitano. El suministro de gas en esa región proviene en forma reducida desde Argentina y desde Quintero vía terrestre alimentando con GNL la Planta Satélite de Regasificación de Pemuco para suministro de gas natural del complejo de ENAP Refinerías (ver figura 2). Entre las regiones IX y XI no existen redes de gas natural, mientras que Temuco sólo cuenta con gas de red de propano-aire en algunos sectores de la ciudad.



Figura 2. Trazado Gasoducto del Pacífico. VIII Región

En el presente estudio se evalúan los costos de implementar una red de gas natural en la zona sur del país, entre las regiones VIII y XI, que permita sustituir, entre otros energéticos,

a la leña. Esta evaluación considera diversas alternativas, entre ellas una red convencional mediante gasoductos, o virtual mediante camiones o buques, para ciudades cuya población supere los 5.000 habitantes. Adicionalmente, se estiman los impactos asociados a la implementación de una red de gas natural, en términos de mejoras en la calidad del aire, reducción de pérdidas tributarias, entre otros.

2. OBJETIVOS

2.1. Objetivo General

Evaluar el costo-beneficio de implementar una red de gas natural en ciudades con consumo intensivo de leña.

2.2. Objetivos Específicos

2.2.1. Evaluar alternativas de red de gas natural, ya sea vía sistema de GNL (marítimo y/o terrestre) con Planta Satélite de Regasificación o extensión de red de gasoductos, en ciudades entre las regiones VIII y XI y estimar las inversiones y costos operacionales.

2.2.2. Determinar y caracterizar los consumos actuales, en período anual, de leña, pellet, GLP, gas de red, kerosene, diesel y energía eléctrica (para calefacción) para el sector residencial, comercial e industrial por ciudad entre las regiones VIII y XI. Asimismo, estimar los consumos de diesel, carbón, GLP, pellet y leña para generación eléctrica y para el sector industrial fuera de los radios urbanos entre las regiones VIII y XI. Estimar, para todos los casos, gastos asociados a dichos consumos.

2.2.3. Estimar y analizar, por medio de un modelo de simulación, tanto la demanda potencial anual de gas natural por ciudad como los consumos potenciales fuera del radio urbano, modelando sustitución de leña, pellet, GLP, gas de red, kerosene, diesel, carbón y energía eléctrica (para calefacción) por gas natural, estableciendo las tarifas asociadas, bajo distintos criterios de tarificación y rentabilidad. Todo lo anterior considerando distintos escenarios de penetración de gas natural, señalando y justificando los criterios considerados para cada escenario propuesto.

2.2.4. Estimar los impactos asociados a la sustitución de leña por gas natural, específicamente asociados a: i) mayor ingreso por tributación (IVA), ii) menores consumos de energía producto de una mayor eficiencia energética de los artefactos a gas natural, iii)

reducción de riesgos de incendios, iv) otros impactos. Determinar el aumento de emisiones de Gases de Efecto Invernadero (GEI) producto del consumo de gas natural y evaluar la disminución del efecto invernadero asociada a la reducción de "Black carbón" contenido en el material particulado. Determinar el costo asociado a una compensación en bonos de carbono.

2.2.5. Proponer y evaluar diferentes medidas destinadas a mitigar el impacto del uso de leña.

3. ACTIVIDADES ASOCIADAS A LOS DISTINTOS OBJETIVOS ESPECÍFICOS

3.1. Actividades asociadas al objetivo específico 2.2.1

3.1.1. Evaluar alternativas de transporte y suministro de gas natural para ciudades de más de 5.000 habitantes entre las regiones VIII y XI, considerando la infraestructura y cadena de abastecimiento actual y proyectada (por la industria) en el país. Se evaluaron las siguientes alternativas y combinaciones de ellas:

i) Vía sistema de cabotaje marítimo de GNL con Planta Satélite de Regasificación (PSR).

ii) Vía sistema de transporte de GNL por medio de camiones cisterna y PSR.

ii) Vía gasoductos desde el Terminal de GNL Quintero hasta la red de gasoductos existentes en la VIII Región.

iv) Vía terminal y Planta Flotante (FSRU) localizada en la Bahía de Concepción

3.1.2. Estimar la inversión y los costos de operación de instalar una red de distribución de gas natural para ciudades de más de 5.000 habitantes entre las regiones VIII y XI. La estimación de inversión y costos de operación debe considerar sólo el área urbana de mayor densidad en las ciudades a evaluar. Se considerarán además las alternativas de suministro desarrolladas en la actividad anterior (3.1.1).

3.1.3. Determinar el costo de recambio de artefactos que utilizan leña, pellet, kerosene y energía eléctrica (calefacción) y la adecuación de aquellos artefactos que utilizan GLP y gas de red, para consumidores residenciales, comerciales e industriales.

3.2. Actividades asociadas al objetivo específico 2.2.2.

3.2.1. Estimar el consumo comercial e industrial anual, para el año 2013, y la estacionalidad de leña, pellet, GLP, gas de red, kerosene y diesel por ciudad (mayores a 5.000 habitantes) entre las regiones VIII y XI. Estimar los consumos de petróleo diesel,

carbón, GLP, pellet y leña para el sector industrial y para generación eléctrica fuera de los radios urbanos entre las regiones VIII y XI.

3.2.2. Utilizando los datos de la encuesta que se encuentra ejecutando el Ministerio del Medio Ambiente, que determina consumos energéticos y tipos de artefactos para tres ciudades de la zona sur del país, además de información relevante, estimar el consumo residencial anual de leña, pellet, GLP, gas de red y kerosene, así como su estacionalidad, para ciudades de tamaño mayor a 5.000 habitantes entre las regiones VIII y XI. Considerando los datos obtenidos de las ciudades encuestadas y otra información relevante, se debe extrapolar los consumos a las ciudades restantes de la zona a evaluar, contemplando factores tales como incremento de consumo en función de la latitud, artefactos utilizados, tipo de combustible que se consume, entre otros. Estimar la humedad de la leña.

3.2.3. Estimar los gastos anuales asociados al consumo de leña, pellet, GLP, gas de red, kerosene y diesel, por tipo de consumidor (residencial, comercial e industrial). Para ello se debe determinar el precio de leña, pellet, GLP, gas de red y kerosene y utilizar los consumos obtenidos en las actividades 3.2.1 y 3.2.2 del objetivo específico 2.2.2.

3.3. Actividades asociadas al objetivo específico 2.2.3.

3.3.1. Proponer y desarrollar un modelo de simulación (formato planilla) que calcule la demanda potencial de gas natural considerando distintos escenarios asociados a la sustitución de leña, pellet, GLP, gas de red, kerosene, diesel por gas natural. Los escenarios deben contemplar variables como:

a) Tipo de clientes dentro del área urbana (residencial, comercial, industrial)
b) Tipo de clientes fuera del área urbana (industrial, generación eléctrica)
c) Porcentaje de clientes residenciales dispuesto a cambiarse
d) Nivel socioeconómico de los clientes
e) Tamaño de ciudad

f) Región o zona a abarcar

g) Tipo de combustible y artefacto a sustituir

h) Otras variables relevantes a definir

3.3.2. Asimismo, el modelo de simulación debe permitir el cálculo tanto de la inversión como de los costos de operación óptimos de la red de transporte y distribución de gas natural, así como la determinación de la tarifa de gas (bajo distintos criterios de tarificación y rentabilidad) considerando para estos cálculos la demanda potencial estimada en el modelo (actividad 3.3.1 asociada al objetivo 2.2.3) y los costos obtenidos en las actividades 3.1.1 y 3.1.2, asociadas al objetivo 2.2.1), incorporados en el modelo.

3.3.3. Utilizando el modelo de simulación desarrollado en las actividades 3.3.1 y 3.3.2., proponer y analizar tres casos posibles de penetración de gas natural en ciudades mayores a 5000 habitantes entre las regiones VIII y XI y para consumos fuera del área urbana (industrial y generación eléctrica), indicando los supuestos y estimando el precio y demanda potencial y el gasto anual en gas natural.

3.4. Actividades asociadas al objetivo específico 2.2.4

3.4.1. Estimar el impacto en recaudación tributaria por cambio en la matriz energética de las ciudades.

3.4.2. A partir de información disponible, estimar la cantidad de venta de leña que no paga IVA, es decir, la cantidad de transacciones realizadas sin entrega de boleta o factura (mercado informal de leña). Determinar estos datos por ciudad.

3.4.3. A partir de la información generada en el punto anterior, cuantificar el IVA no pagado por concepto de evasión tributaria, teniendo en cuenta los gastos asociados al consumo de la leña, estimados en la actividad 3.2.3 del objetivo 2.2.3.

3.4.4. En base a los dos puntos anteriores más la estimación de ventas de gas natural para consumidores que compraban leña de manera informal en las ciudades en estudio y la tarifa estimada para el gas (ambos puntos reflejados como gastos asociados al consumo de gas natural estimados en la actividad 3.3.3 del objetivo 2.3), determinar la recaudación tributaria asociada al pago de IVA por uso de gas natural.

3.4.5. Beneficio asociado a los impactos en salud producto de la mejora en la calidad del aire por reducción de emisiones de material particulado.

3.4.6. Cuantificar monetariamente el beneficio producto de la reducción en el consumo de energía por la sustitución a artefactos más eficientes que utilizan gas natural. Para ello se debe considerar los consumos energéticos actuales (estimados en las actividades 3.2.1 y 3.2.2. asociadas al objetivo específico 2.2.2), los consumos proyectados que consideran una red de gas natural (que se pueden determinar a partir de la Actividad 3.3.3 del objetivo específico 2.2.3) y la eficiencia de cada artefacto (identificada en la Actividad 3.3.1 del objetivo específico 2.2.3).

3.4.7. Estimar monetariamente los beneficios asociados a la reducción de riesgo de incendio producto de la sustitución de leña por gas natural, considerando los consumos actuales de leña (estimados en Actividades 3.2.1 y 3.2.2) y los consumos proyectados que consideran una red de gas natural (que se pueden determinar a partir de la Actividad 3.3.3 del objetivo específico 2.2.3) e información relevante (estadísticas, estudios, publicaciones, bases de datos, entrevistas, encuestas realizadas)

3.4.8. Incorporar, si aplica, otros impactos y/o beneficios asociados a la implementación de la red de gas natural.

3.4.9. Determinar la emisión de gases efecto invernadero producto de la sustitución de leña (considerando aquellas que tienen manejo sustentable) por gas natural y evaluar la disminución del efecto invernadero asociadas a la reducción de "Black carbón" contenido en el material particulado. Con ambos datos, determinar el costo asociado a una compensación en bonos de carbono.

3.5. Actividades asociadas al objetivo específico 2.2.5.

3.5.1. Proponer medidas destinadas a mitigar el impacto del uso de leña, tales como restricciones a su utilización, exigencias sobre la calidad de ésta, posibles modelos de subsidio al gas natural, entre otras. Para cada medida se debe evaluar las ventajas y desventajas considerando entre otros factores, los impactos estimados en el objetivo 2.2.4. Para el caso del subsidio, para cada modelo se debe identificar el producto o servicio a subsidiar y el grupo objetivo al cual apuntaría cada programa.

3.5.2. Estimar y comparar el gasto público de cada una de las medidas identificadas en la actividad 3.5.1 con los gastos actuales en instrumentos de gestión ambiental (medidas de recambio de calefactores, PPDA, etc.) evaluando el redireccionamiento de actual gasto hacia subsidios. Dichos cálculos deben ser incorporados en el modelo de simulación desarrollado en el objetivo específico 2.2.3 con el propósito de simular los efectos de cada una en la demanda potencial, tarifa de gas natural y en los impactos estimados en el objetivo 2.2.4. Asimismo, se debe identificar la medida más adecuada y reformular y analizar los casos evaluados en la actividad 3.3.3 del objetivo específico 2.2.3.

4. METODOLOGÍA DE TRABAJO

A continuación se describe la metodología utilizada para cumplir los objetivos específicos planteados y actividades asociadas. La figura 3 presenta el esquema metodológico seguido en el estudio.

4.1. Definición del área de estudio.

El presente estudio considera la evaluación de alternativas de abastecimiento, transporte y distribución de gas natural en ciudades de más de 5.000 habitantes, situadas entre las regiones VIII y XI. En consecuencia, en primer lugar se debió recopilar información oficial relativa a la población de las distintas ciudades, de manera de delimitar adecuadamente el área de estudio. La población de cada una de las ciudades, así como el número de hogares y su distribución por quintil de ingreso, se obtuvo a partir de datos de la encuesta CASEN 2011 (MIDEPLAN, 2012). El listado de ciudades consideradas en el estudio, así como su población urbana, el total de viviendas y distribución por quintil se presenta en Anexo 1: "Ciudades comprendidas en el área de estudio".

4.2. Estimación del consumo comercial e industrial anual, para el año 2013, y la estacionalidad de leña, pellet, GLP, gas de red, kerosene por ciudad entre las regiones VIII y XI.

Para la estimación de los consumos comercial, fiscal, industrial y generación eléctrica en base anual, de distintos combustibles por ciudad se utilizó la información oficial contenida en las bases de datos que se generan de los reportes de emisiones exigidos por el D.S. N°138/2005 del Ministerio de Salud para el año 2013. Los datos originales, que corresponden a consumos mensuales de combustibles, fueron filtrados de manera de obtener un consolidado de los puntos de consumo correspondientes a las ciudades contenidas en el área de estudio.

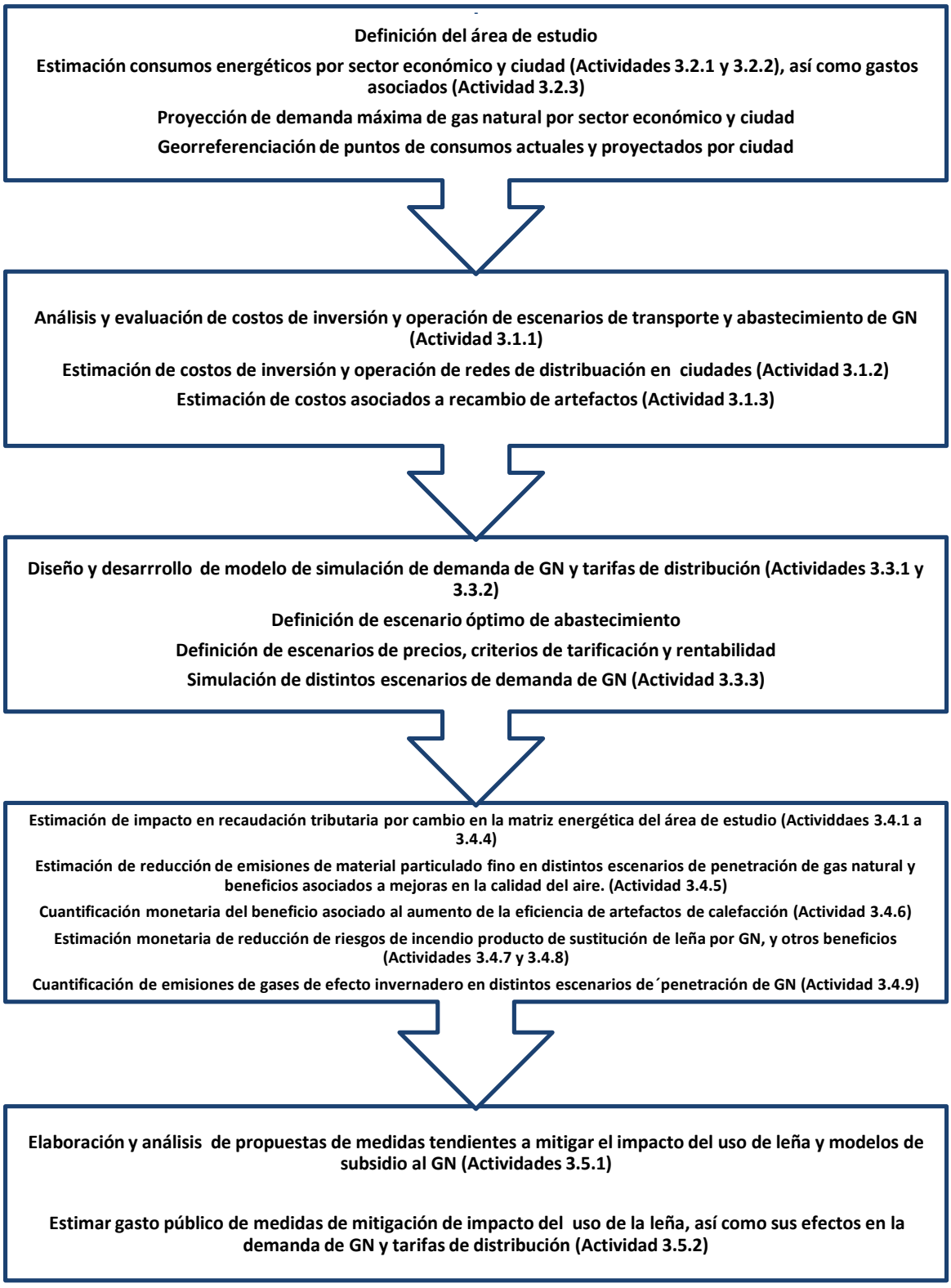


Figura 3. Esquema metodológico

4.3. Estimar el consumo residencial anual de leña, pellet, GLP, gas de red, kerosene y su estacionalidad, para ciudades de tamaño mayor a 5.000 habitantes entre las regiones VIII y XI.

Consumo residencial de leña

Para determinar el consumo de leña en los hogares en las zonas pobladas se utilizaron los datos de la encuesta CASEN 2006, dado que las versiones más recientes de la encuesta no registran información referente al consumo de leña[11]. Para el análisis se consideró sólo los hogares que pertenecían al área urbana de cada comuna.

A partir de los datos contenidos en dicha encuesta se determinó el nivel de penetración en el uso de leña en los hogares (porcentaje de viviendas que utiliza leña como combustible) así como el consumo medio de leña por hogar. Esta información fue procesada por quintil de ingreso y por ciudad.

Para establecer el componente estacional del consumo de leña en los hogares se utilizaron datos desagregados de consumo mensual de leña levantados en estudios previos desarrollados por la Universidad de Concepción en las ciudades de Talca (Universidad de Concepción, 2013) y Osorno (Universidad de Concepción, 2012). Se utilizó esta información para definir un perfil de consumo de leña característico para una zona poblada del sur de Chile.

La distribución de tipos de calefactores a leña fue determinada a partir de los datos generados por la encuesta elaborada durante el año 2014 por el Ministerio de Medio Ambiente, puesta a disposición de este estudio (CDT, MMA, 2014)

Toda la información respecto de los consumos residenciales de leña se incluyen en el Anexo 2.

[11] A la fecha de término de este estudio no se encontraban disponibles públicamente las bases de datos relativas a los consumos de leña de la Encuesta CASEN 2013.

Consumo residencial de GLP

El consumo promedio gas licuado de petróleo (GLP) en las zonas urbanas estudiadas se estimó en base a los datos de las encuestas CASEN 2009 y 2011. A partir de los datos contenidos en dicha encuesta, se estimaron los consumos promedio de este combustible por hogar y quintil de ingreso en las ciudades comprendidas en el área de estudio.

Consumo residencial de Kerosene.

Para la estimación del consumo de kerosene doméstico sólo se dispuso de la información generada por la Superintendencia de Electricidad y Combustibles (SEC) a nivel regional (SEC, 2014). Cabe señalar que los datos de la SEC no están desagregados a nivel comunal, por lo cual el consumo de kerosene por ciudad fue estimado mediante el cálculo del consumo promedio por habitante en cada una de ellas. Adicionalmente, se verificó[12] que en las comunas comprendidas en el área de estudio efectivamente existiese expendio de kerosene doméstico[13]. Dado que, a diferencia de los demás combustibles de uso doméstico, para los consumos de kerosene no existen registros estadísticos oficiales a nivel comunal, los datos estimados pudiesen presentar desviaciones respecto de los consumos reales.

Consumo de gas de cañería

El consumo de gas de cañería fue determinado a partir de datos contenidos en las encuestas CASEN 2006, 2009 y 2011. Cabe señalar que bajo la denominación "gas de cañería" se incluye Gas Natural, GLP distribuido por redes y Propano aire (en el caso de la ciudad de Temuco). Para diferenciar los consumos residenciales de gas natural en las ciudades que existe abastecimiento de este combustible (Gran Concepción, Chillán y Los Ángeles), se utilizó información proporcionada por INNERGY y GasSur.

[12] www.bencinaenlinea.cl

[13] Ciudades sin expendio de Kerosene: Hualqui, Negrete, Quilleco, Tucapel, Loncoche, Vilcún, Renaico, Purranque y Mariquina

4.4. Proyección de la demanda máxima (potencial) de gas natural en ciudades dentro del área de estudio.

A partir de los consumos de distintos combustibles determinados en las actividades anteriores (4.3 y 4.4), se procedió a determinar, a partir del Poder Calorífico Superior (PCS)[14] correspondiente y la eficiencia de los equipos calefactores (presentadas en Tabla 3), su equivalente energético. De esta manera se proyectó la demanda máxima potencial de gas natural en cada ciudad, a partir de los siguientes supuestos:

Procesos o actividades que eventualmente generarían demanda futura de gas natural:

- Procesos/actividades que actualmente utilizan sólo gas natural.
- Procesos diseñados para gas natural o gas de cañería y que hoy utilizan parcialmente gas natural (si existe disponibilidad), combustibles líquidos o GLP. Se considera que en un escenario de disponibilidad de gas natural estos procesos podrían verificar el cambio de combustibles en forma inmediata sin introducir cambios sustanciales en sus procesos.
- Procesos que utilizan combustibles líquidos y que para introducir gas natural en sus procesos requieren de cambios tecnológicos o adaptaciones, y en consecuencia de inversiones de diversa magnitud.
- Calefacción domiciliaria, independientemente de la fuente energética actual.
- Todos los consumos fiscales de combustibles para calefacción y o usos sanitarios.

Procesos que no generarían demanda agregada futura de gas natural:

- Procesos que utilizan gases residuales de sus propias operaciones y que en principio no tienen incentivos económicos para el recambio.
- Procesos que utilizan biomasas residuales
- Procesos que, por sus características tecnológicas de diseño y operación no pueden efectuar recambio de combustibles (ej. Centrales termoeléctricas a carbón, petcoke o biomasa).

14 Valores de PCS utilizados corresponden a los establecidos en el Balance Nacional de Energía 2013 (Ministerio de Energía, 2014)

4.5. Georreferenciación de consumos energéticos actuales.

A partir de los inventarios de consumos de combustibles actuales por ciudad, se generó una síntesis por comuna que contiene un resumen de los consumos por sector económico (residencial, comercial, fiscal e industrial), así como el número de habitantes y hogares urbanos. Esta información, bajo formato digital visualizable mediante Google Earth (archivo kmz) ha sido proporcionada al Ministerio de Energía.

4.6. Evaluación de alternativas de abastecimiento a redes de gas natural (Objetivo Específico 2.2.1).

4.6.1. Alternativas de transporte y suministro de gas natural. Actividad 3.1.1.

Esta actividad consistió en evaluar alternativas de transporte y suministro de gas natural, para ciudades de más de 5.000 habitantes entre las regiones VIII y XI, considerando la infraestructura y cadena de abastecimiento actual y proyectado.

Se evaluaron tres alternativas, o escenarios, de transporte y abastecimiento de gas natural (A, B y C). Estos escenarios son resumidos en la tabla 1.

Tabla 1. Resumen de alternativas de abastecimiento y transporte de gas natural evaluadas.

ESCENARIO	ORIGEN	DESTINO	MODALIDAD DE TRANSPORTE DE GAS NATURAL	OBJETIVO	INVERSIONES REQUERIDAS
A	Terminal GNL Quintero	VIII Región Temuco	Gasoductos Camiones desde Pemuco	Abastecimiento Regiones VIII y Norte de la IX	Gasoducto Valle Central Gasoducto de Distribución Secundaria a Temuco/Padre Las Casas
		Valdivia, Chiloé, Aysén **(Alternativa 1)**	Cabotaje Marítimo de GNL	Abastecimiento parcial de la IX Región y total de las Regiones X y XIV Abastecimiento de Chiloé y Aysén	Terminal de Recepción de GNL en Valdivia Almacenamiento y Patio de carga de camiones Terminales de Recepción de GNL. Almacenamiento y Patios de carga de cisternas en Puerto Chacabuco y Chiloé.
		Puerto Montt **(Alternativa 2)**	Cabotaje Marítimo de GNL	Abastecimiento Regiones X a XI. Abastecimiento parcial IX Región	Terminal de Recepción de GNL en Calbuco. Almacenamiento y Patio de carga de camiones y contenedores. Planta satélite de Regasificación (Calbuco) Gasoducto de Distribución Secundaria entre Calbuco y Puerto Montt.
B	Terminal GNL Quintero	Bahía de Concepción (Penco)	Cabotaje Marítimo de GNL	Abastecimiento VIII Región	Terminal de Recepción de GNL en Penco y Almacenamiento y Patio de carga de camiones y Planta Satélite de Regasificación.
		Valdivia, Chiloé, Aysén **(Alternativa 1)**	Cabotaje Marítimo de GNL	Abastecimiento total de la IX Región y total de las Regiones X y XIV Abastecimiento de Chiloé y Aysén	Terminal de Recepción de GNL en Valdivia Almacenamiento y Patio de carga de camiones Terminales de Recepción de GNL. Almacenamiento y Patios de carga de cisternas en Puerto Chacabuco y Chiloé.
		Puerto Montt **(Alternativa 2)**	Cabotaje Marítimo de GNL	Abastecimiento Regiones X a XI. Abastecimiento total IX Región	Terminal de Recepción de GNL en Calbuco. Almacenamiento y Patio de carga de camiones y contenedores. Planta satélite de Regasificación (Calbuco) Gasoducto de Distribución Secundaria entre Calbuco y Puerto Montt.

ESCENARIO	ORIGEN	DESTINO	MODALIDAD DE TRANSPORTE DE GAS NATURAL	OBJETIVO	INVERSIONES REQUERIDAS
C	USA	Bahía de Concepción (Penco)	Cabotaje Marítimo de GNL	Abastecimiento parcial VIII y IX Regiones	Terminal de Recepción de GNL en Bahía de Concepción (FSRU). Conexión Gasoducto del Pacífico
	VIII Región	Temuco	Gasoducto	Abastecimiento parcial IX Región	Gasoducto a Temuco
	Terminal GNL Quintero	Valdivia, Chiloé, Aysén **(Alternativa 1)**	Cabotaje Marítimo de GNL	Abastecimiento parcial de la IX Región y total de las Regiones X y XIV Abastecimiento de Chiloé y Aysén	Terminal de Recepción de GNL en Valdivia Almacenamiento y Patio de carga de camiones Terminales de Recepción de GNL. Almacenamiento y Patios de carga de cisternas en Puerto Chacabuco y Chiloé.
		Puerto Montt **(Alternativa 2)**	Cabotaje Marítimo de GNL	Abastecimiento Regiones X a XI. Abastecimiento parcial IX Región	Terminal de Recepción de GNL en Calbuco. Almacenamiento y Patio de carga de camiones y contenedores. Planta satélite de Regasificación (Calbuco) Gasoducto de Distribución Secundaria entre Calbuco y Puerto Montt.

4.6.1.1. Descripción general de los escenarios de abastecimiento de gas natural propuestos

Todos los escenarios de abastecimiento propuestos consideran tres componentes generales para la distribución de gas natural. Estos componentes se presentan esquemáticamente en la figura 4 y se describen a continuación.

- **Distribución primaria**: Corresponde a la red de abastecimiento de gas natural o GNL desde un punto de origen nacional del suministro hasta el ingreso a una determinada región o conjunto de regiones. Es el caso del gasoducto a la VIII Región, transporte de GNL vía cabotaje marítimo hasta distintos terminales de recepción, terrestre en camiones cisterna hasta Pemuco, desde el terminal GNL Quintero. También incluye el Terminal Flotante de Regasificación (FSRU).

- **Distribución secundaria**: Corresponde a la logística de distribución desde el punto de entrega de GNL o gas natural por parte de la red primaria hasta el ingreso a la red de distribución en ciudades. Así, la distribución secundaria incluye: Plantas Satélite de Regasificación (PSR), camiones cisterna y gasoductos de distribución.

- Distribución **terciaria**: Corresponde a la red de distribución de gas natural al interior de las ciudades hasta los distintos puntos de consumo.

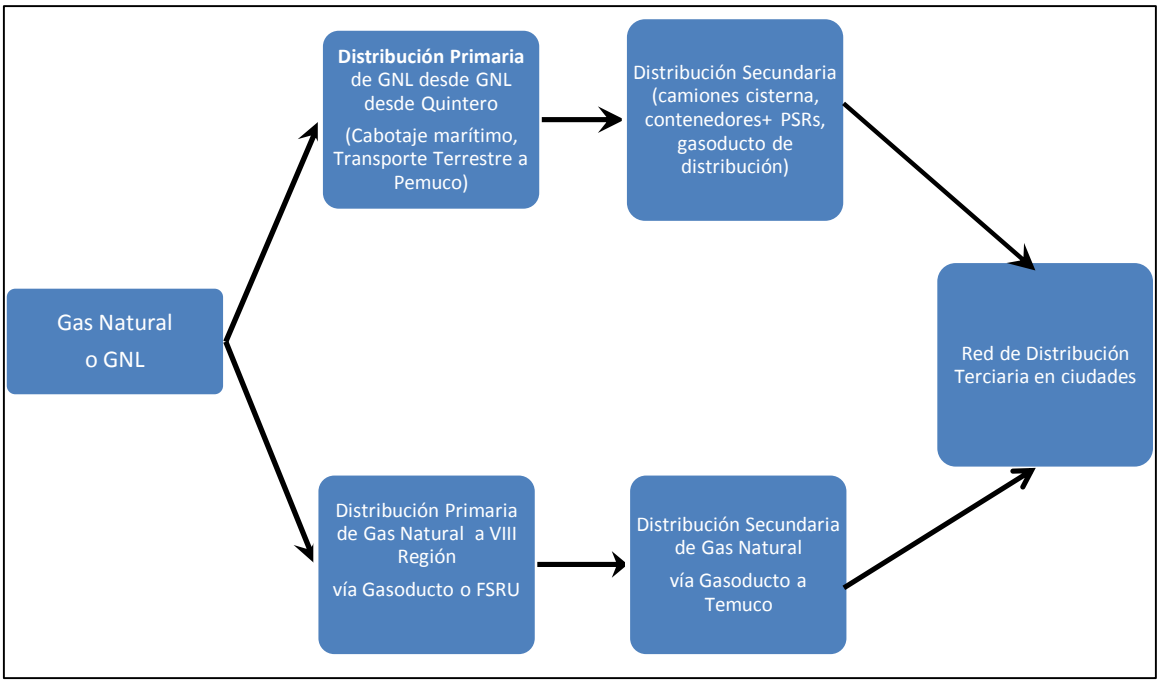


Figura 4. Esquemas de abastecimiento de gas natural

A continuación se describen los escenarios evaluados en sus componentes primarios y secundarios, cuya lógica de transporte se presenta en las figuras 5, 6 y 7. Más adelante se describe el componente terciario (Sección 4.6.2).

<u>Escenario A</u>. Extensión de red existente de gasoductos, combinado con cabotaje marítimo de GNL, sistema de transporte de GNL en camiones cisterna y Plantas Satélite de Regasificación (PSR)

Descripción del escenario (Figura 5): Este escenario considera el abastecimiento de parte de las regiones VIII y IX mediante dos nuevos gasoductos y sistema de cabotaje marítimo y transporte de GNL en camiones cisterna desde el Terminal GNL Quintero hacia el resto de las regiones (detalles de la evaluación de gasoductos y sistemas de cabotaje marítimo se presenta en Anexo 3 “Sistemas de Abastecimiento Primario”).

Nuevos gasoductos.

i) Gasoducto Valle Central que conectaría con gasoducto existente en la VIII Región.

ii) Gasoducto a Temuco/Padre las Casas que conectaría desde gasoducto existente cerca de la ciudad de Nacimiento en la VIII Región.

El denominado Gasoducto Valle Central aprovecharía la capacidad del terminal de GNL Quintero y transporte de gas natural hacia la Región Metropolitana a través del gasoducto existente de Electrogas S.A.[15] Para llevar el gas natural hacia el sur el proyecto considera construir un gasoducto entre la Región Metropolitana (sector de Chena) y la VIII Región que se conecte, en la localidad de Pinto, con el gasoducto de propiedad de Gasoducto del Pacífico[16], construido originalmente para traer gas natural desde Argentina. El abastecimiento de las ciudades de la VIII Región no conectadas al gasoducto existente se realizaría vía camiones cisterna desde Quintero vía Pemuco.

El segundo gasoducto transportaría gas natural desde la estación de transferencia de Nacimiento, de propiedad de Gasoducto del Pacífico, hasta las comunas de Temuco y Padre Las Casas, mediante un trazado que permitiría además el abastecimiento de las ciudades intermedias Mulchén, Collipulli, Victoria y Lautaro.

Sistema de cabotaje marítimo de GNL.

Para el abastecimiento primario de las ciudades no conectadas a la red de gasoductos antes descrita, se evaluaron dos alternativas de cabotaje marítimo de GNL desde el Terminal GNL Quintero.

La primera alternativa considera el transporte de GNL desde Quintero en buques metaneros hacia tres Terminales de Recepción de GNL en Valdivia, Puerto Chacabuco y Chiloé, respectivamente. Cada uno de estos terminales dispondría de un sistema de descarga de GNL, estanque de almacenamiento y patio de carga de camiones cisterna de GNL. Desde cada terminal se establece la red de distribución secundaria hacia las distintas ciudades.

[15] Gasoducto que se extiende entre la V Región (Quillota) y la Región Metropolitana (San Bernardo). En servicio desde 1998.

[16] Gasoducto en servicio desde 1999, construido para transportar gas natural desde Neuquén (Argentina) a la Región del Biobío, así como gas natural proveniente del Terminal GNL Quintero desde la planta de Regasificación Pemuco hacia ENAP Refinería Biobío.

Desde el Terminal en Valdivia se verificaría el abastecimiento secundario de GNL a las ciudades de la IX Región (excepto Mulchén, Collipulli, Victoria, Lautaro, Temuco y Padre Las Casas, conectadas al nuevo gasoducto), las ciudades de la X Región (excepto la isla de Chiloé, que contaría con terminal propio) y de la XIV Región.

En este escenario el abastecimiento primario de GNL de la isla de Chiloé y de la XI Región se también se realizaría a través de cabotaje nacional de GNL con buques dedicados que se cargan en el Terminal Quintero. En el caso de Chiloé, el Terminal de Recepción de GNL se construiría en la cercanía de Castro. En el caso de Aysén, el Terminal de recepción de GNL se construiría en Puerto Chacabuco. En todos los casos de Terminales para descarga de GNL se considera utilizar muelles existentes, para reducir la inversión, adecuándolos para recepción de barcos metaneros pequeños y descarga de GNL. A la fecha y dado el alcance del presente estudio que no considera Ingeniería Conceptual, se verificó que el calado y la eslora de los buques les permitirían operar en las bahías de interés. En el futuro debería desarrollarse la Ingeniería conceptual considerando la normativa aplicable, para cada caso, de manera de asegurar la factibilidad de la operación y la obtención de los permisos necesarios.

La segunda alternativa de cabotaje marítimo considera el transporte de GNL vía buques metaneros desde el terminal GNL Quintero hacia un único terminal de recepción ubicado en las cercanías de la ciudad de Puerto Montt (Calbuco).

Este terminal dispondría de un sistema de descarga de GNL, estanque de almacenamiento, PSR y patio de carga de camiones cisterna y contenedores de GNL. Desde este terminal se verificaría el abastecimiento secundario mediante camiones cisterna de ciudades ubicadas en las regiones IX, X y XIV, mientras que la XI región sería abastecida mediante contendores que serían transportados en barcazas hasta Puerto Chacabuco. El abastecimiento de la ciudad de Puerto Montt se efectuaría mediante gasoducto de distribución alimentado desde la PSR ubicada en el terminal.

Finalmente, en cada cuidad abastecida por GNL, en cualquiera de las dos alternativas, existirá una Planta Satélite de Regasificación (PSR), que permitirá regasificar el GNL e inyectar gas natural a la red de distribución local (abastecimiento terciario).

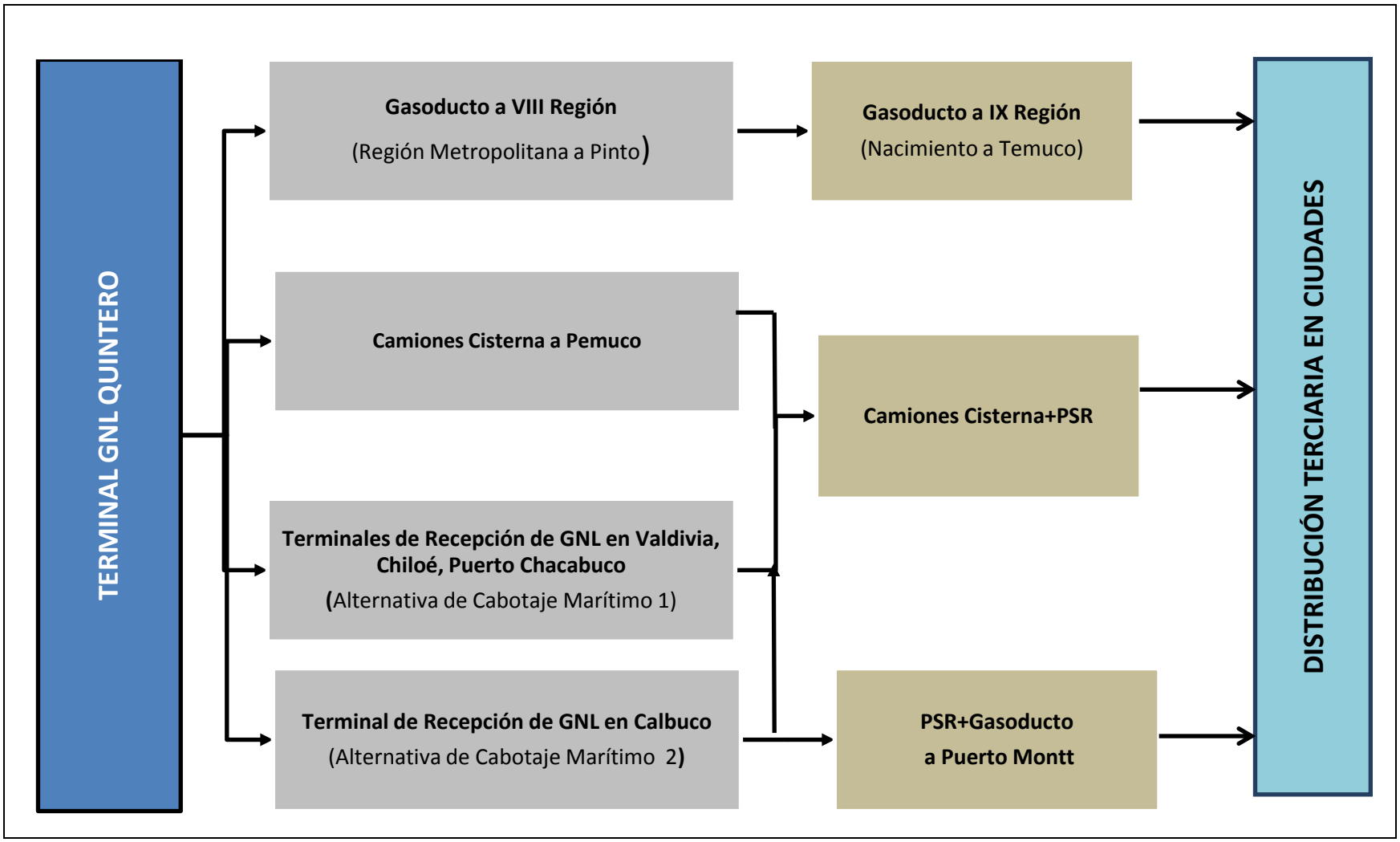


Figura 5. Lógica de Transporte de GNL y Gas Natural. Escenario A.

<u>Escenario B</u>. Cabotaje marítimo de GNL desde Terminal Quintero, combinado con sistema de transporte de GNL en camiones hacia las ciudades de destino y Plantas Satélite de Regasificación (PSR).

Descripción del escenario (Figura 6): Esta alternativa considera el transporte de GNL mediante buques desde el Terminal Quintero hasta distintos terminales de recepción en el sur del país, cada uno de los cuales dispone de las instalaciones para descargar los barcos metaneros, almacenar el GNL y cargas camiones cisterna.

En este escenario se supone que ninguno de los gasoductos planteados (Valle Central y a Temuco) en el escenario anterior (A) se construye.

El abastecimiento de la VIII Región, en lo que se refiere a las ciudades que actualmente no están conectadas a la red de Gasoductos, se verificaría mediante camiones cisterna, desde un Terminal de recepción de GNL ubicado en las bahías de San Vicente o Concepción aprovechando muelles existentes. En lo que se refiere a las ciudades conectadas a la red de gasoductos el abastecimiento de gas natural se efectuaría, desde unidades de vaporización de GNL, a través de la red de gasoductos existentes.

Para efectos de esta evaluación se ha considerado, en forma preliminar, que el terminal estaría en la bahía de Concepción (Penco). Esta opción ha sido escogida, considerando que no se identifican diferencias relevantes de costo y que la opción localizada en la bahía de Concepción (Penco) permite la conexión al Gasoducto del Pacífico en su sección de alta presión. En el futuro debería desarrollarse la Ingeniería conceptual considerando la normativa aplicable, para cada caso, de manera de confirmar cuál es la opción más eficiente para asegurar la factibilidad de la operación y la obtención de los permisos necesarios.

De la misma manera que en el escenario A, para el abastecimiento de las regiones IX, X, XIV y XI se evaluaron dos alternativas de cabotaje marítimo de GNL: i) hacia tres terminales de recepción ubicados en Valdivia, Chiloé y Puerto Chacabuco, ii) hacia un único terminal ubicado en las cercanías de Puerto Montt (ver descripción de alternativas de cabotaje marítimo en la sección anterior, escenario A).

Finalmente, en cada cuidad abastecida por GNL, existirá una Planta Satélite de Regasificación (PSR), que permitirá regasificar el GNL e inyectar gas natural a la red de distribución local.

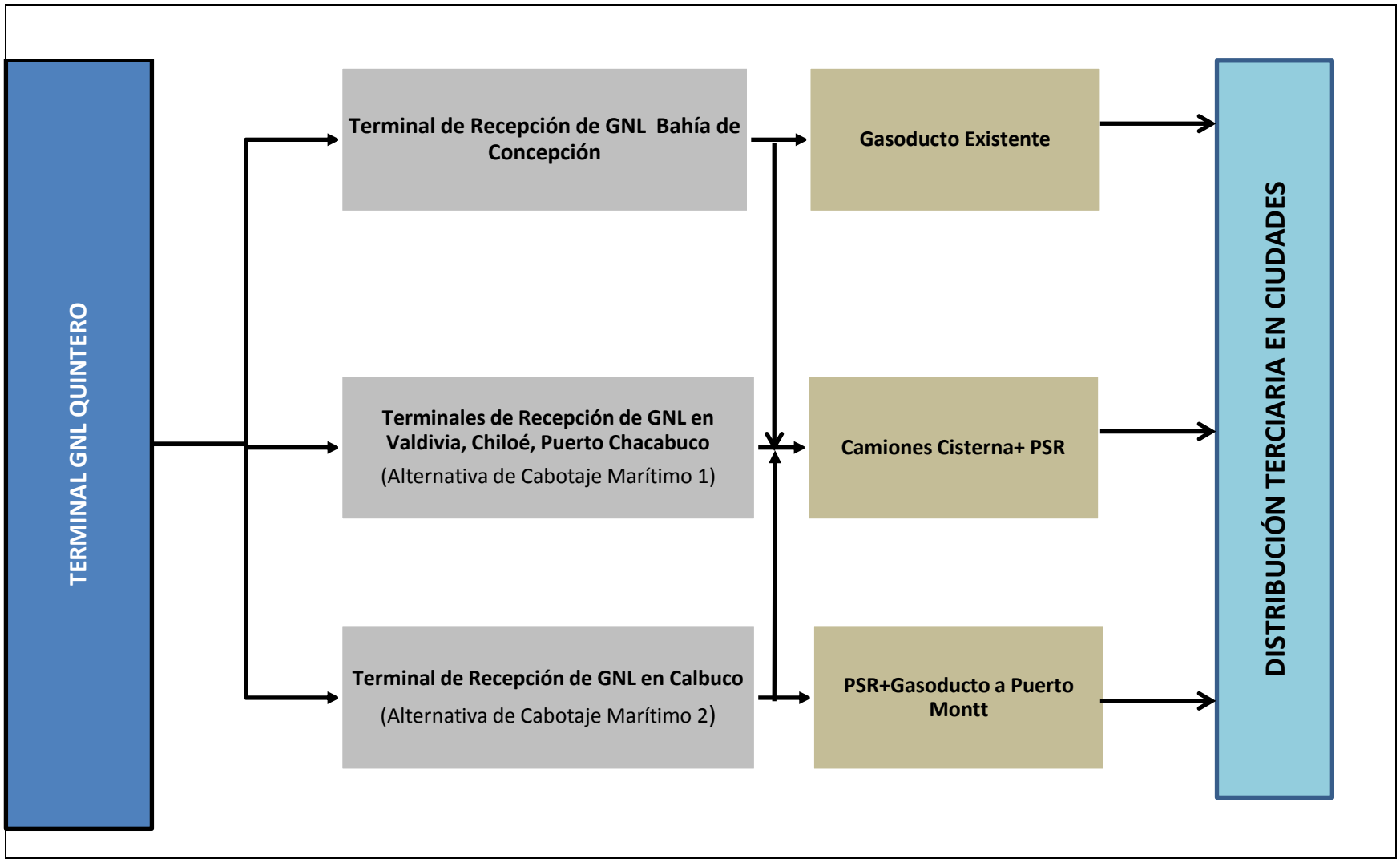


Figura 6. Lógica de Transporte de GNL y Gas Natural. Escenario B.

<u>Escenario C</u>. FSRU (*Floating Storage Regasification Unit*) en la Bahía de Concepción (VIII Región) combinado con cabotaje marítimo de GNL, sistema de transporte de GNL en camiones y Plantas Satélite de Regasificación (PSR).

Descripción del escenario (Figura 7): Este escenario considera el abastecimiento de gas natural de la VIII Región mediante un terminal flotante en la bahía de Concepción (FRSU, Floating Regasification Storage Unit)[17], que recibiría GNL desde USA, gasoducto de distribución desde la VIII Región hacia Temuco, además de transporte terrestre y cabotaje marítimo de GNL desde Terminal Quintero.

Este escenario supone que se construye el Terminal de Recepción de GNL (FSRU) ingresado recientemente a evaluación ambiental, en el Puerto de Lirquén. Dicho terminal abastecerá gas natural a través de la red de gasoductos de Gasoducto del Pacífico e Innergy Transportes, para consumos residencial, comercial, industrial y para las centrales de generación proyectadas en las cercanías de Bulnes.

En este escenario el abastecimiento de las ciudades de la VIII Región, actualmente conectadas a la red de Gasoductos de Gasoducto del Pacífico e Innergy, se realizaría desde este terminal. El abastecimiento de las ciudades de la VIII Región no conectadas a Gasoducto se haría vía camiones cisterna desde el patio de carga de GNLQ vía Pemuco, teniendo en consideración que el FSRU no dispone de las facilidades necesarias para la descarga de GNL.

El abastecimiento de las ciudades de Mulchén, Collipulli, Victoria, Lautaro, Temuco y Padre Las Casas, se verificaría a través de un nuevo gasoducto que conectaría el gasoducto de Innergy en Nacimiento con la localidad de Padre Las Casas (ver descripción en Escenario A).

En este escenario, al igual que en los escenarios A y B, el abastecimiento de parte de la IX Región (ciudades no conectadas a nuevo gasoducto), de las Regiones XIV, X y XI se realizaría a través de cabotaje nacional de GNL con buques metaneros dedicados que se cargan en el Terminal Quintero. En este caso también se evaluaron las dos alternativas de sistemas de cabotaje marítimo de GNL desde el Terminal Quintero antes descritas: i) hacia tres

17 Proyecto Terminal GNL Penco- Lirquén de la Empresa OCTOPUS LNG S.p.A. ingresado al Sistema de Evaluación Ambiental con fecha 30 de Octubre de 2014.

terminales de recepción ubicados en Valdivia, Chiloé y Puerto Chacabuco, ii) hacia un único terminal ubicado en las cercanías de Puerto Montt.

Finalmente, en cada cuidad abastecida por GNL, existirá una Planta Satélite de Regasificación (PSR), que permitirá regasificar el GNL e inyectar gas natural a la red de distribución local.

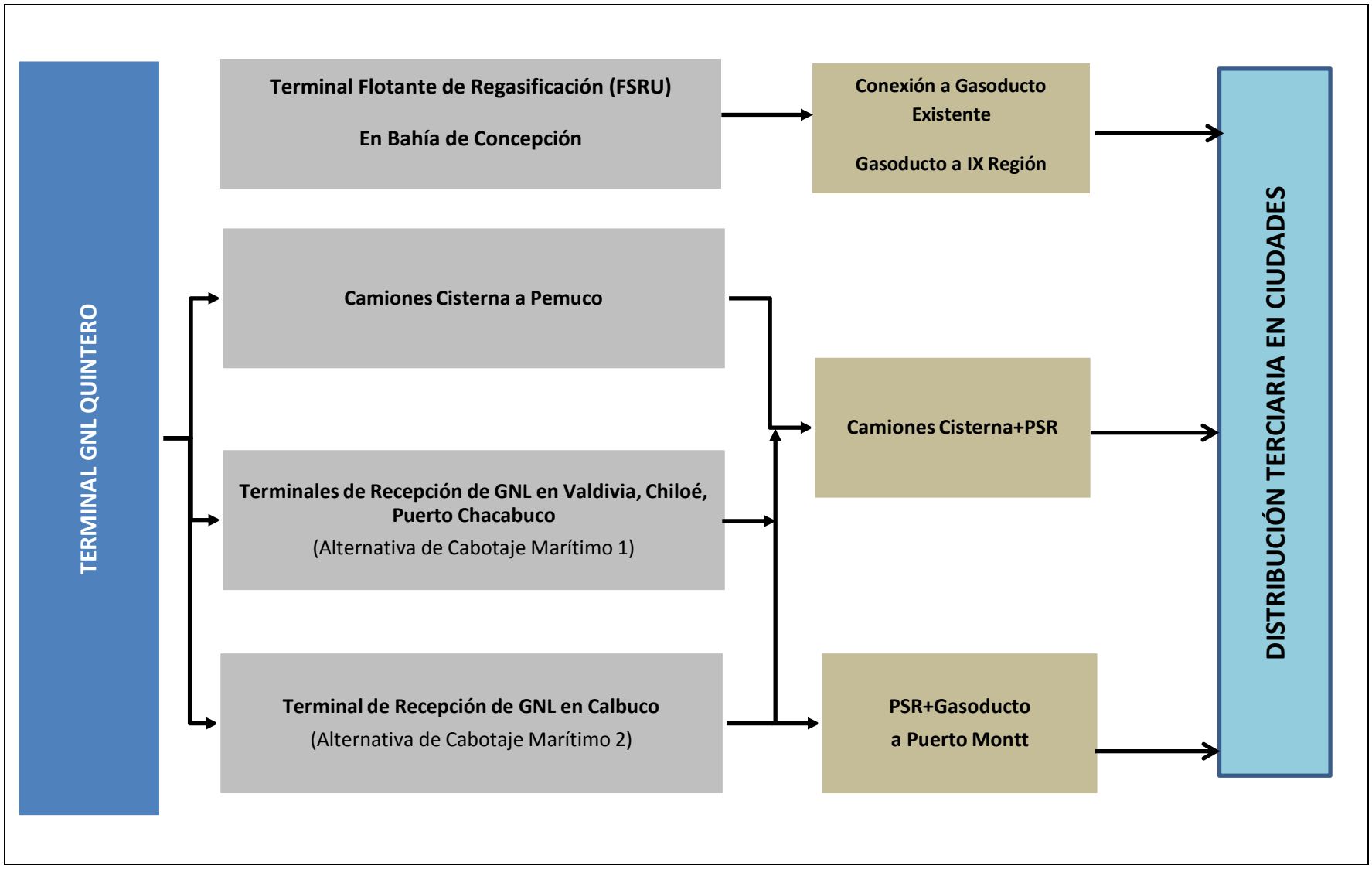


Figura 7. Lógica de Transporte de GNL y Gas Natural. Escenario C.

4.6.1.2. Temas de aplicación transversal a los distintos escenarios de transporte y suministro de gas natural (A, B y C).

A continuación se describen las actividades comunes a la evaluación de cada una de las alternativas evaluadas. En las secciones que siguen (4.6.1.3 a 4.6.1.5) se detallan los principales supuestos y consideraciones realizados para el diseño de cada escenario de abastecimiento, indicando los anexos al informe que contienen los detalles correspondientes.

- **Sistemas de Abastecimiento Primario. Evaluación y dimensionamiento de Gasoducto, transporte terrestre y marítimos:** En Anexo 3 ("Sistemas de Abastecimiento Primario") se incluye el detalle de inversiones, costos y antecedentes técnicos para las diferentes alternativas de abastecimiento primario, esto es, gasoducto, transporte terrestre, marítimo y FSRU. En este anexo también se presentan los antecedentes relativos a las modificaciones a introducir en el Terminal Quintero para poder implementar los distintos sistemas de cabotaje marítimo.

  Sistemas de Abastecimiento Secundario: En Anexo 4 ("Sistemas de Abastecimiento Secundario") se incluye el detalle de inversiones costos y antecedentes técnicos para las distintas alternativas de abastecimiento secundario, esto es, **transporte de GNL en camiones cisterna, PSRs y gasoductos de distribución secundaria.**

4.6.1.3. Evaluación Escenario A. Extensión de red existente de gasoductos, combinado con cabotaje marítimo de GNL, sistema de transporte de GNL en camiones y PSRs.

Dado que este escenario considera la extensión de la red existente de gasoductos, se evaluó una alternativa que permite llevar el gas natural desde el Terminal Quintero, de propiedad de GNL Quintero, construyendo dos gasoductos: (i) entre gasoducto de Electrogas en la región Metropolitana y gasoducto de Gasoducto del Pacifico en Pinto y (ii) desde estación de transferencia de Nacimiento de Gasoducto del Pacífico hasta Temuco y Padre Las Casas.

Para ello, se identificaron los puntos de conexión a los gasoductos existentes, diámetro, y trazado del gasoducto y se estimó la inversión considerando las plantas de compresión necesarias según volumen de gas transportado. (Ver detalles en Anexo 3).

Los aspectos metodológicos asociados al sistema de cabotaje marítimo, sistema de transporte de GNL en camiones cisterna y PSR son los mismos que se describen a continuación, para el caso del Escenario B.

4.6.1.4. Evaluación ESCENARIO B. Cabotaje marítimo de GNL desde Terminal Quintero, combinado con sistema de transporte de GNL en camiones y PSR.

La evaluación de esta alternativa se ejecutó como sigue:

- **Modificaciones necesarias de introducir al terminal de GNL Quintero para poder realizar carga a pequeños buques metaneros de cabotaje:** Se realizaron entrevistas a operadores de terminales marítimos, incluyendo GNL Quintero, para obtener información respecto de costos, plazos y restricciones de tamaño de buques, entre otros, para trasvasijar GNL desde dicho terminal hacia el área de interés (Ver detalles en Anexo 3).
- **Disponibilidad técnica de muelles para la recepción de los buques:** Se identificaron los muelles existentes, entre la VIII y XI Región, en los que sería factible la recepción de buques de cabotaje de GNL. En lo principal se consideró transportar GNL desde Quintero a Concepción, Valdivia, Puerto Montt, Chiloé y Puerto Chacabuco (ver Anexo 3).
- **Tipo y tamaño de buques disponibles**: Se recurrió a información de estudios previos, tanto de GNL Quintero como de otras fuentes para obtener estimaciones preliminares de: tipo y tamaño de buques, plazos en los que pueden estar disponibles, costo de buques (compra o arriendo) y otros (Ver Anexo 3).
- **Capacidad de Almacenamiento en el puerto de descarga**: Se consideró una capacidad de almacenamiento equivalente al volumen de GNL que se descargue desde el barco metanero, más **5 días** de consumo promedio del área que será abastecida desde dicho

punto. Es importante destacar que adicionalmente se ha considerado una capacidad de almacenamiento de **15 días** de consumo promedio localizada en los puntos de consumo, con el objetivo de maximizar la confiabilidad del suministro (Ver ítem correspondiente a "Estanque de Almacenamiento en los puntos de consumo").

Los días de almacenamiento considerados (5 + 15) fueron calculados para el consumo promedio anual. Tal como se muestra en la Tabla A.2.11 (Anexo 2), la razón entre el consumo energético máximo y promedio diario varía, dependiendo de la ciudad, entre 1,20 y 1,55. Por esta razón la capacidad de vaporización se diseñó con un factor de **1,60** sobre el consumo promedio anual (Millones de m^3/día). Adicionalmente, previo a la toma de decisión definitiva respecto de los días de almacenamiento, se realizó una sensibilización de la variación del almacenamiento sobre la tarifa. Los resultados de las sensibilizaciones muestran que subir el almacenamiento en los puntos de consumo de 15 a 20 días incrementaría la tarifa de distribución secundaria en casi 7%, así como aumentar la capacidad de almacenamiento en los puntos de consumo de 15 a 25 días se traduciría en un incremento en las tarifas de distribución secundaria en un valor cercano al 13%. En consecuencia, se determinó que incrementar la capacidad de almacenamiento sobre 15 días en los puntos de consumo no es atractivo desde el punto de vista económico.

- **Lugar de emplazamiento de las instalaciones**: La localización de las instalaciones (estanques, patio de carga de camiones y otros) fue definida preliminarmente teniendo en consideración que ésta deberá cumplir con la normativa vigente[18]. En estudios posteriores, de nivel más avanzado, deberá revisarse en detalle la localización, en lo principal área de seguridad alrededor de los estanques de GNL.
- **Patios de Carguío de Camiones Cisterna**:
    - *GNL Quintero*: A través de entrevistas con la administración de GNL Quintero, se obtuvo la información respecto de disponibilidad, costos, plazos y restricciones el uso de sus patios de carguío, su máxima capacidad de expansión y el tiempo de descarga y carga de los camiones.

18 D. S. N°67/2011 Ministerio de Energía; NFPRA 59 A; UNE 60210.

- *Patio de carga de Pemuco, de propiedad de ENAP*: En lo principal se considera utilizar esta instalación de descarga de camiones y almacenamiento. Se utilizaría como punto intermedio para abastecer GNL, desde GNL Quintero, a localidades de la VIII Región remotas de gasoductos. En este escenario, en el cual la capacidad de vaporización de la PSR de Pemuco no se utilizaría, se considera aprovechar la capacidad de almacenamiento y el patio de carga, en especial para optimizar el abastecimiento de GNL a puntos de bajo consumo, localizados fuera de la Ruta 5. En efecto se considera abastecer estos puntos de consumo bajo, desde Pemuco con cisternas más pequeñas que dispongan de bombas de descarga.
- *Otros Patios de Carga*: Se estimó la inversión en islas de carga para otras localizaciones (Terminales marítimos) en base a la experiencia existente en el país.

- **Tiempo de transporte, carga y descarga**: Se utilizaron datos de tiempos de carga y descarga estándar, validados por la experiencia nacional[19]. Los tiempos de transporte se estimaron considerando viajes completos (ida y vuelta) desde y hacia el patio de carga, las velocidades máximas por tipo de caminos y otras restricciones derivadas de la legislación vigente[20], en particular las referidas a carga máxima por camión que condiciona el diseño de las cisternas.
- **Estanques de Almacenamiento en los puntos de consumo:** Se consideró una capacidad de almacenamiento equivalente al volumen de la cisterna más 15 días de consumo promedio del área que será abastecida desde dicho punto. Adicionalmente, como se explicara previamente, se ha considerado un stock de GNL para 5 días de consumo promedio en el estanque localizado en el Puerto de Descarga.
- **PSR (descarga de cisternas, vaporizadores, estanques, sistemas de control y otros):** A través de los proveedores[21], se obtuvo estimaciones de plantas y equipos estándar,

19 Diseño y operación del Patio de carga de GNL Quintero y de la Planta de Pemuco de propiedad de ENAP.
20 D.S. N°102/2014 Ministerio de Energía y; Diseño y operación de la Planta de Pemuco de propiedad de ENAP.
21 INDOX, Ros Roca Group.

puestos en Europa, para las inversiones, costos de operación y plazos de entrega (Detalles en Anexo 4).

- **Costo de transporte de GNL:** Se estimó considerando la inversión en cisternas y la contratación del servicio de tracto-camiones (Ver Anexo 4).
- **Localización de las instalaciones (estanques, PSR y otros):** La localización es sugerida considerando que ésta deberá cumplir con la normativa vigente.
- **Tiempo de ejecución de la alternativa:** Se estimaron los plazos de desarrollo de las actividades relevantes incluyendo: ingenierías, permisos ambientales y otros, compra de materiales y equipos, construcción de las instalaciones y puesta en marcha.

4.6.1.5. ESCENARIO C. FSRU (*Floating Storage Regasification Unit*) en la Bahía de Concepción (VIII Región) combinado con cabotaje marítimo de GNL, sistema de transporte de GNL en camiones y PSR.

Como alternativa al gasoducto, que conecta el gasoducto de Electrogas en la región Metropolitana y gasoducto de Gasoducto del Pacifico en Pinto, se evaluó la instalación de un FSRU en la bahía de Concepción.

Para la FRSU en la Bahía de Concepción, se recurrió a información contenida en el Estudio de Impacto Ambiental "Terminal GNL Penco- Lirquén" de la Empresa Octopus LNG S.p.A, ingresado recientemente al Sistema de Evaluación Ambiental y a información de otras fuentes relevantes[22]. Se estimó el tiempo de ejecución asociado estimando los plazos de desarrollo de las actividades relevantes incluyendo: ingenierías, permisos ambientales y otros, compra de materiales y equipos, construcción de instalaciones y puesta en marcha (Ver Anexo 3).

Los aspectos metodológicos asociados al cabotaje marítimo y construcción de gasoducto a Temuco, han sido descritos previamente (Escenarios A y B)

22 Terminal de GNL Norte Grande (Bahía de Mejillones), que fue aprobado a través de la Resolución de Calificación Ambiental Nº0054/2008; Informes especializados referidos a costos de FSRU.

4.6.2 Redes de distribución terciaria. Actividad 3.1.2.

Esta actividad consistió en estimar la inversión asociada a la instalación de una red de distribución de gas natural para ciudades de más de 5.000 habitantes entre las regiones VIII y XI, considerando sólo el área urbana de mayor densidad poblacional.

El área urbana de mayor densidad poblacional se determinó a partir de datos de población, número de hogares y habitantes por hogar para cada ciudad de más de 5.000 habitantes desde fuentes oficiales validadas (CASEN 2011) e imágenes satelitales de cada una de las ciudades. A partir de estas imágenes satelitales se generaron polígonos conteniendo las áreas más pobladas, logrando determinar en forma aproximada la superficie de mayor densidad poblacional (Ver ejemplo de polígono en figura 8).



Figura 8. Ejemplo de polígono utilizado para determinar el área urbana de mayor densidad poblacional (Ciudad: Loncoche)

A partir de la caracterización, en términos de densidad poblacional y datos entregados por distintos distribuidores de gas natural y gas de red (Gas Sur, Metrogas, Gas Valpo) se estimó de manera preliminar el costo de distribuir de gas natural desde los *city gates* a los hogares y recintos comerciales ubicados al interior de los distintos centros urbanos.

Dado que cada centro urbano considerado tiene sus singularidades en términos de densidad poblacional y área urbana, fue necesario establecer ciertos supuestos previos. En consecuencia, tanto los supuestos como los datos de distribución empleados en las estimaciones presentarían cierto grado de incertidumbre dado que son primeras aproximaciones del costo real que implicaría suministrar gas natural en ductos nuevos de distribución.

Supuestos realizados:

- En todas las ciudades se considera una distribución central que cruza el eje mayor de cada centro urbano, a modo de arteria principal distribución.
- A esta arteria central de distribución se conectan distintos ductos periféricos, o interdomiciliarios, que llegan a las calles y sus respectivos puntos de consumo. Finalmente, cada punto de consumo tendrá costos adicionales asociados a la conexión (empalme, medidor y regulador), así como al tendido de redes internas y adaptación de artefactos.

De esta manera, el costo total de inversión para distribución terciariade gas natural, queda definido por la siguiente función:

$$CT_{distribución}(US\frac{\$}{cliente}) = C_{eje\ central} + C_{ducto\ distrib} + C_{conexión} + C_{interno} \quad \textbf{(Ec. 1)}$$

Donde:

$CT_{distribución}$: Costo de inversión total para la distribución terciaria, USD/cliente

$C_{eje\ central}$: Costo de inversión asociado a la red central de distribución, o eje central

$C_{ducto\ distrib}$: Costo de inversión de la red de distribución interdomiciliaria

$C_{conexión}$: Costo de conexión (empalme, medidor, regulador)

$C_{interno}$: Costo de instalación de redes internas y adaptación de equipos

De acuerdo a la información recopilada, cada uno de los componentes de la función de costos anterior **(Ec. 1)** tiene valores diferentes según la fuente de información (distintos distribuidores). Así, a partir de la información proporcionada por las distintas empresas distribuidoras, se generaron cuatro casos o escenarios de cálculo para las redes de distribución. Se seleccionó aquel caso que presentara los menores costos de inversión por cliente conectado. El detalle de los distintos casos y los costos asociados a cada uno de ellos se presenta en el Anexo 5 "Distribución Terciaria de gas natural".

4.6.3. Costo del recambio de artefactos. Actividad 3.1.3.

El objetivo de esta actividad correspondió a determinar el costo de recambio a gas natural de artefactos que utilizan distintos combustibles.

Costo de recambio de equipos. Sector residencial

Se identificaron diferentes tipos de artefactos de calefacción a gas natural disponibles en el mercado (calderas y estufas murales), así como sus principales características, entre ellas potencia térmica, consumo de combustible, superficie de calefacción y precio de mercado. Los parámetros relevantes a analizar son el costo del nuevo equipo y el costo anual del combustible, dada una superficie a calefaccionar. Así se identificaron aquellos equipos de mayor eficiencia y, por tanto, de menor costo de calefacción por superficie. (Ver Anexo 6 "Datos de Costos de recambio de equipos").

Para estimar, el consumo de gas natural frente a una sustitución de combustible (por ejemplo: de leña a gas natural), se determinaron los requerimientos de energía útil para calefacción en función del consumo actual del energético, considerando el poder calorífico superior del combustible y la eficiencia del calefactor. Los requerimientos de energía para calefacción, en base a una posible sustitución por calefactores a gas natural, se pueden calcular a partir de la siguiente ecuación:

$$E = ConC \times PCS \times \eta \qquad \textbf{(Ec. 2)}$$

Donde:

E= corresponde a los requerimientos de energía útil para calefacción (kCal/año)

ConC= Corresponde al consumo de combustible para calefacción, (kg/año)

PCS= Corresponde al poder calorífico superior del combustible (kCal/kg)

η= Corresponde a la eficiencia térmica del calefactor (%)

Para la estimación de los requerimientos de gas natural para calefacción residencial se consideraron los siguientes parámetros: poder calorífico del energético y eficiencia térmica promedio del calefactor según el tipo de combustible utilizado. Esta información se presenta en la tabla siguiente.

Tabla 2: Poder calorífico del combustible y eficiencia térmica promedio del calefactor

COMBUSTIBLE	PODER CALORÍFICO SUPERIOR (PCS)	EFICIENCIA MEDIA CALEFACTOR, %	OBSERVACIONES
Leña	3.500 kcal/kg	50	Valor promedio entre distintos calefactores
Kerosene	11.100 kcal/kg	85	Tradicional sin evacuación de gases al exterior
Gas licuado de petróleo (GLP)	12.100 kcal/kg[2]	85	Infrarroja sin evacuación de gases al exterior
Gas Natural	9.341 kcal/m^3	70	Tiro balanceado y/o tiro natural

Para el poder calorífico de los distintos combustibles se utilizaron valores informados por el Ministerio de Energía en sus Balances de Energía (Ministerio de Energía, 2013). La eficiencia

de los distintos calefactores fue extraída de diversas fuentes, que a juicio del equipo consultor contienen datos confiables. En el caso de los equipos de calefacción a leña, la eficiencia promedio entre distintos tipos de calefactores fue extraída de estudios previos realizados por la Universidad de Concepción (Universidad de Concepción, 2012). Para los calefactores de GLP y Kerosene se consideraron los valores informados por la Corporación de Desarrollo Tecnológico de la Cámara Chilena de la Construcción (Cámara Chilena de la Construcción, 2010). La eficiencia térmica de los calefactores a Gas Natural con tiro balanceado se extrajo de un estudio del Instituto Nacional de Tecnología Industrial de Argentina (INTI, 2008).

Recambio de Equipos de combustión para Fuentes Industriales y Comerciales.

Procesos industriales que utilizan combustibles sólidos.

Los procesos industriales que actualmente utilizan calderas con combustibles sólidos (biomasa o carbón), podrían optar a utilizar gas natural si éste se encuentra disponible y para ello deberían cambiar la actual caldera por un equipo a gas natural. Este cambio implica una inversión, que para efectos de cálculo ha sido evaluada considerando la inversión anualizada para un periodo de 20 años y una tasa de descuento de 10% anual. A partir de datos de proveedores de calderas, se construyó una función de costos anualizados en función de la potencia (Ec. 3). Los datos que sustentan la correlación presentada se presentan en el Anexo 6.

$$CT_{caldera} = 479 + 2872\,P + 132\,(P)^2 \qquad \textbf{(Ec. 3)}$$

Donde:

CTcaldera: Corresponde al costo anualizado (USD/año)

P: Potencia térmica de la caldera (MW)

Procesos industriales que utilizan combustibles líquidos

Las fuentes industriales que actualmente utilizan calderas u hornos con combustibles líquidos, podrían cambiarse a gas natural de forma más fácil, ya que sólo requerirían un

cambio del quemador o agregar un quemador apropiado. Este cambio significa una inversión menor en comparación a la adquisición de un nuevo equipo. A partir de datos de proveedores, se construyó una función de costos anualizados para quemadores duales (Ec. 4).

$$CT_{quemador} = 402 + 266\ P \qquad \textbf{(Ec. 4)}$$

Donde:

CT quemador: Corresponde al costo anualizado (USD/año)

Potencia: Potencia (MW)

4.7. Estimación de consumos de combustibles actuales y gastos asociados (Objetivo Específico 2.2.2).

4.7.1. Estimación de los consumos de combustibles. Actividades 3.2.1 y 3.2.2

En las secciones 4.3 y 4.4 se ha detallado la metodología empleada en la estimación de los consumos de distintos energéticos, para los distintos sectores y ciudades. Si bien esta actividad correspondía originalmente al objetivo específico 2.2.2, fue realizada previo a la ejecución del objetivo 2.2.1 ya que sus resultados eran imprescindibles para la evaluación de alternativas de abastecimiento de gas natural.

4.7.2. Estimación de los gastos anuales (actuales) asociados al consumo de combustibles. Actividad 3.2.3.

Para la estimación de **gastos anuales actuales** asociados a estos consumos, se utilizaron los consumos determinados previamente y los precios actuales de combustibles estimados con la metodología que a continuación se describe:

Determinación los precios actuales de combustibles.

- Se utilizó una única serie de precios para todos los puntos de venta.
- Para el precio de la **leña**, se utilizó un valor promedio, para el **invierno del año 2014**, entre distintas regiones para el precio de **venta a granel de leña no certificada** (forma de venta más común en el país). Los valores y las fuentes de información utilizados para este cálculo se detallan en Tabla A.7.1 "Precios de referencia para la Leña" del Anexo 7.
- Los precios de los **combustibles líquidos** (Kerosene, Diesel y Fuel Oil N°6) corresponden al precio ENAP, paridad Concón[23].

  Los precios actuales de los **combustibles líquidos** corresponden al promedio para el periodo **Julio 2013 a Julio 2014**. Se optó por esta alternativa teniendo en consideración que la fuerte caída del precio del crudo no se refleja instantáneamente en el precio de los combustibles derivados. En efecto cuando el precio del petróleo va bajando, el precio de los combustibles recoge esa baja con un desfase asociado al tiempo que transcurre entre la adquisición del crudo y el transporte a las refinerías del mercado relevante, proceso y venta del combustible.
- Para el precio actual del **GLP** se utilizó como valor de referencia el precio promedio, entre las regiones VIII a la XI, **para el año 2013** del balón de **45 kg**. Los valores de precios utilizados para el cálculo fueron obtenidos de las estadísticas de precios de hidrocarburos de la CNE[24]. Se constata una diferencia notoria entre regiones.
- El precio del **carbón** está referido a carbón de **7.000 Kcal/kg**, puesto en Ventanas, utilizando como referencia el carbón bituminoso de USA[25]. El precio corresponde al año 2014.
- Para el **Gas de Red** (incluye gas natural en el área de Concepción y Propano diluido en Temuco) se utilizaron valores promedio para los precios de venta de gas de red en ambas zonas, para el **año 2013** (tomando como referencia los niveles de consumo de 58 m^3 y 39.46 m^3, para gas natural en la VIII Región y Propano Diluido en la IX

23 http://www.enap.cl/pag/66/991/tabla_de_precios_de_paridad
24 *http://www.cne.cl/estadisticas/energia/hidrocarburos*
25 Informe Técnico Definitivo. Fijación de Precio de Nudo de Corto Plazo. Sistema Interconectado Central. CNE, Octubre 2014

Región, respectivamente). Los valores de precios utilizados para el cálculo fueron obtenidos de las estadísticas de precios de hidrocarburos de la CNE[17].

- Para efectos de conversión de precios de combustibles publicados en pesos chilenos a USD, se utilizó como tipo de cambio el Dólar Observado promedio para el año 2013 (495 $/USD).

En la tabla siguiente se presentan los datos correspondientes a los precios promedio determinados para los distintos combustibles, mientras que en el Anexo 7 "Precios de Combustibles", se presenta el detalle de los precios para los periodos considerados.

Tabla 3. Precios de combustibles utilizados para determinar gastos anuales actuales (Precios no incluyen IVA).

Combustible	Precio Actual (USD/MMBTU)	Periodo de Referencia	Fuente de Información
Gas Natural (VIII Región)	36,46	Enero a Diciembre de 2013	CNE
Propano Diluido (IX Región)	41,55	Enero a Diciembre de 2013	CNE
GLP	40,05	Enero a Diciembre de 2013	CNE
Kerosene	24,33	Julio 2013-Julio 2014	ENAP
Diesel	22,18	Julio 2013-Julio 2014	ENAP
Fuel Oil N°6	15,29	Julio 2013-Julio 2014	ENAP
Carbón	3,45	2013	CNE
Leña	6,22		
Crudo Brent	109,14	Julio 2013-Julio 2014	EIA

Los gastos asociados a los sectores residencial, fiscal y comercial fueron calculados considerando IVA, mientras que para los clientes industriales se ha considerado que los precios no incorporan IVA, debido a que este tipo de clientes recupera este impuesto**.**

Dado que el levantamiento de información y estimación de consumos residenciales se ha hecho para el año 2013, se ha utilizado el valor promedio del precio del GLP y del Gas Natural para ese año de manera de reflejar adecuadamente los costos correspondientes a ese periodo, en los cuales incurrieron los consumidores residenciales. Lo anterior es posible

porque la información obtenida de las estadísticas de precios de hidrocarburos publicada por la CNE permite establecer buenas estimaciones de dichos precios.

En el caso de los combustibles para uso industrial, comercial y fiscal de combustibles líquidos, no existen precios publicados. En efecto, los precios sufren variaciones significativas de un consumidor a otro en función de la capacidad de negociación de cada consumidor. Por esta razón se prefirió valorizar los consumos industriales, comerciales y fiscales a un precio igual a la paridad Enap- Concón para los períodos que se establecen en la Tabla 3.

4.8. Estimación de demanda potencial y tarifas asociadas mediante modelo de simulación. (Objetivo Específico 2.2.3).

4.8.1. Propuesta y diseño de modelo de simulación. Actividades 3.3.1 y 3.3.2.

Se diseñó un modelo de simulación, en formato planilla de cálculo, que permite determinar la demanda potencial de gas natural para cada ciudad comprendida en el área de estudio. El modelo permite además estimar tarifas para gas natural (precio al cliente final) para cada una de las ciudades, en función de los costos de abastecimiento de GNL, inversión y operación de la red de transporte y distribución de gas natural y márgenes de comercialización, dados criterios de tarificación y rentabilidad. Los criterios y supuestos considerados se discuten más adelante.

En la figura siguiente se presenta un diagrama de flujo que representa la lógica del modelo, describiéndose posteriormente sus distintos componentes. En la sección siguiente se detallan los supuestos realizados, así como los distintos escenarios modelados.

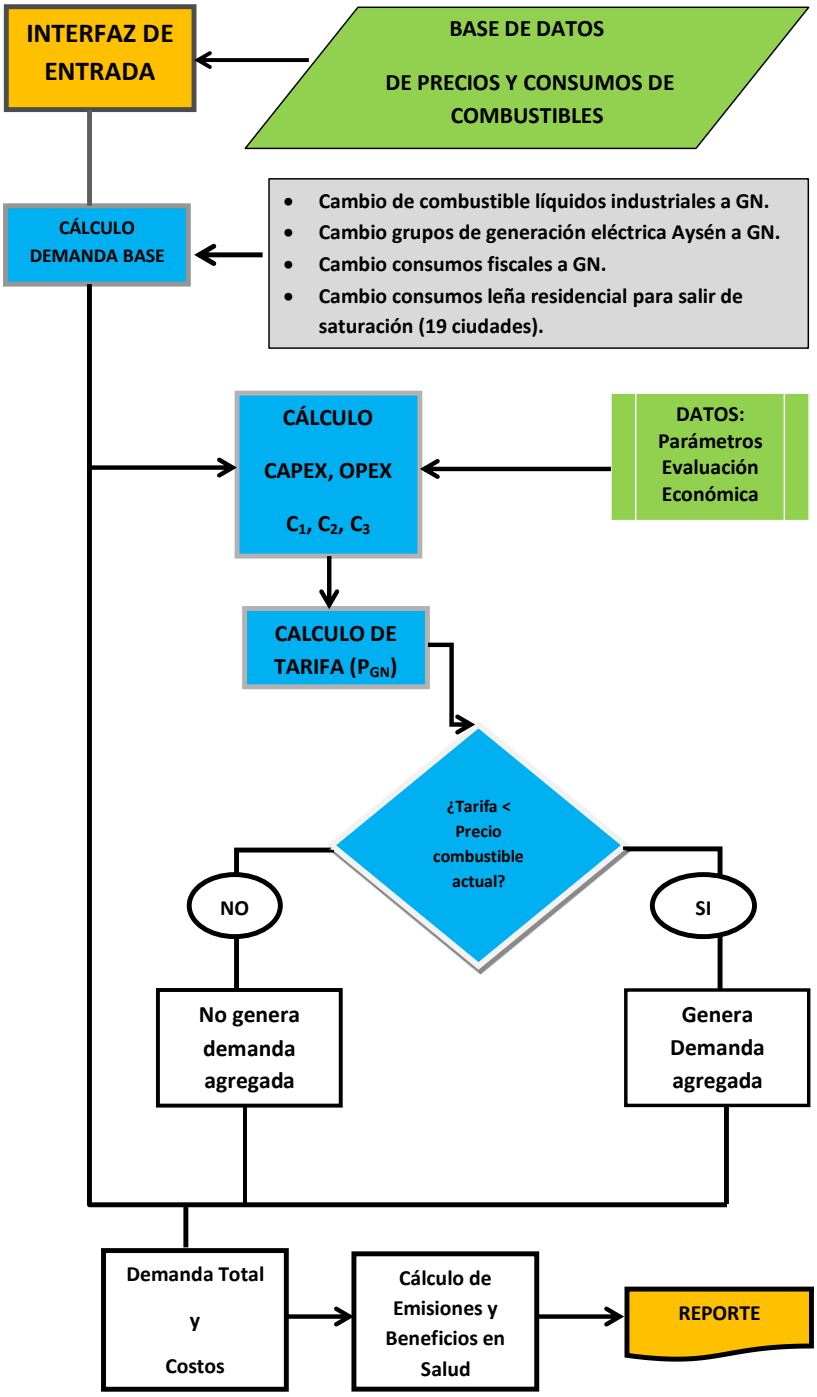


Figura 9. Esquema del modelo de simulación

Base de datos de precios y consumos de combustibles:

Esta base de datos contiene la serie de datos de precios de combustibles (históricos y proyectados), así como los consumos actuales de combustibles para todas las ciudades comprendidas en el área de estudio y distintos sectores económicos cuyas actividades o procesos estarían sujetos a recambio de combustibles Estas actividades son:

- **Consumos industriales, generación eléctrica, comerciales y fiscales**, desagregados por actividad y punto de consumo, incluyendo la siguiente información:
    - Región
    - Comuna
    - Código de Comuna
    - Sector económico (industrial, comercial, generación eléctrica, fiscal)
    - Tipo de Combustible actual y nivel de consumo
    - Consumo equivalente de gas natural (m^3/d y m^3/año)
- **Consumos residenciales** desagregados a nivel de comuna, incluyendo la siguiente información:
    - Consumos totales de leña por comuna y quintil de ingreso (kg/año)
    - Consumos de leña por hogar y quintil de ingreso (kg/año-hogar)
    - Consumos totales de GLP a nivel de comuna (kg/año)
    - Consumos totales de gas de red a nivel de comuna (m^3/año)
    - Consumos totales de kerosene a nivel de comuna (m^3/año)

Interfaz de Entrada (Hoja "Entrada" en el modelo): El usuario ingresa los datos requeridos para la simulación, esto es:

- Decisión de cambio respecto de combustibles líquidos por gas natural en sector industrial (Si/No). Esta decisión de cambio aplica a todas las ciudades. (Se está modificando la entrada del modelo para atender la observación de Álvaro)

- Decisión de cambio respecto de combustibles líquidos por gas natural en sector comercial (Si/No). Esta decisión de cambio aplica a todas las ciudades.
- Decisión de cambio respecto de todos los combustibles por gas natural en el sector fiscal (Si/No). Esta decisión de cambio aplica a todas las ciudades
- Decisión de cambio respecto de combustibles líquidos empleados en generación eléctrica en la Región de Aysén (Si/No). Esta decisión de cambio aplica sólo a la Región de Aysén.
- Porcentaje de leña residencial a desplazar, sustituyéndola por gas natural, en 19 ciudades[26] : Zona Metropolitana del Gran Concepción (10 comunas), Chillán, Chillán Viejo, Los Ángeles, Temuco, Padre Las Casas, Valdivia, Osorno, Puerto Montt y Coyhaique.
- Eficiencia de los equipos de calefacción residencial para distintos tipos de combustibles (Leña, Gas Natural, Kerosene, GLP, Gas de red).

Una vez ingresados estos datos, en la interfaz de entrada (Hoja "Entrada" en el Modelo) se genera un reporte resumen que contiene información sobre:

- Demanda Base Total.
- Demanda Base según sector económico (industrial, comercial, fiscal, residencial, generación eléctrica).
- Demanda Agregada Total en los dos escenarios de precios modelados (precios históricos y proyectados).
- Demanda Agregada por sector económico (industrial, comercial, fiscal, residencial, generación eléctrica), en ambos escenarios de precios.
- Demanda Total en los dos escenarios de precios modelados y desagregada por sector económico.

26 En la sección 4.8.2.1 se justifica la aplicación de este criterio a 19 ciudades.

Módulo de cálculo de la demanda base: En función de los consumos energéticos contenidos en la base de datos y las decisiones de cambio tomadas por el usuario en la interfaz de entrada, este módulo calcula la demanda basal de gas natural proyectada para cada comuna, en los dos escenarios de precios evaluados (Estos escenarios de precios se describen en la sección 4.8.2.5). Detalles de los criterios empleados para proyectar la demanda basal se presentan en la sección 4.8.2.1.

Módulo de Cálculo de Tarifas de Distribución Primaria (C_1), Secundaria (C_2) y Terciaria[27] (C_3). Este módulo calcula, en los dos escenarios de precios evaluados (definidos en sección 4.8.2.5), la tarifa de distribución primaria, C_1, la tarifa de distribución secundaria para clientes industriales, comerciales, fiscales de generación eléctrica y Residenciales (C_2) y la tarifa de distribución terciaria para clientes residenciales (C_3). Los criterios y supuestos empleados para el cálculo de todos estos parámetros se presenta en la sección siguiente.

Módulo de Cálculo de Tarifa de Distribución Final (P_{GN}): Este módulo de cálculo determina el precio final de gas natural al cliente, compuesto por los distintos costos de distribución (Costo de Distribución Primaria, C_1; Costo de Distribución Secundaria, C_2 y Costo de Distribución Terciaria, C_3 y el Margen Bruto de Distribución) (Ver Ec. 6). El cálculo de la tarifa de distribución final se ejecuta para los dos escenarios de precios evaluados.

Módulo de Cálculo de Demanda Agregada: A partir de la tarifa de Distribución Final (P_{GN}) calculada en el módulo anterior, y en ambos escenarios de precios, el modelo recalcula los costos asociados a consumos de combustibles para todos los puntos de consumo contenidos en la base de datos, y que no han sido incluidos en el cálculo de la Demanda Base. Si los costos proyectados por el modelo son inferiores a los que la actividad tiene con sus combustibles habituales, ésta debiese cambiar su combustible por gas natural, generando demanda agregada a la basal. En el caso contrario no se genera demanda agregada.

[27] La distribución terciaria corresponde al proceso de distribución de gas al interior de las ciudades.

Módulo cálculo de Demanda Total: A partir de las demandas basales y agregadas, este módulo calcula la demanda total, a nivel de comuna y sector económico.

Módulo de cálculo de emisiones y Beneficios en Salud: Este módulo calcula las emisiones de material particulado y gases de efecto invernadero en los distintos escenarios de penetración de gas natural simulados, así como el cambio en dichas emisiones respecto de la situación actual, esto es, para el año 2013, tomado como periodo de referencia para la estimación de los consumos de combustibles y emisiones asociadas. A partir de la reducción de emisiones de $MP_{2,5}$, se estiman los beneficios esperados en salud pública. Los detalles metodológicos asociados a cálculo de emisiones de $MP_{2.5}$, beneficios asociado a la reducción de estas emisiones y cálculo de emisiones de gases efecto invernadero se presentan en la sección 4.9 y Anexo 9 "Emisiones Atmosféricas".

Módulo de cálculo de recaudación tributaria: Este módulo estima el monto de la evasión tributaria actual, por efectos de venta informal de leña, así como el cambio en la recaudación por concepto de IVA asociado al cambio de la matriz energética de las ciudades. Los detalles metodológicos asociados a los cálculos de recaudación tributaria se presentan en las secciones 4.9.1 a 4.9.4 y Anexo 10.

Módulo de cálculo de subsidios: Este módulo estima el monto asociado a subsidios al gas natural, bajo dos modelos (ver sección 4.10 para detalles sobre ejemplos de modelos de subsidios).

Reporte: Se genera un reporte de salida (hoja resultados) conteniendo la siguiente información:

- Demanda total de gas por ciudad.
- Tarifa por ciudad, desagregada en sus distintos componentes.
- Reducción de emisiones de material particulado fino por ciudad.
- Beneficios en salud pública asociados a la reducción de emisiones, por ciudad.

- Cambios en la recaudación tributaria, por ciudad.
- Subsidios al gas natural, a aplicar por ciudad.

4.8.2. Simulación de distintos casos de penetración de gas natural. Actividad 3.3.3.

Utilizando del modelo de simulación diseñado en las actividades anteriores se analizaron distintos casos de penetración de gas natural en el área de estudio. Estos escenarios, así como los supuestos involucrados (Escenarios de demanda de gas natural, año de simulación, Escenarios de precios y parámetros para la evaluación económica) fueron previamente discutidos y acordados con la contraparte técnica del Ministerio de Energía.

A continuación se describen los principales supuestos y criterios utilizados en la simulación.

4.8.2.1. Escenarios de demanda de Gas natural

Dado que el objetivo central de este estudio corresponde a evaluar el costo beneficio de la implementación de redes de gas natural en ciudades con uso intensivo de leña, se estructuraron tres escenarios de demanda de gas natural, cuyo eje central corresponde a la sustitución (en diversos niveles) de leña por gas natural en el sector residencial. Así, cada uno de estos escenarios, comprende un nivel de sustitución de leña residencial, así como de combustibles líquidos en distintos sectores económicos. Estos escenarios se describen en los párrafos que siguen.

Es muy relevante resaltar dos aspectos relevantes en el diseño del escenario basal:

i) Dado que el mayor contribuyente a las emisiones de $MP_{2,5}$ es el sector residencial a través de la combustión de leña, los niveles de penetración de gas natural, en el escenario base, han sido calculados exclusivamente en base a desplazar leña residencial para lograr sacar de la situación de saturación a las 19 ciudades individualizadas (disminución de la concentración anual de $MP_{2,5}$ bajo el límite de saturación). Este supuesto es contundente y sostenible dado que, como se muestra en el Anexo 9 (tabla A.9.12) el sector residencial es el mayor aportante, por lejos, a estas emisiones.

ii) Si bien los niveles de concentración ambiental de $MP_{2,5}$ utilizados para el cálculo de la cantidad de leña a reemplazar por gas natural, se han determinado para la situación actual, se ha supuesto que se mantendrán relativamente constantes para el año de simulación (2018), sin considerar las posibles reducciones derivadas de la implementación de distintos PDA a esa fecha.

Escenario Base: En este escenario se producen los siguientes cambios de combustibles por gas natural:

- Se cambian consumos residenciales de leña a gas natural en un porcentaje de los consumos actuales que permita salir de la condición de saturación a las ciudades que contarán con Planes de Descontaminación Atmosférica al año 2018 (MMA, 2014). Estas ciudades corresponden a 18 de las comprendidas en el área de estudio: Zona Metropolitana del Gran Concepción (10 Comunas)[28], Chillán, Chillán Viejo, Los Ángeles, Temuco, Padre Las Casas, Valdivia, Osorno y Coyhaique. Además, se incorpora en este grupo de ciudades a Puerto Montt, que si bien no está contenida en la Estrategia de Descontaminación Atmosférica, los altos niveles de consumo de leña que en esta ciudad se verifican permiten suponer que estará bajo esta condición en el mediano plazo. El porcentaje de sustitución de leña por gas natural es variable según las ciudades, dependiendo de los niveles actuales para la concentración ambiental de material particulado fino.
- Se cambia a gas natural los consumos de leña y GLP del 5to quintil en todas las otras ciudades (sin condición de saturación).
- Se cambian a gas natural todos los procesos industriales y actividades comerciales que hoy utilizan combustibles líquidos.
- Se cambian a gas natural todos los consumos fiscales actuales
- Se cambia a gas natural sólo la generación termoeléctrica de la XI Región, constituida actualmente por grupos electrógenos que utilizan Diesel en forma permanente.

28 Concepción, Chiguayante, San Pedro de la Paz, Talcahuano, Hualpén, Lota, Coronel, Tomé, Penco, Hualqui

Escenario Alto: Este escenario es similar al Escenario Base respecto de los cambios a gas natural que se verificarían en los sectores industrial, fiscal, comercial y generación eléctrica (XI Región), pero la demanda de gas natural en el sector residencial es mayor, dado que se verifica un recambio de leña a gas para un porcentaje de hogares superior en 20% al simulado en el Escenario Base.

Escenario Bajo: Este escenario es similar al Escenario Base respecto de los cambios a gas natural que se verificarían en los sectores industrial, fiscal, comercial y generación eléctrica (XI Región), pero la demanda de gas natural en el sector residencial es menor, dado que se verifica un recambio de leña a gas para un porcentaje de hogares inferior en 20% al simulado en el Escenario Base.

4.8.2.2. Escenarios de cálculo de la estructura tarifaria. Costos de distribución Primaria y secundaria.

En lo principal se han seleccionado tres opciones para calcular los Costos Unitarios de Distribución Primaria (C_1) y Secundaria (C_2):

- **Calcular ambos costos por sector** abastecido, considerando la inversión, costos de operación y demanda para cada caso.
- **Calcular un único Costo de Distribución Primaria** para toda el área del estudio (Costo C_1 socializado) y mantener el Costo de Distribución Secundario C_2 relevante para cada sector.
- Calcular un solo Costo de Distribución Primaria y Secundaria para toda el área de estudio (Costo ($C_1 + C_2$) socializado)

4.8.2.3. Año de Simulación

La simulación de demanda de gas natural se hará para el **año 2018**, fecha en la cual estarían vigentes todos los Planes de Descontaminación Atmosférica (PDA) antes descritos. No obstante, las emisiones de un escenario futuro sin aprovisionamiento de gas fueron

supuestas, utilizando un criterio conservador, equivalentes a las actuales, sin considerar que la progresiva entrada en vigencia de distintos Planes de Descontaminación Atmosférica hacia el año 2018, podría lograr reducciones de emisiones de material particulado fino. Este supuesto implica que eventualmente tanto la reducción de emisiones como los beneficios determinados podrían tener cierto grado de sobrestimación.

4.8.2.4. Parámetros de Evaluación Económica

Para la evaluación económica se definieron los siguientes parámetros:

- Período de amortización: 20 años.
- Valor residual: cero.
- Tasas de descuento privada: 9 % (corresponde a la tasa de rentabilidad fijada por el Ministerio para las empresas distribuidoras de gas). No obstante, esta tasa puede ser sensibilizada en el modelo de simulación para valores que fluctúan entre 7% y 15%.
- Moneda: Dólares Estadounidenses (USD) constantes del año 2013.
- Rentabilidad: Calculada sobre activos.

4.8.2.5. Escenarios de Precios de Combustibles

Uno de los temas fundamentales para el proceso de simulación de demanda de gas natural y tarifas, correspondió a determinar distintos escenarios de precios de combustibles a incorporar en el modelo.

Para efectos de la modelación, se consideraron **dos escenarios de precios**:

- Escenario basado en precios históricos de combustibles en Chile.
- Escenario basado en precios proyectados para el año 2018.

Escenario de precios históricos (Detalles en Anexo 7)

Los precios históricos corresponden a los registrados actualmente en el país. No obstante en el caso del gas natural, se corrigieron dichos precios (ver Ec. 5) de manera de representar la optimización de costos en un mercado más competitivo (esperable dado el crecimiento

de la demanda y futuras regulaciones). A continuación se detallan los supuestos utilizados para conformar este escenario de precios:

- Se utilizará una única serie de precios para todos los puntos de venta situados entre la VIII y XI Regiones.
- Los precios históricos de los **combustibles líquidos** (Kerosene, Diesel y FO N°6) corresponden al precio ENAP Paridad Concón[29], correspondientes al promedio para el periodo comprendido **entre Julio 2013 y Julio 2014.** Se optó por esta alternativa teniendo en consideración que la fuerte caída del precio del crudo no se refleja instantáneamente en el precio de los combustibles derivados. En efecto cuando el precio del petróleo va bajando, el precio de los combustibles recoge esa baja con un desfase asociado al tiempo que transcurre entre la adquisición del crudo y el transporte a las refinerías del mercado relevante, proceso y venta del combustible.
- Los precios históricos de **GLP** corresponden al precio promedio ENAP Paridad Concón para el periodo comprendido **entre Marzo y Julio de 2014.** Cabe señalar que en este caso no fue posible utilizar el precio promedio del periodo entre Julio 2013 y Julio 2014 (como en el caso de los combustibles líquidos), dados los cambios introducidos por ENAP para el cálculo del precio paridad Concón (ver detalles de los cambios en Anexo 7).
- El precio del **GLP para consumo residencial** en Chile se calculó agregando al precio ENAP paridad Concón, el margen bruto de distribución en Chile (Región Metropolitana), equivalente a **18,1 USD/MMBTU.**
- Para el precio histórico de la **leña**, se utilizó un valor promedio, para el **invierno del año 2014**, entre distintas regiones para el precio de **venta a granel de leña certificada.** Los valores utilizados para el cálculo provienen de distintas fuentes (ver Anexo 7 para los detalles de las distintas fuentes de información).
- El precio del **carbón** corresponde a carbón de **7.000 Kcal/kg**, puesto en Ventanas, utilizando como referencia el carbón bituminoso de USA (CNE, 2014).

29 http://www.enap.cl/pag/66/991/tabla_de_precios_de_paridad

- Para los **precios históricos de gas natural** se definió utilizar la fórmula de cálculo siguiente, basada en el precio del GNL DES Quintero (1,15 HH+4):

$$\boldsymbol{P_{GN} = (1.15 * HH + 4) + C_1 + C_2 + C_3 + M} \qquad \textbf{(Ec.5)}$$

Donde:

P_{GN}: Corresponde al precio del gas natural en el punto de consumo (USD/MMBTU)

HH: Valor del Henry Hub (USD/MMBTU). Se considera un valor de HH igual a **4,29 USD/MMBTU**, correspondiente al periodo entre Julio de **2013 y Julio de 2014**.

C_1: Corresponde al Costo de Distribución Primaria[30] (USD/MMBTU)

C_2: Corresponde al Costo de Distribución Secundaria USD/MMBTU)

C_3: Corresponde al Costo de Distribución Terciaria para clientes RESCOM (USD/MMBTU)

M: Margen bruto de distribución.

En la tabla 4 se presentan los precios definidos para el Escenario de Precios Históricos, comparados con aquellos correspondientes al escenario 2018 que se describe a continuación.

Escenario de Precios 2018

A continuación se detallan los supuestos utilizados para conformar este escenario de precios:

- Se utilizará una única serie de precios para todos los puntos de venta situados entre la VIII y XI Regiones.
- Los precios proyectados al **año 2018** para los **combustibles líquidos** (GLP, Kerosene, Diesel, GLP y FO N°6) se han estimado considerando el **escenario de precios bajos del crudo Brent** (Low Oil Price Case en Anexo 7) previsto por la EIA. De acuerdo a dichas proyecciones, el precio del crudo Brent a esa fecha correspondería a **75,53 USD/Bbl.** Los precios proyectados, al año 2018 para los combustibles líquidos se calcularon de acuerdo a la siguiente ecuación:

[30] Los conceptos de distribución primaria, secundaria y terciaria han sido definidos en la sección 4.6.1.1

$$P_{2018,i} = P_{BRENT,2018} * R_{CHILE,I} \quad \textbf{(Ec. 6)}$$

Donde:

$P_{2018,i}$: Corresponde al Precio en Chile, paridad Concón, del combustible líquido i al año 2018 (USD/MMBTU).

$P_{BRENT,\ 2018}$: Corresponde al precio proyectado para el crudo Brent para el año 2018 en el escenario de precios bajos (75,53 USD/Bbl).

$R_{CHILE,\ i}$: Corresponde a la razón entre el precio del combustible en Chile y el precio del crudo Brent (0,182 para GLP, 0,216 para Kerosene, 0,196 para Diesel y 0,134 para FO N°6).

- **Precio 2018** para el **GLP** en Chile (consumo domiciliario): Se obtuvo sumando al precio paridad Concón del GLP (determinado en la Ec. 6), el margen máximo de distribución en USA para el periodo 2011-2013, equivalente a **12,8 USD/MMBTU** (Ver detalles en Anexo 7).
- Para estimar el precio de la **leña** proyectado al 2018, se utilizó el valor promedio, para el **invierno del año 2014**, entre distintas regiones, para el precio de **venta a granel de leña certificada, cuyo precio se estima 25% superior al escenario de precios históricos.** Los valores utilizados para el cálculo provienen de distintas fuentes (ver Anexo 7 para los detalles de las distintas fuentes de información).
- El precio del **carbón** corresponde a carbón de **7.000 Kcal/kg**, puesto en Ventanas, y está referido utilizando como referencia el carbón bituminoso de USA. De acuerdo a las proyecciones de la EIA[31] el precio proyectado sería de 102,64 USD/Ton, equivalente a 3,70 USD/MMBTU.
- Para los **precios proyectados para gas natural** se definió utilizar dos fórmulas de cálculo basadas en el precio del GNL DES Terminal de Recepción (Ecuaciones 7 y 8):
    - En el caso de GNL recibido en Terminal Quintero[32]:

31 EIA, Abril 2014

[32] El parámetro de valor 4 en la ecuación 7 se calculó a partir de los precios del GNL Ex-Ship informados por Aduana para el año 2014.

$$P_{GN} = (1.15 * HH + 4) + C_1 + C_2 + C_3 + M \quad \textbf{(Ec.7)}$$

- En el caso del GNL recibido en el FSRU[33]:

$$P_{GN} = (1.15 * HH + 6,5) + C_1 + C_2 + C_3 + M \quad \textbf{(Ec. 8)}$$

Donde:

P_{GN}: Corresponde al precio del gas natural en el punto de consumo (USD/MMBTU)

HH: Valor del Indexador Henry Hub (USD/MMBTU). Para el caso de los precios proyectados se considera un valor de HH de **5,27 USD/MMBTU**, para el año 2018[34].

C_1: Corresponde al Costo de Distribución Primaria (USD/MMBTU)

C_2: Corresponde al Costo de Distribución Secundaria USD/MMBTU)

C_3: Corresponde al Costo de Distribución Terciaria para clientes RESCOM (USD/MMBTU)

M: Margen bruto de distribución.

Consideración relevante: Teniendo a la vista el objetivo del presente estudio, que es evaluar el costo-beneficio de implementar una red de gas natural en la zona sur del país, entre las regiones VIII y XI, que permita sustituir, entre otros energéticos, a la leña, se definió estructurar la tarifa correspondiente al gas natural considerando los costos de abastecimiento más un margen de comercialización. Al mismo tiempo, y con el objetivo de no generar una discriminación arbitraria a favor del gas natural y en desmedro del GLP, se definió calcular el precio del GLP para consumo domiciliario sumando al precio paridad Concón del GLP el margen máximo de distribución en USA para el periodo 2011-2013, equivalente a **12,8 USD/MMBtu.** Proyectar los precios del gas natural y GLP con el mismo supuesto, esto es precios correspondientes a aquellos que existen en un mercado competitivo, es muy relevante ya que ambos son combustibles sustitutos naturales, entre si y, para efectos del presente estudio, también respecto del consumo domiciliario de leña.

[33] El parámetro de valor 6,5 en la ecuación 8 se estimó a partir del precio ofrecido por EDF (Central El Campesino) en la última licitación de suministro de Energía Eléctrica del SIC (Dic 2014).

34 EIA proyecta solo un escenario de precio para el HH, que correspondería al Escenario de Referencia. En consecuencia para el Escenario de precio bajo de crudo sería esperable un precio del HH algo inferior.

En la sección 4.9.2.5 a 4.9.2.7 se presentan las metodologías de cálculo y supuestos utilizados para el cálculo de los componentes de la función de precios de gas natural: C_1, C_2 y C_3.

En la tabla siguiente se presentan los precios definidos para los escenarios de precios antes descritos.

Tabla 4. Escenarios de precios utilizados en el modelo de simulación de demanda (Precios no incluyen IVA).

Combustible	Escenario Precios Históricos (USD/MMBTU)	Escenario Precios 2018 (USD/MMBTU)	Observaciones
Gas natural	18,27 (1)	18,86 (2)	Ver notas 1 y 2 al pie de la tabla
GLP	19,74	13,72	ENAP Paridad Concón
GLP (Rescom)	37,84	26,52	Incorpora márgenes de distribución
Leña	6,22	7,78	
Kerosene	24,33	16,31	ENAP Paridad Concón
Diesel	22,18	14,80	ENAP Paridad Concón
Fuel Oil N°6	15,29	10,12	ENAP Paridad Concón
Carbón	3,45	3,70	Puesto en Ventanas
Crudo Brent (USD/Bbl)	109,14	75,53	-
Henry Hub (USD/MMBTU)	4,29	5,27	-

Notas:

(1) El precio histórico del Gas Natural informado en la tabla está calculado como (1.15 HH+4)*1,06+8.8. Esto considera i 6% de derecho de internación y el margen de distribución en USA.,

(2) La estimación del precio del Gas Natural para el año 2018 no incluye derecho de internación (6%), porque se supone que el LNG provendrá de USA.

4.8.2.6. Cálculo de Costos de Distribución Primaria (C_1)

Se decidió, en conjunto con la contraparte técnica del Ministerio de Energía, incorporar en el modelo un único escenario de abastecimiento primario de gas natural, de los previamente propuestos (Escenarios A, B y C). El criterio de selección del escenario de abastecimiento a modelar correspondió a la optimización de los costos de abastecimiento (C_1 y costo de GNL Ex Ship, USD/MMBTU), resultante en la VIII Región, mayor polo de consumo de energía. Adicionalmente, se evaluaron las alternativas de cabotaje marítimo (Terminal en Puerto Montt versus terminales en Valdivia, Chiloé y Puerto Chacabuco) para

el abastecimiento de las regiones al sur de la VIII Región, de manera de seleccionar la óptima en términos de costo de abastecimiento.

Para la toma de decisión sobre el escenario óptimo, se priorizaron aquellos escenarios que en principio tienen mayores posibilidades de ser implementados, en particular dado el efecto en demanda potencial de gas natural derivado del resultado del proceso de licitación de suministro eléctrico del SIC[35]. En efecto, el Escenario C ha incrementado las posibilidades de ser implementado dados los siguientes hitos: i) Ingreso del proyecto de Terminal GNL Penco- Lirquén, de la Empresa Biobiogenera al Sistema de Evaluación de Impacto Ambiental, ii) Ingreso de la Central "El Campesino", de la misma empresa, al Sistema de Evaluación de Impacto Ambiental, iii) Adjudicación de un bloque de energía de 4.000 GWh en el reciente proceso de licitación de suministro eléctrico para clientes regulados del SIC por parte de EDF (Electricité de France) mediante el proyecto "Central El Campesino".

De esta manera, los escenarios a evaluar para la optimización del abastecimiento primario son:

Escenario A: Extensión de la red existente de gasoductos, combinado con cabotaje marítimo de GNL, sistema de transporte de GNL en camiones y PSR.

Escenario C: FSRU (Floating Storage Regasificación Unit) en la Bahía de Concepción (VIII Región) combinado con cabotaje marítimo de GNL, sistema de transporte de GNL en camiones y PSR.

Evaluación económica de los escenarios de abastecimiento A y C. Consideraciones y supuestos realizados para el cálculo de Costo de Distribución Primaria (C_1)

Para la evaluación económica de los escenarios A y C se han tomado en cuenta las siguientes consideraciones comunes a ambas alternativas, ya que lo relevante es no generar distorsiones que puedan alterar la comparación:

- Parámetros de evaluación económica descritos en 4.8.2.4.
- Cada escenario considera la instalación, de Centrales de Ciclo Combinado de características similares en términos de consumo de gas.

[35] "LICITACIÓN DE SUMINISTRO SIC 2013/03 – 2° LLAMADO" Central El Campesino S.A. (Bulnes, VIII Región)

- Las inversiones requeridas para implementar los escenarios se verifican, en su mayoría, durante los primeros 2 años de la evaluación (años 0 y 1).
- La operación de los escenarios de abastecimiento comienza en el año 2, como se indica a continuación:
    - Al año 2 comienza el transporte de gas, con un flujo determinado por los consumos proyectados, incluyendo los de ENAP Refinería Biobío.
    - Al año 4 ingresa el consumo de la primera unidad de la Central de Ciclo Combinado, con un consumo equivalente a lo proyectado para la Central El Campesino (2,5 MMm^3/d).
    - Esta demanda aumenta en el año 6 con la entrada de una segunda unidad de ciclo combinado con un consumo equivalente a lo proyectado para la Central El Campesino (2,5 MMm^3/d). El supuesto implícito es que esta Central, se adjudique un bloque adicional en la siguiente licitación.

- El impuesto aplicado es del 27% según las nuevas condiciones enunciadas por la Reforma Tributaria.
- La tarifa de transporte primario resultante, $\mathbf{C_1}$ (USD/MMBTU) se considera fija a lo largo del período de evaluación.

Este Costo de Distribución Primaria (C_1) considera los costos de inversión y operación requeridos para:

(i) Transportar GNL desde el Terminal Quintero hasta los terminales marítimos de recepción (Puerto Montt o Valdivia, Chiloé y Aysén). Escenarios A y C.

(ii) Transportar gas natural por gasoducto desde el Terminal Quintero hasta la VIII Región (Escenario A)

(iii) Recepción y Regasificación de GNL en el FSRU y transporte de gas natural hasta el Gasoducto del Pacífico (Escenario C).

(iv) Transportar GNL vía terrestre desde terminal Quintero a Pemuco (Escenarios A y C)

El detalle de los ítems considerados para el cálculo de los costos de operación e inversión se presentan en el Anexo 3 “Sistemas de Abastecimiento Primario”.

4.8.2.7. Cálculo de Costos de Distribución Secundaria (C_2)

Los Costos de Distribución Secundaria (C_2) a todas las ciudades comprendidas en el área de estudio, excepto aquellas conectadas a gasoductos de distribución primaria, esto es, Concepción, Chiguayante, San Pedro de la Paz, Coronel, Lota, Talcahuano, Hualpén, Arauco, Chillán, Chillán Viejo, Pinto, Laja y Los Ángeles.

Los costos de distribución secundaria incluyen, según sea el caso, las componentes inversión y operación de: i) PSR (estanques, vaporizadores y sistemas auxiliares), ii) transporte terrestre de GNL desde llegada del abastecimiento primario hasta la PSR, iii) gasoductos de distribución secundaria.

El diseño de los equipos de la PSR fue hecho en base a los consumos promedio diario y peak de cada ciudad como se explica a continuación.

a) **Capacidad de almacenamiento de GNL (estanques):** Para almacenar el equivalente a 15 días de consumo promedio más la capacidad de una cisterna (43 m^3 de GNL)
b) **Capacidad de Regasificación**: Capaz de vaporizar GNL correspondiente a 1,6 veces el consumo promedio. En efecto, todas las ciudades del área de estudio tienen consumos peak, para el sector residencial, entre 1,2 y 1,55 veces los consumos promedio de energía (ver tabla A.2.10 en Anexo 2), por lo que se ha decidido usar un factor conservador para el consumo peak, equivalente a 1.6 veces el consumo promedio diario.

Los costos de transporte de GNL incluyen inversión en cisternas o contenedores, y el costo de operación para su traslado desde la planta de almacenamiento de GNL más cercana hasta la PSR.

Los gasoductos de distribución secundaria fueron diseñados para la demanda máxima de las ciudades abastecidas (ver Anexo 8 “Consumos máximos de gas natural proyectados”).

Detalles sobre el cálculo de la tarifa de distribución secundaria se presentan en el Anexo 4 “Sistemas de Abastecimiento Secundario”.

4.8.2.8. Cálculo de Costos de Distribución Terciaria (C_3)

La distribución terciaria de gas natural abarca desde el punto de entrega de la red secundaria hasta los puntos de consumo domiciliarios.

Las inversiones en red terciara han sido determinadas sólo para el abastecimiento del sector residencial, excluyendo los consumos correspondientes a los sectores industrial, comercial y fiscal, con el objeto de evitar distorsiones entre centros urbanos con diferencias de consumos significativos no residenciales. En efecto, existen ciudades localizadas, por ejemplo, en las cercanías de plantas industriales con consumos de energía relevantes. Si dichos consumos industriales, se sumaran a los consumos residenciales para el cálculo de las tarifas de distribución terciaria, se observarían tarifas muy bajas por variables que no guardan relación con aquellas estrictamente asociadas con el consumo residencial. Se entiende que las variables relevantes que afectan los consumos residenciales son el consumo por vivienda asociado a la condición climática y el nivel de ingreso.

El cálculo de esta tarifa de distribución se realizó sobre la base de una evaluación económica privada, considerando la red de distribución en las ciudades, las conexiones domiciliarias, las redes internas de las casas y el recambio de estufas. La evaluación económica se realizó separando dos componentes:

- Tarifa por distribución
- Tarifa por recambio de equipo.

Las variables generales que se consideraron para la evaluación económica fueron las que se detallan a continuación:

- Para el costo de instalación de la red se supuso un valor medio de 1756 USD/cliente (Considerando tipo de cambio promedio para el año 2013[36]). Este valor proviene del cálculo de los costos de distribución de gas en ciudades presentado en el Anexo 5
- El costo de inversión en calefactor residencial de gas natural asciende a 308 USD/cliente (Considerando tipo de cambio promedio para el año 2013). Este valor

[36] 495 $/USD

corresponde al equipo de calefacción que ofrece el menor costo de inversión por superficie a calefaccionar (Ver Anexo 6).

- Para los cálculos de las inversiones en redes terciarias se consideró que éstas distribuyen una cantidad de gas natural y abastecen a una cantidad de clientes residenciales que resultan del cálculo de la demanda base residencial del modelo.
- Las inversiones en redes terciarias se dividieron en partes iguales en los años 0 y 1.
- Las inversiones asociadas a recambios de estufas se consideraron en el año 2.
- Los costos de operación para la distribución de gas incluyen costos de mantención de redes y administración, considerados como 1% y 0,5% de la inversión total, respectivamente.
- En la evaluación económica no se consideran costos operacionales asociados al recambio de estufas, pues éstos son cargo del usuario y no del distribuidor. No se han incluido explícitamente los costos asociados a cambio de inyectores en cocinas y calefonts que actualmente utilizan gas licuado ya que su monto es marginal[37]

Finalmente, el costo de distribución terciaria (C_3) está dado por la siguiente ecuación:

$$\boldsymbol{C_3 = C_D + C_E} \qquad \textbf{(Ec. 9)}$$

Donde:

C_3: Corresponde al costo de distribución terciaria (USD/MMBTU)

C_D: Corresponde al costo de distribución de la red terciaria (USD/MMBTU)

C_e: Corresponde al costo de devolución de la estufa a gas (opcional) (USD/MMBTU)

En el Anexo 5 “Sistemas de Abastecimiento Terciario” se presentan los detalles asociados al cálculo de la tarifa de distribución terciara, incluyendo ejemplos para tres ciudades (Temuco, Valdivia y Chillán Viejo) con diferencias relativamente significativas de demanda.

[37] El costo de cambio de inyectores no supera los USD 10 por equipo intervenido

4.9. Estimación de impactos asociados a la sustitución de leña por gas natural. (Objetivo Específico 2.2.4).

4.9.1. Impactos en la evasión y recaudación tributaria por cambio en la matriz energética de las ciudades. Actividades 3.4.1 a 3.4.4.

El impacto en la recaudación tributaria por cambio en la matriz energética se calculó para escenario proyectado al año 2018, considerando el desplazamiento de leña en el sector residencial (reemplazo por gas natural). Cabe señalar, que para el escenario proyectado se considera que la leña se encontraría declarada como combustible, siendo su venta regulada y afecta a IVA. Se distinguen dos casos:

- Para las 19 ciudades identificadas con problemas de calidad del aire asociados al uso intensivo de leña se considera la aplicación de un subsidio al gas natural. El subsidio estaría orientado al sector residencial e igualaría el precio del gas natural con el de la leña, por lo que no existiría un cambio neto en la recaudación de IVA por el desplazamiento de leña por gas natural.
- En las ciudades restantes, no sujetas a subsidios, podría existir un cambio en el nivel de recaudación de IVA al reemplazar leña por gas natural. El cambio en la recaudación de impuestos se explicaría por la diferencia de precio entre la leña y el gas natural.

Estimación de la cantidad de leña comercializada que no paga IVA y cuantificación de la evasión tributaria asociada en el escenario actual.

La evasión tributaria del escenario actual, asociada a la comercialización informal de leña en las zonas urbanas del sur del país, se estimó considerando los consumos estimados de leña en el sector residencial por ciudad, la tasa promedio de evasión de IVA en la venta de leña, los precios promedios históricos de la leña y la tasa de impuesto (IVA). Los niveles de evasión de IVA (transacciones informales) por la venta de leña a los hogares fueron extraídos de la encuesta proporcionada por el Ministerio de Energía para este estudio (CDT&MMA, 2014). Esta encuesta considera las zonas urbanas de Concepción

Metropolitano[38], Chillán y Chillán Viejo, Los Ángeles, Osorno, Valdivia y Coyhaique. El detalle de la información por ciudad se presenta en el Anexo 10 "Recaudación y Evasión Tributaria".

El nivel de evasión de IVA debido a la venta informal de leña en el sector residencial en el escenario actual se calcula de la siguiente forma:

$$E_{IVA} = \sum_{i=1} (C_{Li} \times I) \times P_{AL} \times t \qquad \textbf{(Ec.10)}$$

Donde:

E_{IVA}: Corresponde a la evasión del impuesto (IVA) por la comercialización de leña en el escenario actual

C_{Li}: Consumo de leña en la zona urbana, i

I: Fracción de ventas de leña sin emisión de boleta o factura

P_{AL}: Precio promedio actual de la leña

t: Tasa de impuesto, correspondiente al IVA (19%)

Estimación del cambio en la recaudación tributaria de IVA por desplazamiento de leña por gas natural en las zonas urbanas en el escenario proyectado.

A partir de los datos entregados por el modelo de simulación (nueva demanda de gas por ciudad) se determinó que el cambio en la recaudación tributaria asociada al pago de IVA, sólo ocurriría en aquellas ciudades que no contemplen un subsidio al precio del gas natural. Para calcular el impacto en la recaudación de IVA en las zonas urbanas que no aplicaría el subsidio se consideraron los requerimientos netos de energía para calefacción, esto es, el consumo de energía útil el cual se obtiene corrigiendo los consumos brutos de energía por el rendimiento térmico del artefacto.

El impacto en la recaudación de IVA debido al desplazamiento de la leña por gas natural y considerando los escenarios proyectados de precios de los energéticos en el sector residencial se calcula de la siguiente forma:

[38] Constituidos por las comunas de Concepción, Talcahuano, Chiguayante, San Pedro de la Paz, Hualpén, Lota, Coronel, Penco, Tomé y Hualqui.

$$B_{IVA} = \sum_{i=1} \left\{ (1 - S_i)(C_{Li} \times PCS_L \times P_{PL} \times t) + S_i \left[\left(\frac{C_{Li} \times PCS_L \times \eta_L}{\eta_{GN}} \right) \times P_{PGN_i} \times t \right] \right\}$$ **(Ec. 11)**

Donde:

B_{IVA}: Corresponde a la recaudación neta del impuesto a la venta de leña (IVA)

S_i: Fracción de sustitución de leña por gas natural en la comuna i

C_{Li}: Consumo bruto de leña en la zona urbana i

PCS_L: Poder calorífico superior de la leña

η_L: Eficiencia térmica de los equipos a leña

P_{PL}: Precio proyectado de la leña

η_{GN}: Eficiencia térmica de los equipos a gas natural

P_{PGN}: Precio del gas natural en la zona urbana i

t: Tasa de impuesto, correspondiente al IVA (19%)

4.9.2. Beneficios en salud producto de la mejora en la calidad del aire por reducción de emisiones de material particulado. Actividad 3.4.5.

Los objetivos ambientales que se podrían lograr al introducir gas natural en las zonas urbanas del sur del país consistirían en la reducción de los niveles actuales de concentración ambiental de material particulado fino ($MP_{2,5}$) y los beneficios en salud resultantes.

La reducción de emisiones de $MP_{2,5}$ se verificaría debido al desplazamiento de combustibles más contaminantes, entre ellos la leña, energético de elevada penetración en el sector residencial del área de estudio. En efecto, en la mayoría de estas zonas urbanas la principal fuente de emisiones de material particulado fino corresponde a la combustión residencial de leña para calefacción y cocina, situación que ha sido documentada en los inventarios de emisiones desarrollados para gran parte de las zonas urbanas con problemas de contaminación del aire (Gran Concepción, Chillán y Chillán Viejo, Los Ángeles, Temuco y Padre las Casas, Osorno y Coyhaique).

Para el cálculo de los beneficios en salud, derivados de la reducción de emisiones de $MP_{2.5}$, se requiere previamente estimar la reducción de emisiones de este contaminante, dada por

la diferencia entre las emisiones proyectadas (con abastecimiento estable de gas natural) y las actuales (tomando el año 2013 de referencia).

Una vez más es necesario recalcar que las emisiones de un escenario futuro sin aprovisionamiento de gas fueron supuestas, utilizando un criterio conservador, equivalentes a las actuales, sin considerar que la progresiva entrada en vigencia de distintos Planes de Descontaminación Atmosférica hacia el año 2018, podría lograr reducciones de emisiones de material particulado fino. Este supuesto implica que eventualmente tanto la reducción de emisiones como los beneficios determinados podrían tener cierto grado de sobrestimación.

La metodología de cálculo de la reducción de emisiones y los principales supuestos utilizados se resume a continuación, presentándose los detalles en el Anexo 9.

4.9.2.1. Niveles actuales y proyectados de emisión de $MP_{2,5}$ y contaminantes del aire

Los niveles de emisión de $MP_{2,5}$ actuales y proyectados fueron estimados considerando los consumos actuales de combustibles en los sectores residencial, comercial, fiscal, industrial y generación eléctrica determinados previamente (ver secciones 4.2 y 4.3).Las emisiones de material particulado fino fueron calculadas a partir de factores de emisión de acuerdo a la siguiente ecuación:

$$\boldsymbol{MP_{2,5}\left(\frac{masa}{tiempo}\right) = FE_{2.5}\left(\frac{masa}{A}\right) * Nivel\ de\ Actividad\ \left(\frac{A}{tiempo}\right)} \qquad \textbf{(Ec. 12)}$$

Donde:

$MP_{2,5}$: Corresponde a la cantidad de material particulado fino emitido en un determinado periodo de tiempo (Ejemplo: Ton/año)

$FE_{2,5}$: Corresponde al factor de emisión de material particulado fino desde una determinada fuente de combustión para un determinado nivel de actividad de este en el tiempo. Este factor depende de la tecnología del calefactor y del tipo de combustible.

Nivel de Actividad: Corresponde al consumo de combustible de la fuente evaluada en el periodo de tiempo. Puede ser expresado en unidades másicas (Ejemplo: masa de $MP_{2,5}$ emitido/masa de combustible utilizado por la fuente) o energéticas (Ejemplo: masa de $MP_{2,5}$ emitido/consumo de energía de la fuente).

Emisiones del Sector residencial. Supuestos para la estimación de Factores de Emisión asociados a combustión de leña.

Los factores de emisión de calefactores que utilizan leña como combustible dependen fundamentalmente de la humedad de la leña y la tecnología del calefactor.

Efecto de la humedad de leña: Los factores de emisión fueron estimados para cuatro escenarios de humedad de la leña[39]. Estos escenarios, que dan cuenta distintas proporciones de leña seca, semi-húmeda y húmeda, en los consumos residenciales en cada ciudad, se presentan en la tabla siguiente.

Tabla 5. Escenarios de contenido de humedad de la leña considerados en el análisis.

Escenario	% Leña seca (Humedad<=25%)	% Leña semi húmeda (25%<Humedad<30%)	% Leña húmeda (Humedad>=30%)
1	95	5	0
2	60	20	20
3	20	20	60
4	10	10	80

Efecto del tipo de calefactores: La proporción de distintos equipos existentes en el parque de calefactores fue estimada a partir de los datos de la encuesta recientemente ejecutada por el Ministerio de Energía, facilitada para efectos de este estudio (CDT & MMA, 2014). Los factores de emisión de $MP_{2,5}$ utilizados para estimar las emisiones derivadas de la combustión de leña en el sector residencial fueron extraídos de la literatura (DICTUC, 2008),

[39] Escenarios de humedad de la leña acordados con la contraparte técnica del Ministerio de Energía y Ministerio del Medio Ambiente.

y se muestran en la tabla siguiente. Mayores detalles pueden ser consultados en el Anexo 9 “Emisiones Atmosféricas”.

Tabla 6. Factores de emisión de material particulado fino ($MP_{2,5}$) según contenido de humedad de la leña y tecnología del calefactor.

Tipo de Calefactor	FE (g $MP_{2,5}$/kg leña)		
	Humedad de la leña (% b.s)		
	0-20%	20-30%	30-40%
Cocina de Fierro	18,6	30,1	87,6
Chimenea	16,1	26,0	75,8
Doble Cámara	8,1	13,1	38,2
Cámara Simple	14,9	24,0	69,9
Salamandra	16,1	26,0	75,8
Estufa de Lata	16,1	26,0	75,8
Horno de Barro	16,1	26,0	75,8
Otro	16,1	26,0	75,8

Emisiones asociadas a otros combustibles y actividades

Los factores de emisión de material particulado fino correspondientes a fuentes de combustión residencial que utilizan otros combustibles, así como procesos industriales y actividades comerciales y fiscales, fueron estimados en función de los consumos de energéticos y procesos identificados en el área de estudio (ver secciones 4.2 y 4.3), a través de factores de emisión recopilados del AP-42 de la Agencia de Protección Ambiental de Estados Unidos (US EPA, 1995). Dado el número considerable de tipos de procesos y equipos involucrados, el listado de factores de emisión se detalla en el Anexo 9.

4.9.2.2. Estimación del beneficio asociado a la reducción de emisiones de material particulado fino.

Los beneficios económicos asociados a mejoras en salud debido a la reducción de emisiones de material particulado fino, producto de la sustitución de combustibles más contaminantes por gas natural fueron estimados por el Ministerio del Medio Ambiente, a partir de los datos de reducción de emisiones determinados en la sección anterior.

Estos beneficios se originan en las muertes evitadas producto de la reducción en concentraciones ambientales de Material Particulado fino ($MP_{2,5}$).

El cambio en la concentración de $MP_{2,5}$ con respecto a un cambio en la emisión del contaminante, se estimó considerando el factor de emisión-concentración (FEC) para cada zona geográfica de interés. Este factor (FEC) representa la relación entre una cantidad dada de contaminante emitido en un determinado periodo de tiempo con la concentración ambiental resultante (promedio anual, $\mu g/m^3$).

Los Factores Emisión-Concentración utilizados en la evaluación fueron determinados usando modelos del tipo *rollback* simple (Noel de Nevers, 1975; T. Y. Chang, 1975), relacionando las emisiones con concentraciones:

$$FEC_i = \left(\frac{\Delta E_i}{\Delta C_i} \right) \qquad \textbf{(Ec. 13)}$$

Donde:

$FEC_{2,5}$: Factor de emisión concentración para $MP_{2,5}$ [(ton/año)/($\mu g/m^3$)]

$\Delta E_{2,5}$: Cambio en la emisión de $_{MP2,5}$ [ton/año]

$\Delta C_{2,5}$: Cambio en la concentración ambiental de $_{MP2,5}$ [$\mu g/m^3$]

Así, dado un cierto nivel de disminución de emisiones de $MP_{2,5}$ ($\Delta E_{2.5}$), conocido el FEC para material particulado fino en una determinada localidad, es posible determinar el cambio en la concentración ambiental de este contaminante.

Por otro lado, El cambio en concentraciones ambientales de $MP_{2,5}$ se relaciona con el cambio en el número de eventos (muertes prematuras) a través de la utilización de funciones Dosis (Concentración) respuesta. Por lo general las funciones Concentración-Respuesta (C-R) son el resultado de estudios epidemiológicos, cuyo análisis proporciona el valor de la pendiente de la curva C-R, o el riesgo relativo para una variación de la concentración del contaminante. En términos simples, la interpretación del coeficiente C-R

es la siguiente; a mayor coeficiente C-R, mayor es la incidencia sobre la mortalidad prematura o enfermedades en la población expuesta a la contaminación y se puede expresar mediante la siguiente relación matemática:

$$\Delta \text{Efecto}_{Pj} \approx \sum_{i=1}^{n} \beta_{pj} \cdot \Delta C_{pi} \cdot P_{ijp} \cdot y_{0j} \qquad \textbf{(Ec. 14)}$$

Donde:

ΔEfecto$_{pj}$: Cambio en efecto en salud j debido al delta de emisión del contaminante p

B_{pj}: Coeficiente de riesgo unitario del efecto en salud j y contaminante p [$(\mu g/m^3)^{-1}$].

P_{ij}: Población i expuesta al contaminante p y que puede sufrir efecto en salud j [habitantes]

y_{0j}: Tasa de incidencia base [casos / (habitantes- año)]

Para el caso de este estudio se obtuvo la cantidad de muertes prematuras evitadas por efectos de la reducción en la contaminación para las distintas zonas urbanas bajo estudio y considerando los distintos niveles de reducción de emisiones de $MP_{2,5}$, según los escenarios de contenidos de humedad de la leña.

Finalmente, el beneficio total en salud debido a la reducción en las concentraciones ambientales de MP2,5 se genera por la valorización de las muertes evitadas el cual se calcula multiplicando el número de casos (muertes) por la valoración asociada de padecer uno de los efectos valorados, tal como se señala a continuación:

$$Beneficio_p = \sum_j \Delta Efecto_{pj} \cdot VU_j \qquad \textbf{(Ec. 15)}$$

Donde:

Beneficios$_p$: Beneficio de la reducción de la concentración ambiental de p, en este caso MP2,5 [UF/año]

VU_j: Valoración unitaria de cada efecto *j* evaluado [UF/caso]

Detalles de la metodología aplicada y sus supuestos pueden ser consultados en el Anexo 9.

4.9.3. Beneficios producto de la reducción de consumo de energía. Actividad 3.4.6.

La reducción en consumo de energía se genera debido a un mejor aprovechamiento de la energía del combustible (calor útil) gracias a una mayor eficiencia del artefacto de calefacción a gas respecto de los actuales artefactos, en especial aquellos que utilizan leña como combustible. El calor útil aportado por la leña no sólo depende de la eficiencia del equipo, sino también del porcentaje de humedad que posea la leña. Un mayor contenido de humedad en la leña genera una menor entrega de calor debido a que el poder calorífico disminuye.

En un escenario de sustitución de equipos de calefacción a leña por nuevos calefactores a gas natural, el beneficio obtenido producto de la reducción en el consumo de energía, se traduciría en menores costos, los que se traducirían en ahorros que pueden ser calculados restando a los actuales costos energéticos, los costos futuros asociados a consumo de gas natural en equipos más eficientes:

$$A = C_A - C_F \qquad \textbf{(Ec. 16)}$$

Donde:

A: Beneficio económico anual (ahorros generados), (USD/año)

C_A: Corresponde al costo actual anual, asociado al consumo de combustible (USD/año).

C_F: Corresponde al costo futuro anual, asociado al consumo de gas natural, en ambos escenarios de precios (históricos y proyectados para el año 2018) (USD/año).

4.9.4. Otros beneficios. Actividad 3.4.8.

Reducción de costos en el sector fiscal

En este caso se evaluaron los beneficios asociados a la reducción de costos en el sector fiscal. Para ello se compararon los gastos actuales en combustibles (USD/año) con los futuros (que consideran utilización de gas natural en todo el sector fiscal), en el escenario de precios 2018, tarifa socializada. En la evaluación no se han considerado los costos asociados al recambio dada la escasa información existente relativa a las distintas tipologías correspondientes a las actividades fiscales.

Riesgos de incendios

Adicionalmente, mediante entrevista con Bomberos[40] se analizó la información pública disponible que permitiera evaluar las pérdidas económicas asociadas a incendios provocados por inflamación de estufas a leña.

4.9.5. Emisiones de Gases de Efecto Invernadero (GEI) y Black Carbón. Actividad 3.4.9.

Emisiones de GEI

Si bien durante la combustión la biomasa libera CO_2 (además de cantidades menores de otros GEI (en particular CH_4 y N_2O), el CO_2 emitido se considera neutral desde el punto de vista de su impacto en el efecto invernadero por cuanto, en principio, la misma cantidad de CO_2 emitida fue a su vez fijada por la biomasa durante su crecimiento. Esta suposición no es del todo cierta por cuanto durante el ciclo de vida de la biomasa se generan cantidades variables de GEI asociadas a consumos de combustibles (por ejemplo en faenas de cosecha, transporte de la biomasa, etc.). No obstante, las guías metodológicas de cálculo de inventarios de GEI para reportes oficiales y elaboración de proyectos de reducción de emisiones sujetos a transacciones de Bonos de Carbono, al no utilizar el enfoque de ciclo de vida, no incluyen las emisiones derivadas de quema de biomasa.

En consecuencia, la sustitución de leña por gas natural generaría un cambio en las emisiones de GEI, las cuales fueron calculadas en función de la demanda de este energético para distintos escenarios de penetración de gas (a partir de los resultados asociados al objetivo específico 4.3).

El cálculo de la generación de GEI se hará a partir de la cantidad de gas natural que sustituya leña en cada escenario y factores de emisión para la combustión de gas natural (independientes de la tecnología) sugeridos por el IPCC (Panel Intergubernamental para el Cambio Climático) en su guía metodológica para inventarios de emisiones (IPCC, 2006), de acuerdo a la siguiente ecuación:

[40] Superintendencia del Cuerpo de Bomberos de Concepción que cuenta con diez Compañías en su juridicción.

$$CO_{2,e} = FE_{GN} * C_{GN}$$ **(Ec.17-a)**

Donde:

$CO_{2,e}$: Corresponde a las emisiones de Gases de Efecto Invernadero, expresadas como CO_2 equivalente, generadas producto del incremento del consumo de gas natural (ton/año).

FE_{GN}: Factor de emisión[41] de $CO_{2,e}$ para el gas natural (ton CO_2/TJ) para fuentes estacionarias. Este factor comprende las emisiones de CO_2, CH_4 y N_2O ponderadas por su Factor de Forzamiento Radiativo.

C_{GN}: Consumo de gas natural generado por el desplazamiento de leña en unidades de energía (TJ/año).

Emisiones de Black Carbón

Existe un consenso general en la comunidad científica respecto de la contribución del black carbón (BC) al cambio climático, tanto a nivel local como regional. El BC corresponde a una fracción (carbono elemental) de los componentes orgánicos del material particulado fino ($MP_{2,5}$) , y se forma por la combustión incompleta de combustibles fósiles, biocombustibles y biomasa. Sin embargo, la corta vida media en la atmósfera de estas partículas (días o semanas), además de los mecanismos mediante los cuales afectan los cambios en el clima, hacen que su comportamiento difiera claramente al de los gases de efecto invernadero. En consecuencia, los impactos derivados de ambos no pueden ser comparados en la misma base, ni ser estimados bajo los mismos supuestos[42].

Dado que el BC corresponde a la fracción carbono Elemental (CE) del material particulado fino, la emisión de éste está implícita las emisiones totales de $MP_{2,5}$. A su vez, la fracción de CE en el material particulado dependerá del combustible, de las condiciones de la combustión (Excesos de oxígeno, fluidodinámica) y de los equipos o tecnologías de combustión utilizados. En consecuencia, como se observa en la tabla A. 9.17 del Anexo 9, el

[41] Factores de emisión contenidos en Anexo 9. Se explicitan en el modelo (Hoja F.E ICPF)
[42] Para mayor información se sugiere consultar (EPA, 2010)

porcentaje del $MP_{2,5}$ varía entre 4 y 38%, de acuerdo a las fuentes de información consultadas.

El cambio en las emisiones de BC se estimó a partir del cambio correspondiente a las emisiones de material particulado fino, de la siguiente manera:

$$\Delta E_{BC} = E_{BC,0} - E_{BC,F} \quad \textbf{(Ec. 17-b)}$$

Donde:

$E_{BC,\ 0}$: Corresponde a las emisiones actuales de BC (Basadas en la matriz actual de combustibles)

$E_{BC,\ F}$: Corresponde a las emisiones futuras de BC (basadas en la matriz futura de combustibles)

Las emisiones actuales y futuras de BC se calculan de la siguiente manera:

$$E_{BC} = \sum_i X_{i,BC} E_{MP2,5} \quad \textbf{(Ec. 17-c)}$$

Donde:

$X_{i,BC}$: Corresponde a la fracción de material particulado correspondiente a BC (Tabla A.9.17 en Anexo 9)

$E_{2,5}$: Corresponde a las emisiones totales de $MP_{2,5}$ en los escenarios actual y futuro, respectivamente.

4.10. Proponer y evaluar diferentes medidas destinadas a mitigar el impacto del uso de leña (Objetivo Específico 2.2.5).

4.10.1. Propuesta de medidas destinadas a mitigar el impacto del uso de la leña. Modelos de subsidios al gas natural. Actividad 3.5.1.

Se revisaron distintas medidas tendientes a mitigar el impacto asociado al uso de la leña. Algunas de estas medidas se han desarrollado en distintos Planes de Descontaminación Atmosférica o Anteproyectos de éstos (M_1 a M_4), otras han sido evaluadas por la

Universidad de Concepción en estudios previos, como es el caso de la medida M_5 (Universidad de Concepción, 2013 a). La medida de subsidio al gas natural es propuesta en este estudio, en forma adicional a las anteriores (M_6). Todas estas medidas tienen en común el objetivo de mejorar la calidad del aire.

Las principales medidas revisadas son las siguientes:

- Regulación de calidad de la leña en los puntos de la venta: Todos los oferentes de leña de la zonas pobladas del sur del país deben dar cumplimiento de la NCh N°2907 Of.2005 del INN[43]. (M_1).
- Recambio de calefactores a Leña: Programas de recambio de estufas a leña más ineficientes por equipos que cumplan con la Norma de Emisión correspondiente[44] (M_2).
- Prohibición del uso de leña para calefacción en situaciones de alerta ambiental (M_3).
- Mejora del envolvente térmico de las viviendas (M_4).
- Subsidios a tecnologías de calefacción alternativas a la leña (calefacción distrital, bombas de calor geotérmicas y VRF[45], estufas a pellets y calefacción solar) (M_5).
- Subsidio al Gas Natural (M_6).

En el caso de los subsidios al gas natural se proponen dos ejemplos tentativos de modelos, que aplican exclusivamente a las 19 comunas en condición de saturación:

Modelo de Subsidio N°1. Aplica a todo el sector residencial de las 19 comunas en condición de saturación. El monto a subsidiar es el mismo para todos los quintiles de ingreso y se calcula como el diferencial entre el precio del gas natural (Escenario de Precios proyectados al año 2018 y bajo una estructura tarifaria socializada) y el precio de la leña, IVA incluido (7,78 USD/MMBTU+IVA).

[43] Norma Chilena Oficial Combustible Sólido Leña. Requisitos, declarada oficial por Resolución Exenta N°569/2005 del Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción,

[44] D.S. N° 39/2011, Ministerio del Medio Ambiente. Establece Norma de Emisión de material particulado para artefactos que combustionen o puedan combustionar leña y derivados de la madera.

[45] VRF: Flujo de Refrigerante Variable

Modelo de Subsidio N°2. Aplica a todo el sector residencial de las 19 comunas en condición de saturación. El grupo objetivo corresponde a los cuatro primeros quintiles de ingreso y se calcula como el diferencial entre el precio del gas natural (Escenario de Precios proyectados al año 2018 y bajo una estructura tarifaria socializada) y el precio de la leña, IVA incluido.
Ambos modelos de subsidio se incorporaron en el modelo de simulación y los resultados por ciudad son informados en el reporte de salida del modelo.

4.10.2. Gasto público de medidas de mitigación del impacto del uso de la leña y redireccionamiento a subsidios. Actividad 3.5.2.

En este caso se evaluó la medida de recambio de calefactores (M_2). Para posibilitar la comparación del gasto público de esta medida con los subsidios al gas natural, se determinó el número de calefactores que debiese ser cambiado a modelos más eficientes y que cumplan con la Norma de Emisión para Calefactores a Leña, para producir el mismo beneficio en salud pública logrado en el escenario basal de demanda de gas natural (salida de condición de saturación de ciudades en esa condición).

Para efectos comparativos de los costos de reducir las emisiones de material particulado fino ($MP_{2,5}$) en las 19 comunas identificadas con problemas de calidad del aire se compararon los costos de los sistemas de distribución de gas natural para el sector residencial con medidas de recambio de calefactores a leña. Actualmente, en el marco de los Planes de Descontaminación Atmosférico de ciudades del sur del país se han materializado una serie de programa de recambios de calefactores a leña como una de las medidas más efectivas para reducir las emisiones de material particulado respirable. Estos programas han sido coordinados por el Ministerio del Medio Ambiente en conjunto con los organismos competentes y contempla el recambio de calefactores antiguos a leña, por uno menos contaminante. Cada equipo reemplazado reduciría emisiones considerando que se instalaría un calefactor a leña que cumpla con norma de emisión de calefactores a leña (D.S. N°39 del Ministerio del Medio Ambiente).

Según las fuentes de información utilizadas en este estudio (CDT & MMA, 2014), al año 2014 se estima que existen aproximadamente 85.000 salamandras, 62.500 calefactores de

combustión lenta de cámara simple, 170.000 cocinas a leña y 350.000 calefactores cámara simple (+ templador) en las 82 zonas pobladas bajo estudio. En este sentido se podrían materializar programas de recambio para acelerar el remplazo natural de los calefactores más contaminantes. Si se considera a los equipos de combustión lenta con sistema de templador existentes son los menos contaminantes, se podría orientar los programas de reemplazo de equipos a leña a los hogares que posean equipos más contaminantes e ineficientes, es decir, un 317.500 hogares que utilizan estos equipos en la zona bajo estudio. Para esta medida no se contempla el recambio en hogares que utilizan chimeneas abiertas. Para los cálculos del costo de esta medida se consideraron los costos de equipo y los costos de instalación del recambio. El número de calefactores a cambiar se determinó según el nivel de reducción de emisiones de $MP_{2,5}$ que se requiera para cada zona urbana. El potencial de reducción de emisiones de cada calefactor se determina en función del consumo promedio de leña en cada zona poblada y el promedio ponderado de los factores de emisión de los equipos sujetos a recambio con respecto al factor de emisión del equipo nuevo, ajustando ambos factores por la eficiencia del calefactor actual (50%) y el nuevo (75%)[46]. El contenido de humedad de la leña para el cual se consideró un escenario 60% seca, 30% semi-húmeda y 10% húmeda.

Reducción de Emisiones. Fórmula de Cálculo:

$$\Delta E_{CEQUIPOS} = \sum_i H_i^n \cdot C_i \left(fe^n - fe^a \right) \qquad \textbf{(Ec.18)}$$

Donde:

$\Delta E_{CEQUIPOS}$= Reducción de emisiones de $MP_{2,5}$ por efecto del cambio de calefactores

H_i^n = equipos en el hogar *i* que se recambia

C_i = consumo de leña por hogar *i*

fe^n = factor de emisión de equipo que cumple normativa

fe^a = factor de emisión ponderado de equipo actual

[46] Eficiencia media esperada para calefactores que cumplan con la Norma de Emisión D.S. No 39/2011 del MMA.

5. RESULTADOS

5.1. Definición del área de estudio. Ciudades comprendidas en la evaluación

De acuerdo a los datos extraídos de la encuesta CASEN 2011 (MIDEPLAN, 2012), entre las regiones VIII y XI se encuentran 82 ciudades que concentran más de 5.000 habitantes. De esta manera el área de estudio abarca un total de 3.136.460 habitantes, como se observa en la tabla siguiente, que contiene el resumen desagregado a nivel de provincia El listado de ciudades con más de 5.000 habitantes, así como algunas de sus principales características (superficie urbana, densidad de viviendas, número de viviendas) se presenta en el Anexo 1.

Tabla 7. Número de habitantes del área de estudio

PROVINCIA	CIUDADES CON MÁS DE 5000 HABITANTES	HABITANTES URBANOS
CONCEPCIÓN	11	978.403
ARAUCO	5	122.396
BIOBÍO	10	280.591
ÑUBLE	10	284.135
TOTAL VIII REGIÓN	36	1.665.525
CAUTÍN	13	502.489
MALLECO	8	123.542
TOTAL IX REGIÓN	21	626.031
LLANQUIHUE	7	261.133
CHILOÉ	5	105.118
OSORNO	2	157.244
TOTAL X REGIÓN	14	523.495
VALDIVIA	6	197.566
RANCO	3	52.778
TOTAL XIV REGIÓN	9	250.344
COYHAIQUE	1	47.929
AYSÉN	1	23.136
TOTAL XI REGIÓN	2	71.065
TOTAL	**82**	**3.136.460**

Dentro de estas ciudades se verifica una amplia variabilidad en términos de la cantidad de habitantes, como se muestra en la figura 10. El número de localidades pequeñas (sesenta y tres con menos de 40.000 habitantes) supera con creces a las ciudades intermedias (nueve entre 40.000 y 100.000 habitantes) y grandes (diez con más de 100.000 habitantes).

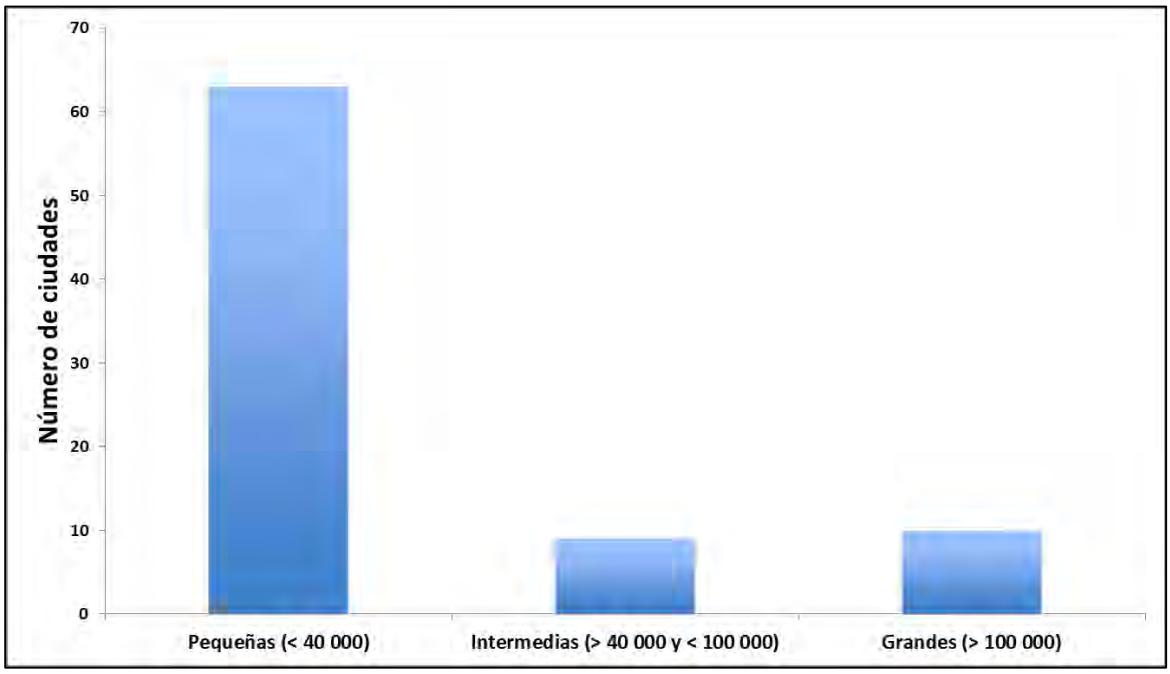


Figura 10. Distribución de las ciudades en función del número de habitantes.

En el área de estudio existen 19 ciudades que presentan condiciones de saturación de calidad del aire para material particulado fino. Estas ciudades corresponden a todas aquellas comprendidas en el Concepción Metropolitano[47], Chillán, Chillán Viejo, Los Ángeles, Temuco, Padre las Casas, Valdivia, Osorno, Coyhaique y Puerto Montt[48] totalizando entre ellas 2.168.188 habitantes.

A partir de los datos extraídos de la encuesta CASEN 2011 (ver detalles en Anexo 1, Tabla A.1.2), es posible distribuir el número de viviendas de cada una de las comunas incluidas en el estudio por quintil de ingreso. La figura siguiente muestra esos datos para las diecinueve

[47] Concepción, San Pedro de la Paz, Chiguayante, Talcahuano, Hualpén, Lota, Coronel, Hualqui, Tomé y Penco.

[48] Si bien Puerto Montt no está incluida en la Estrategia de Contaminación Atmosférica del Ministerio del Medio Ambiente, los elevados consumos de leña permiten presumir la condición de saturación.

comunas que, a propósito de sus niveles de contaminación del aire, podrían implementar Planes de Descontaminación Atmosférica en el futuro cercano.

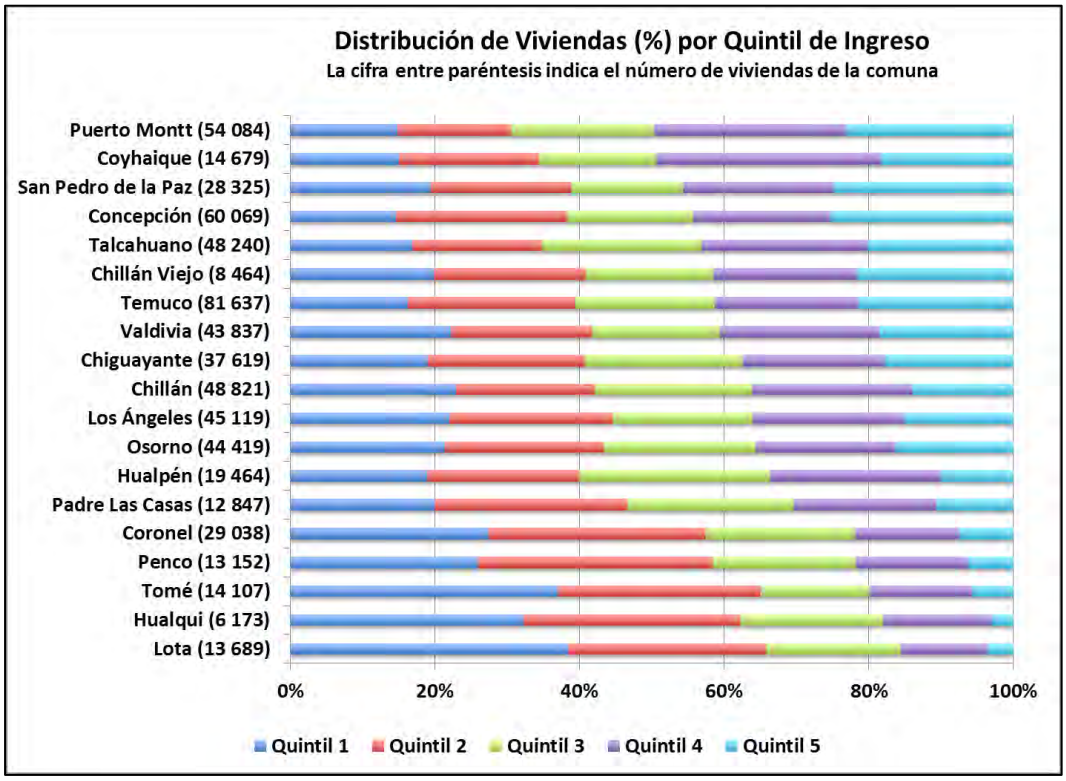


Figura 11. Distribución de Hogares según quintiles de ingreso.

5.2. Consumos sectores residencial, comercial, fiscal, en generación eléctrica e industrial anual por ciudad entre las regiones VIII y XI.

En la Tabla siguiente se resume el consumo energético de las distintas regiones, desagregado por sector económico (residencial, fiscal, comercial, generación eléctrica e industrial). Por otra parte en las tablas 9 a la 13 se detalla el tipo de combustibles utilizado por sector económico y región. El detalle de los consumos de combustibles por sector y ciudad se presenta en el Anexo 2.

Tabla 8. Consumo energético total por Región y Sector Económico

Región	Sector Residencial	Sector Comercial	Sector Fiscal	Sector Industrial	Sector Generación Eléctrica	Total Región
Unidades	**(10^6 Gcal/año)**					
VIII	5,27	0,067	0,072	29,40	18,90	**53,71**
IX	3,66	0,225	0,020	5,02	2,21	**11,14**
X	5,69	0,038	0,003	0,968	0,146	**6,84**
XIV	1,49	0,079	0,025	6,36	0,508	**8,46**
XI	1,19	0,013	0,007	0,032	0,110	**1,35**
Total	**17,30**	**0,422**	**0,127**	**41,78**	**21,87**	**81,50**

En la tabla anterior y figura 12 se observa que la VIII Región representa el 64,3% del consumo total (53,71 millones de Gcal/año). En contraste la región que presenta el menor consumo corresponde a la región de Aysén (1,34 millones de Gcal/año).

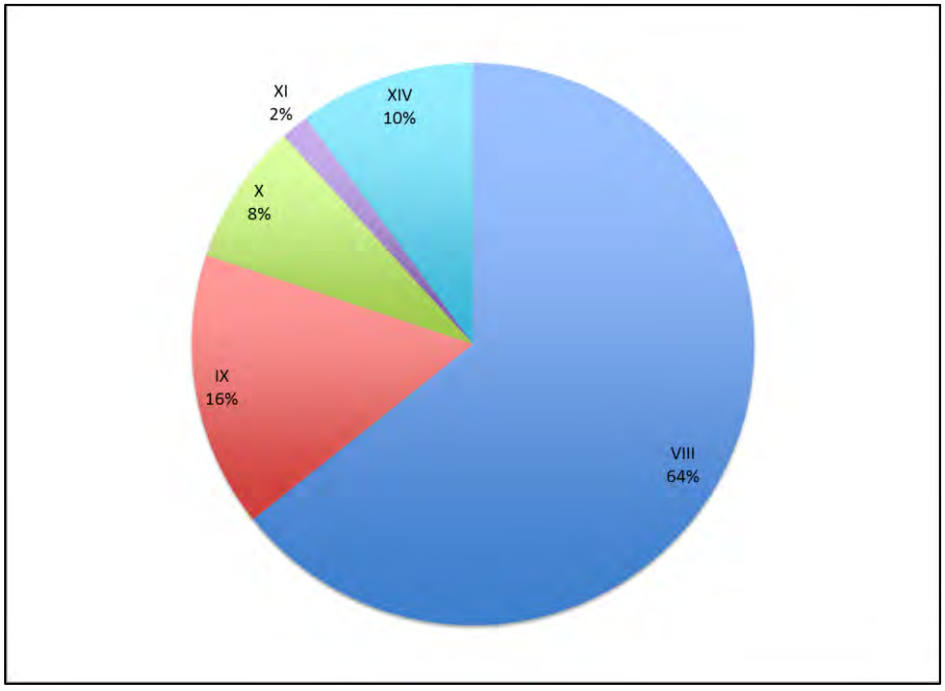


Figura 12. Distribución regional de consumos energéticos (combustibles)

Adicionalmente se observa (figura 13) que cerca del 80 % de los consumos energéticos (combustibles) corresponden a los sectores industrial y generación eléctrica (41,78 y 21,87 millones de Gcal/año, respectivamente). Resalta la VIII Región con el 70,4% del total de los consumos industriales y generación eléctrica (29,40 y 18,90 millones de Gcal/año, respectivamente). El sector residencial en su conjunto aporta con cerca del 20% de los consumos (17,30 millones de Gcal/año).

Los resultados indican una muy baja participación del sector comercial, no obstante es necesario indicar que este sector podría estar sub-representado en estas estimaciones por cuanto la elaboración de los inventarios de combustibles fue realizado en base a declaraciones asociadas al cumplimiento del D.S. N°138 del Ministerio de Salud, las cuales no son obligatorias a todas las actividades comerciales, especialmente aquellas de muy pequeña escala. La misma observación es aplicable al sector fiscal.

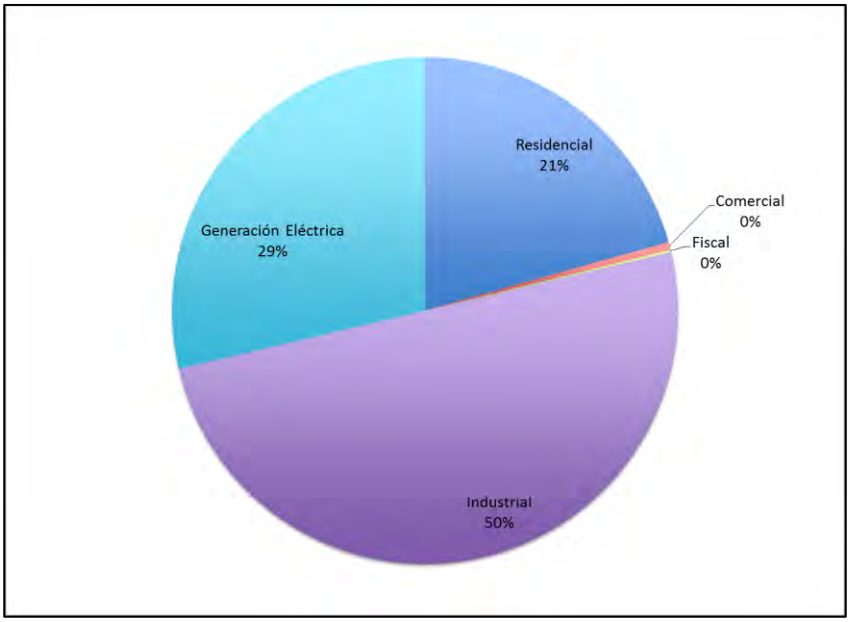


Figura 13. Distribución de los consumos energéticos según sector económico.

La distribución de los consumos de energía por sector económico es variable según las regiones (figura 14). Se observa que el consumo de los sectores industrial y generación eléctrica más significativos (en términos proporcionales al consumo total de la región), se registran en la VIII Región. También se observa que, aunque el consumo total va cayendo

hacia el sur, la participación del consumo residencial en ese total aumenta, en términos proporcionales.

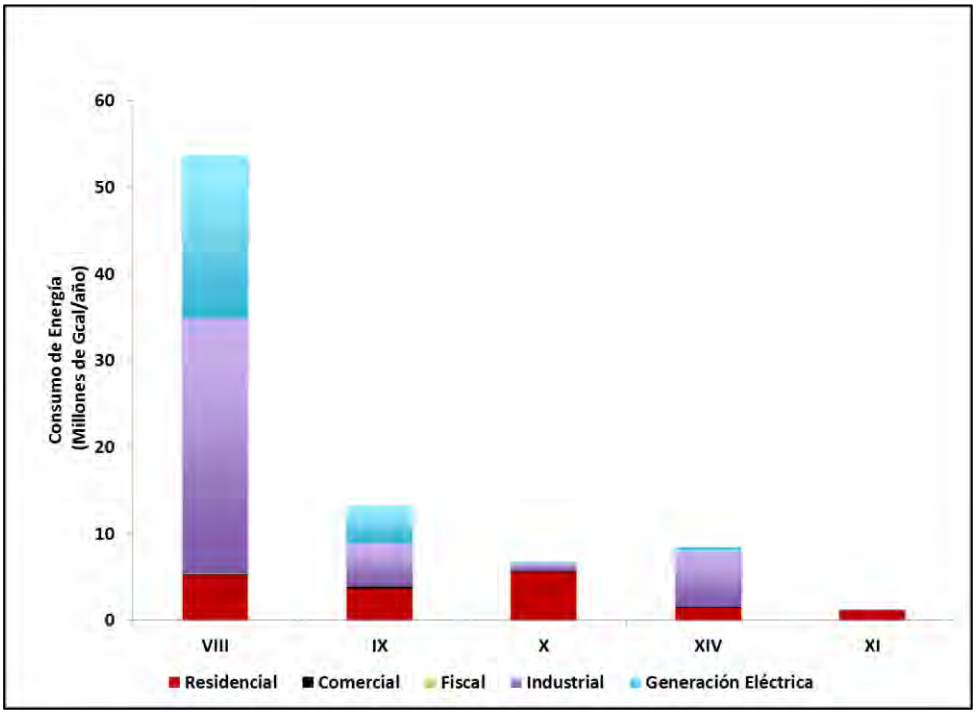


Figura 14. Distribución de los consumos de energía por región y sector económico.

En la Tabla 9 se presentan los consumos del sector residencial, desagregados a nivel regional, mientras que en la figura 15 se muestran los consumos residenciales per cápita. Se observa que en general el consumo residencial *per cápita* aumenta con la latitud, destacando los elevados consumos de la XI Región, cercano a las 17 Gcal/año/habitante, valor sobre 5 veces el consumo per cápita residencial de la VIII Región.

Adicionalmente se observa (figura 16) que más del 80% de las necesidades de combustible residencial son cubiertas utilizando leña. El Gas Licuado de Petróleo (GLP) no alcanza al 15% del consumo en este sector. Por su parte la penetración del gas natural es insignificante a pesar que hay oferta en el Concepción Metropolitano, Chillán y los Ángeles. A nivel agregado, los mayores consumos de combustibles residenciales se observan en la X, VIII y IX Regiones

Tabla 9. Consumo Sector Residencial según tipo de combustibles y Región.

Región	GLP	Kerosene	Leña	Gas de cañería	Total
	(10^6 Gcal/año)				
VIII	1,290	0,100	3,59	0,292	**5,27**
IX	0,510	0,032	3,07	0,048	**3,66**
X	0,340	0,044	5,26	0,046	**5,69**
XIV	0,180	0,012	1,29	0,004	**1,49**
XI	0,037	0,009	1,14	-	**1,19**
Total	**2,36**	**0,197**	**14,35**	**0,39**	**17,30**

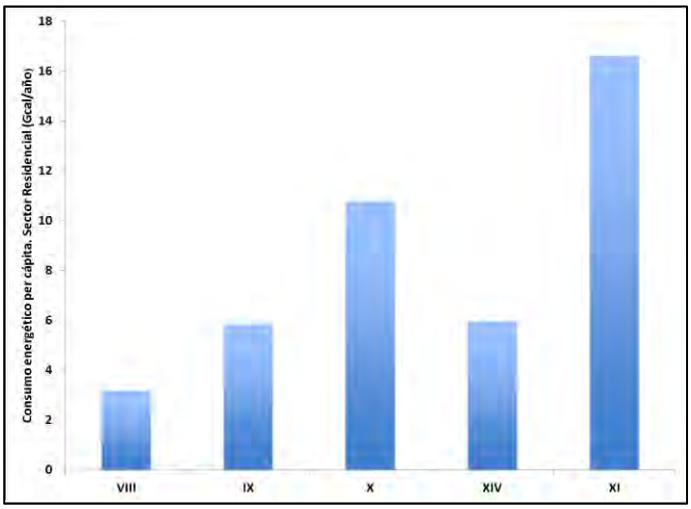


Figura 15. Consumo Per Cápita de Energía. Sector Residencial.

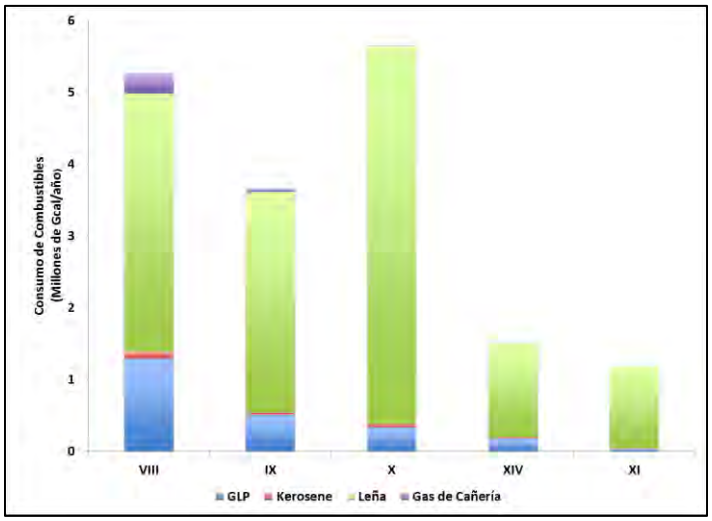


Figura 16. Distribución de los consumos energéticos residenciales según combustible.

La Tabla 10 contiene la información relativa a los consumos de combustibles para el sector industrial. Dada la amplia variedad de combustibles utilizados, se han agrupado los combustibles en diferentes categorías. Los consumos detallados y desagregados a nivel de combustibles individuales pueden ser consultados en el Anexo 2.

Tabla 10. Consumo Sector Industrial según tipo de combustibles por Región
(Fuente Elaboración propia según Reporte de Emisiones D.S. N°138/2005 Minsal, año 2013)

Combustible	Región VIII	Región IX	Región X	Región XIV	Región XI	Total
	(10^6 Gcal/año)					
Combustibles Líquidos derivados del Petróleo (1)	2,004	0,389	0,351	1,060	0,025	**3,829**
Carbón	0,340	0,079	0,380	0,014	-	**0,813**
Gas natural	1,639	-	-	-	-	**1,639**
Combustibles biomásicos (2)	7,581	1,173	0,236	1,804	-	**11,194**
Combustibles residuales de proceso (3)	16,674	2,952	-	3,457	-	**23,083**
Otros (4)	1,153	0,029	-	0,029	0,007	**1,218**
Total	**29,390**	**5,023**	**0,967**	**6,363**	**0,032**	**41,776**

Notas: (1) GLP, Kerosene, FO N°5, FO N°6, Diesel; (2) Aserrín, Biomasa combustible, Leña, Virutas y Despuntes; (3) Aceite usado, Gas de Alto Horno, Gas de Refinería, Licor negro; (4) Biogás, Gas de cañería, Coque de Petróleo, Metanol, Propano.

Como se observa en la tabla anterior y figura 17, la región que domina en términos de consumos energéticos corresponde a la VIII Región. Las demás regiones presentan consumo energéticos industriales sustancialmente menores, de manera que el ingreso de gas natural a la zona sur del país tendría un importante impacto en el sector industrial de la región del Biobío, en especial si el incremento de la demanda y disponibilidad de gas genera condiciones de mayor competitividad que se traduzcan en reducciones significativas de las tarifas. Aun considerando que parte importante de los consumos energéticos industriales de la VIII Región corresponden a combustibles residuales de proceso, esto es especialmente relevante para una región que en los últimos años ha visto mermada su actividad económica, especialmente en el sector industrial, debido a los altos costos de la energía.

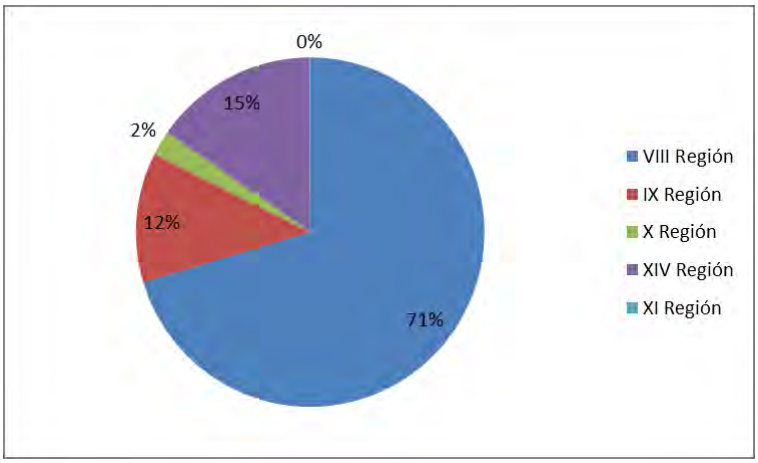


Figura 17. Distribución de los consumos energéticos industriales por región.

En la figura 18 se presenta la distribución, según categorías de combustibles, del consumo energético industrial. Se observa que la mayor proporción (55%) corresponde a los combustibles residuales de proceso (aceites usados, licor negro, gas de refinería y gas de alto horno) debido fundamentalmente a la contribución de los sectores Celulosa y Papel (Regiones VIII, IX y XIV), Refinación de Petróleo (VIII Región) y Siderurgia (VIII Región). En segundo lugar (27%) se ubican los combustibles biomásicos (leña, virutas, despuntes y aserrín), dada la relevancia de la industria forestal (y sus diversas vertientes) en la zona cubierta por el área de estudio. Finalmente, los combustibles líquidos derivados del petróleo están en el tercer lugar de relevancia de los consumos energéticos (9%).

Estos resultados son relevantes desde el punto de vista de la sustitución de algunos combustibles por gas natural. Evidentemente, al existir un suministro estable y eficiente de gas natural, los combustibles líquidos derivados del petróleo debiesen ser sustituidos en forma prácticamente automática, redundando en reducciones de costos energéticos y disminución de emisiones de contaminantes atmosféricos. Por otro lado, dependiendo del precio del gas natural y de la severidad de las futuras regulaciones ambientales (Planes de Descontaminación), parte de los consumos energéticos de origen biomásico podrían ser sustituidos por gas natural, si el costo de las inversiones requeridas para alcanzar las metas de reducción de emisiones impuestas supera el costo de recambio de los actuales combustibles por gas natural.

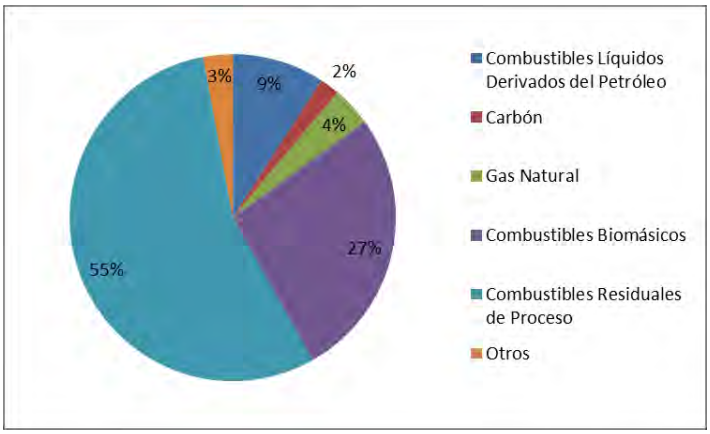


Figura 18. Participación de distintas categorías de combustibles en la matriz energética industrial del área de estudio.

En la tabla siguiente se presenta el resumen de los consumos de combustibles en el sector generación eléctrica agrupados los combustibles en diferentes categorías. Los consumos detallados y desagregados a nivel de combustibles individuales pueden ser consultados en el Anexo 2.

Tabla 11. Consumo Sector Generación Eléctrica según tipo de combustibles por Región

(Fuente: Elaboración Propia según Reporte de Emisiones D.S. N°138/2005 Minsal, año 2013)

Combustible	Región VIII	Región IX	Región X	Región XIV	Región XI	Total
	(10^6 Gcal/año)					
Combustibles Líquidos derivados del Petróleo (1)	0,376	0,024	0,146	0,508	0,110	**1,164**
Carbón	14,309	-	-	-	-	**14,309**
Gas natural	0,064	-	-	-	-	**0,064**
Combustibles biomásicos (2)	2,741	2,189	-	-	-	**4,93**
Combustibles residuales de proceso (3)	-	-	-	-	-	**-**
Otros (4)	1,375	-	-	-	-	**1,375**
Total	**18,865**	**2,213**	**0,146**	**0,508**	**0,110**	**21,842**

Notas: (1) GLP, Kerosene, FO N°5, FO N°6, Diesel; (2) Aserrín, Biomasa combustible, Leña, Virutas y Despuntes; (3) Aceite usado, Gas de Alto Horno, Gas de Refinería, Licor negro; (4) Biogás, Gas de cañería, Coque de Petróleo, Metanol, Propano.

En el caso de la generación eléctrica, se observa que la región de mayor consumo de combustibles corresponde a la VIII Región (figura 19), dando cuenta del 86.4% del total de los consumos de combustibles para generación eléctrica, en especial carbón (14,3 Millones de Gcal/año) asociado a la operación de 2 centrales termoeléctricas (Santa María I, Bocamina I y II[49]).

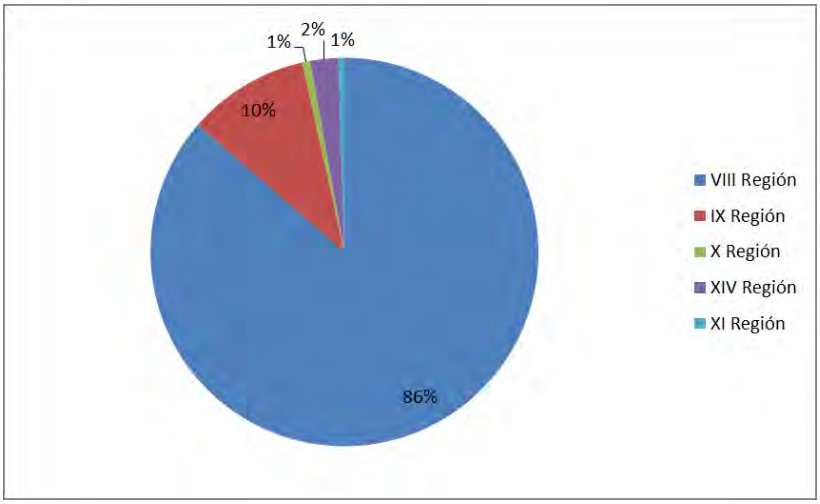


Figura 19. Distribución de los consumos para generación termoeléctrica por región.

Como se observa en la figura 20, luego del carbón (65,5%), los combustibles de mayor consumo en generación eléctrica corresponden a los combustibles biomásicos (22,6%), otros combustibles (en este caso coque de petróleo utilizado en la Central Petropower) con 6,3% y combustibles derivados del petróleo (5,3%), fundamentalmente Diesel. El aporte de estos últimos combustibles es relevante dado su precio e impacto en los costos marginales de generación de energía eléctrica. Es esperable que en un escenario de suministro estable y eficiente de gas natural a la zona sur del país permita el desarrollo de nuevas centrales de ciclo combinado con un claro efecto positivo en las dimensiones económicas y ambientales de este sector económico.

[49] Los consumos de carbón informados son para el año 2013, previo a la paralización de la Central Bocamina II.

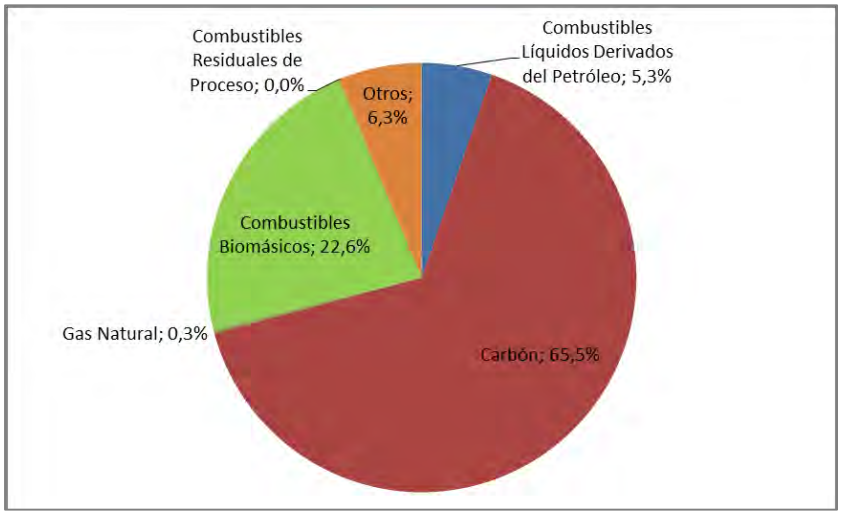


Figura 20. Participación de distintas categorías de combustibles en la generación termoeléctrica del área de estudio.

La tabla 12 presenta los resultados relativos a los consumos energéticos del sector comercial. El detalle de los consumos, desagregado a nivel de combustibles individuales se presenta en el Anexo 2.

Tabla 12. Consumo Sector Comercial según tipo de Combustibles por Región
(Fuente: Elaboración Propia según Reporte de Emisiones D.S. N°138/2005 Minsal, año 2013)

Combustible	Región VIII	Región IX	Región X	Región XIV	Región XI	Total
	(10^6 Gcal/año)					
Combustibles Líquidos derivados del Petróleo (1)	0,027	0,142	0,023	0,031	0,009	**0,232**
Carbón	0,002	-	-	0,006	-	**0,008**
Gas natural	0,034	-	-	-	-	**0,034**
Combustibles biomásicos (2)	0,003	0,055	0,015	0,025	0,004	**0,102**
Combustibles residuales de proceso (3)	-	0,003	-	-	-	**0,003**
Otros (4)	0,001	0,025	-	0,017	-	**0,0043**
Total	**0,067**	**0,225**	**0,038**	**0,079**	**0,013**	**0,422**

De los datos extraídos de la tabla anterior, representados en la figura siguiente se observa que los combustibles líquidos derivados del petróleo dan cuenta de gran parte de los consumos energéticos de este sector (55%), seguido de los combustibles biomásicos (24,2%). Estos datos son relevantes en términos económicos y ambientales. En efecto, dada la importante participación de los combustibles líquidos derivados del petróleo en la matriz comercial es posible anticipar un importante impacto en este sector en un escenario de abastecimiento estable y competitivo de gas natural debido a la reducción de costos asociados a los consumos energéticos. Por otra parte, este abastecimiento lograría suplir los consumos biomásicos, fundamentalmente leña, en un escenario cercano de implementación de Planes de Descontaminación en la zona Sur del país.

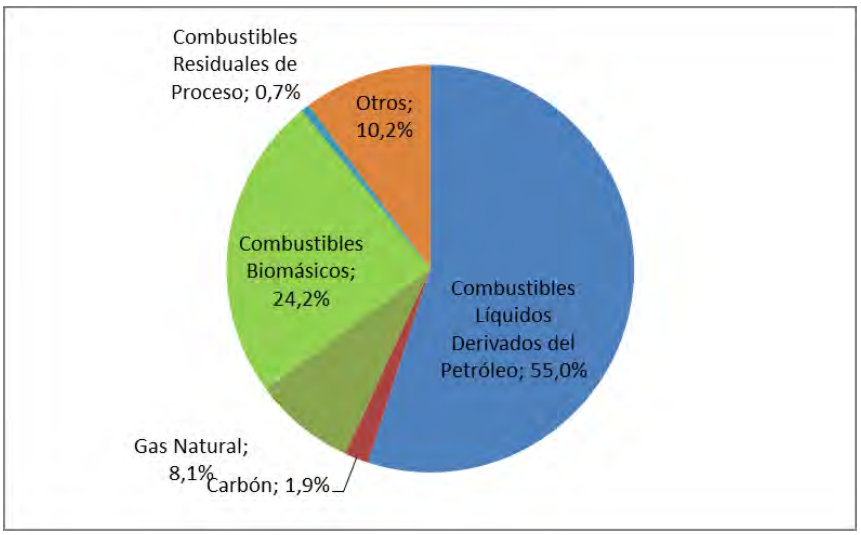


Figura 21. Participación de distintas categorías de combustibles en el sector comercial.

Finalmente, en la tabla 13 y figura 22 se presentan los resultados relativos a los consumos de combustibles del sector fiscal. Se observa que luego del gas natural, sólo disponible en algunas ciudades de la VIII Región, los combustibles derivados del petróleo son aquellos que dan cuenta del mayor porcentaje de los consumos de combustibles en este sector. Siguen en importancia los combustibles biomásicos (5.5%). Para este sector caben los mismos comentarios realizados para el sector comercial, en términos del impacto económico y ambiental.

Tabla 13. Consumo Sector Fiscal según tipo de Combustibles por Región

(Según lo declarado en Reporte de Emisiones D.S. N°138/2005 Minsal, año 2013).

Combustible	Región VIII	Región IX	Región X	Región XIV	Región XI	Total
	(10^6 Gcal/año)					
Combustibles Líquidos derivados del Petróleo (1)	0,009	0,015	0,003	0,006	0,004	**0,037**
Carbón	0,010	-	-	0,009	-	**0,019**
Gas natural	0,039	-	-	-	-	**0,039**
Combustibles biomásicos (2)	0,014	0,005	-	0,001	0,003	**0,023**
Combustibles residuales de proceso (3)	-	-	-	-	-	**-**
Otros (4)	-	-	-	0,009	-	**0,009**
Total	**0,072**	**0,020**	**0,003**	**0,025**	**0,007**	**0,127**

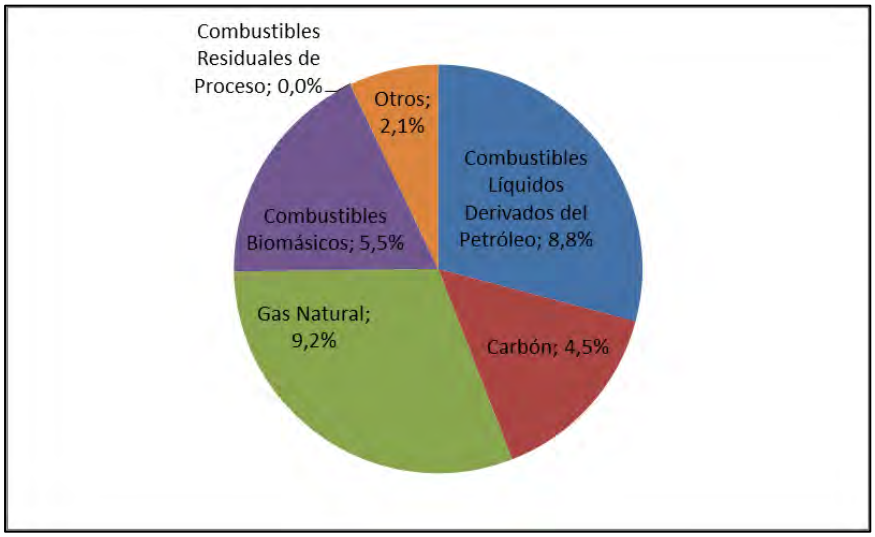


Figura 22. Participación de distintas categorías de combustibles en el sector fiscal.

5.3. Costos asociados a consumo de combustibles.

En la tabla siguiente se presentan los costos asociados al consumo de combustibles para los sectores residencial, comercial, fiscal, industrial y generación eléctrica por región. El detalle de los gastos por ciudad se presenta en el Anexo 2.

Cabe recordar que estos gastos han sido calculados bajo los supuestos expuestos en la sección 4.7.2, utilizando los precios indicados en la tabla 3.

Tabla 14. Resumen de gastos en combustibles por sector económico y región

REGIÓN	SECTOR ECONÓMICO					TOTAL
	RESIDENCIAL	COMERCIAL	FISCAL	INDUSTRIAL	GENERACIÓN ELÉCTRICA	
	MM USD/AÑO					
VIII	405,3	10,5	8,5	323,2	325,7	**1073,2**
IX	188,9	31,9	2,8	66,2	53,7	**343,5**
X	201,4	4,2	0,3	34,5	9,5	**250,0**
XIV	70,0	6,7	0,9	133,6	44,6	**255,8**
XI	36,3	1,1	0,5	1,9	8,6	**48,5**
TOTAL	**901,9**	**54,4**	**13,1**	**559,4**	**444,2**	**1971,0**

Como se observa en la figura siguiente, la mayor proporción de los gastos corresponderían al sector residencial (45,8%), seguido del sector industrial (28,4%) y generación eléctrica (22,5%). No obstante cabe señalar que los gastos de los sectores industrial y generación eléctrica pudiesen estar sub-dimensionados por cuanto éstos han sido calculados básicamente a partir de precios de paridad, lo que no refleja la realidad de los contratos. Otros gastos que pudiesen haber sido subestimados corresponden a los de los sectores comercial y fiscal, ya que como se explicara en secciones anteriores, los consumos de estos sectores están probablemente subestimados ya que no todas las actividades están sujetas a declaraciones de emisiones y combustibles (D.S. N°138 MINSAL), fuente de información para la estimación de los consumos de combustibles. En consecuencia, una de las recomendaciones que emanan de este informe corresponde a la necesidad de levantamiento de consumos energéticos del sector fiscal con el mayor nivel de detalle posible.

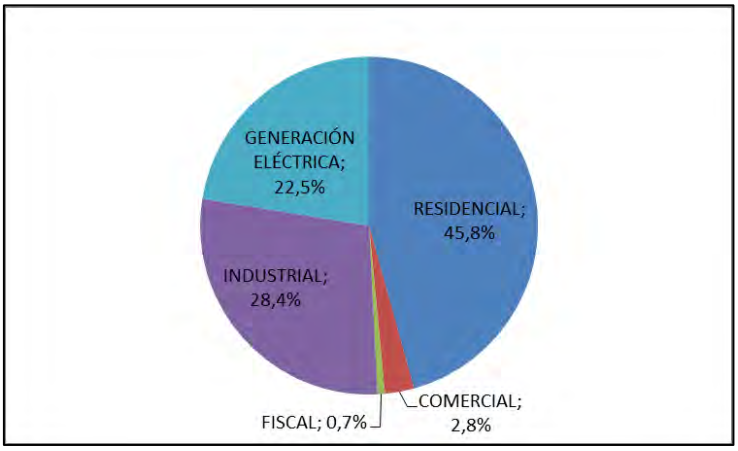


Figura 23. Participación de los distintos sectores económicos en los gastos actuales en combustibles.

A diferencia de los sectores industrial, generación eléctrica, comercial y fiscal, los datos presentados para los gastos del sector residencial se acercan bastante a la realidad por cuanto éstos han sido estimados a partir de consumos realistas y datos de precios informados por la CNE. Resulta interesante observar que si bien los mayores gastos de este sector corresponden a la VIII Región, por ser la más poblada, el análisis de gastos per cápita indica que en la medida que se avanza hacia el sur del país, los gastos per cápita se incrementan en función del aumento del consumo (se ha utilizado una serie de precios constante para el área de estudio, por lo que los resultados no son efectos de diferenciales de precio). Estos datos se presentan en la tabla siguiente.

Tabla 15. Gastos per cápita en combustibles según las regiones. Sector Residencial.

Región	Gasto (MM USD/año)	Habitantes (1)	Gasto Per Cápita (USD/Hab/Año)
VIII	**405,3**	**1.665.525**	**243,3**
IX	**188,8**	**626.031**	**301,7**
X	**201,4**	**523.495**	**384,7**
XIV	**70,0**	**250.344**	**279,6**
XI	**36,3**	**71.065**	**510,8**

(1) Sólo considera los habitantes de las ciudades comprendidas en el área de estudio

5.4. Consumo potencial máximo adicional de Gas Natural.

A continuación se presentan los resultados relativos al **consumo máximo adicional proyectado** de gas natural en cada región, esto es, resultante del reemplazo de todos los combustibles con las siguientes excepciones: (1) Procesos que utilicen gases residuales de sus propias operaciones y/o biomasas residuales, (2) Procesos que no pueden cambiar su combustible como por ejemplo centrales termoeléctricas a carbón, petcoke o biomasa). En Anexo 8 se entrega el detalle de la proyección de consumo por ciudad. En la tabla 16 y figura 24 se observa que el mayor potencial de consumo se concentra en la VIII Región (41,6%), seguida de la X Región (22,9%).

Tabla 16. Consumo máximo adicional proyectado por Región. Ciudades de más de 5000 habitantes.

REGIÓN	SECTOR ECONÓMICO (m^3/d)					
	RESIDENCIAL	COMERCIAL	FISCAL	GENERACIÓN ELÉCTRICA	INDUSTRIAL	TOTAL
VIII	1.245.671	18.008	21.098	136.953	1.077.037	**2.498.767**
IX	836.009	49.143	5.688	5.629	115.655	**1.012.125**
X	1.236.906	6.732	943	31.832	103.226	**1.379.639**
XIV	340.251	14.109	6.797	148.977	313.419	**823.554**
XI	254.874	2.510	2.174	28.799	9.317	**297.673**
TOTAL	**3.573.461**	**90.502**	**36.700**	**352.189**	**1.618.655**	**6.011.758**

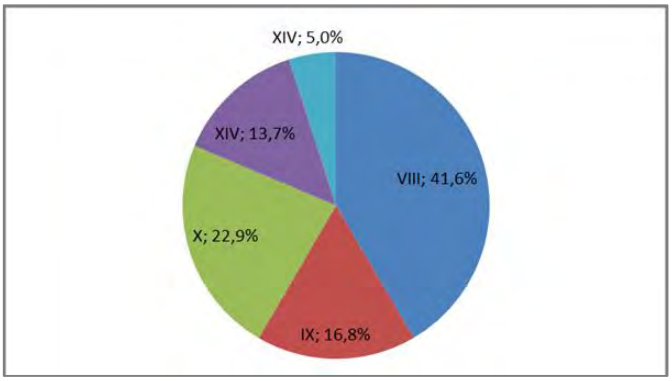


Figura 24. Participación de las distintas regiones en la demanda máxima potencial de gas natural.

Adicionalmente se constata (ver figura 25) que el sector residencial tiene el mayor potencial de sustitución de combustibles por gas natural (59,4%). Si se considera que este sector fundamentalmente utiliza leña como energético, se vislumbra claramente una oportunidad de introducir un combustible limpio (gas natural) a gran escala logrando mejoras ambientales significativas en términos de emisiones atmosféricas. En segundo lugar se ubica el sector industrial que alcanzaría el 29,6% del potencial máximo de consumo de gas natural, fundamentalmente en la VIII Región. En consecuencia, en un escenario de abastecimiento estable y competitivo de gas natural, este sector se vería favorablemente impactado en términos económicos y de desempeño ambiental.

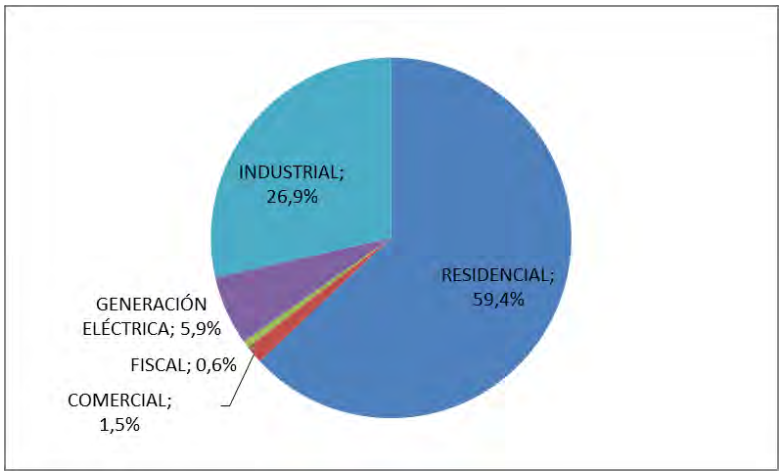


Figura 25. Potencial de sustitución de combustibles actuales por gas natural según sector económico

5.5. Evaluación de alternativas de abastecimiento de gas natural. (Objetivo Específico 2.2.1).

5.5.1. Evaluación de escenarios seleccionados para determinar los costos de abastecimiento de gas natural. Costos de Distribuciones Primaria y Secundaria.

Como se indicara previamente, se definieron tres escenarios de abastecimiento de gas natural, las cuales se recuerdan a continuación.

Escenario A. Extensión de red existente de gasoductos, combinado con cabotaje marítimo de GNL, sistema de transporte de GNL en camiones y PSR.

Escenario B. Cabotaje marítimo de GNL desde Terminal Quintero, combinado con sistema de transporte de GNL en camiones y PSR hacia las ciudades de destino.

Escenario C. FSRU (Floating Storage Regasification Unit) en la Bahía de Concepción (VIII Región) combinado con cabotaje marítimo de GNL, sistema de transporte de GNL en camiones y PSR.

A su vez cada uno de estos escenarios propuestos comprendía dos alternativas de cabotaje marítimo. La primera de ellas consideraba tres terminales marítimos de recepción de GNL en Valdivia, Chiloé y Puerto Chacabuco, mientras que la segunda estipulaba un único terminal de recepción de GNL en Calbuco. En la tabla siguiente se presenta el resumen de los costos de inversión y operación, así como los rangos para la capacidad de diseño, para cada uno de estos escenarios. Sólo se presentan los datos correspondientes a las componentes de abastecimiento primaria y secundaria. Los resultados relativos a la distribución terciaria se presentan más adelante.

Tabla 17. Resumen de inversiones asociadas a las redes de abastecimiento primarias y secundarias.

Escenario de Abastecimiento		Costo GNL, (USD/MM BTU)	CAPEX Total (MM USD)	OPEX Total (MM USD/año)	Capacidad de diseño (MM m^3/d)
A	Alternativa de Cabotaje Marítimo 1 (1)	10,06	725,68	67,15	6,7
	Alternativa de Cabotaje Marítimo (2)	10,06	757,38	56,51	6,7
B	Alternativa de Cabotaje Marítimo 1 (1)	10,06	333,68	78,08	4,2
	Alternativa de Cabotaje Marítimo (2)	10,06	326,15	62,16	4,2
C	Alternativa de Cabotaje Marítimo 1 (1)	12,56	441,58	110,45	6,7
	Alternativa de Cabotaje Marítimo (2)	12,56	445,68	98,21	6,7

Notas: (1) Considera tres Terminales de recepción de GNL (Valdivia, Chiloé y Puerto Chacabuco).
(2) Considera un único Terminal de recepción de GNL en Puerto Montt (Calbuco).
(3) Capacidad de Diseño: Corresponde a la capacidad de transporte de gas natural diseñada en cada escenario de abastecimiento. Las diferencias para la capacidad de diseño informada en los distintos escenarios se deben a las características de la infraestructura asociada a cada uno de ellos. El escenario B permite crecimiento modular, a diferencia de los escenarios A y C. En efecto, la capacidad del gasoducto (escenario A) queda definida por su diámetro, mientras que la capacidad de diseño del escenario B en lo principal está dada por la capacidad del FSRU.

5.5.1.1. Modalidad de abastecimiento de cada una de las ciudades según escenario evaluado.

En la tablas siguientes (18 a la 22) se presentan las modalidades de abastecimiento de gas natural de cada una de las ciudades comprendidas en el área de estudio, para los distintos escenarios evaluados.

Tabla 18. Modalidad de Abastecimiento de las ciudades comprendidas en el área de estudio. VIII Región.

CIUDAD	ESCENARIO A (1)	ESCENARIO B (2)	ESCENARIO C (3)
CONCEPCIÓN	Gasoducto	Gasoducto	Gasoducto
CORONEL			
CHIGUAYANTE			
TALCAHUANO			
HUALPÉN			
LOTA			
PENCO			
SAN PEDRO DE LA PAZ			
SANTA JUANA	Camiones Cisterna	Camiones Cisterna	Camiones Cisterna
HUALQUI			
TOME			
ARAUCO	Gasoducto	Gasoducto	Gasoducto
LEBU	Camiones Cisterna	Camiones Cisterna	Camiones Cisterna
CAÑETE			
CURANILAHUE			
LOS ALAMOS			
LOS ÁNGELES	Gasoducto	Gasoducto	Gasoducto
LAJA			
MULCHÉN		Camiones Cisterna	Camiones Cisterna
NACIMIENTO		Gasoducto	Gasoducto
CABRERO	Camiones Cisterna	Camiones Cisterna	Camiones Cisterna
NEGRETE			
QUILLECO			
SANTA BÁRBARA			
TUCAPEL			
YUMBEL			
CHILLAN	Gasoducto	Gasoducto	Gasoducto
CHILLAN VIEJO			
PINTO			
BULNES	Camiones Cisterna	Camiones Cisterna	Camiones Cisterna
COELEMU			
COIHUECO			
QUILLÓN			
QUIRIHUE			
SAN CARLOS			
YUNGAY			

Notas: (1) Los camiones cisterna provienen de Pemuco; (2) Los camiones cisterna provienen del Terminal GNL en Penco;

(3) Los camiones cisterna provienen del Terminal Quintero

Tabla 19. Modalidad de Abastecimiento de las ciudades comprendidas en el área de estudio. IX Región[50]

CIUDAD	ESCENARIO A		ESCENARIO B		ESCENARIO C	
	Alternativa de Cabotaje Marítimo 1(1)	Alternativa de Cabotaje Marítimo 2(2)	Alternativa de Cabotaje Marítimo 1(1)	Alternativa de Cabotaje Marítimo 2(2)	Alternativa de Cabotaje Marítimo 1(1)	Alternativa de Cabotaje Marítimo 2(2)
TEMUCO	Gasoducto	Gasoducto	Camiones Cisterna(3)	Camiones Cisterna (4)	Gasoducto	Gasoducto
PADRE LAS CASAS						
LAUTARO						
COLLIPULLI						
VICTORIA						
CARAHUE	Camiones Cisterna(3)	Camiones Cisterna (4)			Camiones Cisterna(3)	Camiones Cisterna (4)
CUNCO						
GORBEA						
LONCOCHE						
NUEVA IMPERIAL						
PITRUFQUÉN						
PUCÓN						
TEODORO SCHMIDT						
VILCÚN						
VILLARRICA						
ANGOL						
CURACAUTÍN						
LUMACO						
PURÉN						
RENAICO						
TRAIGUÉN						

Notas: (1) Considera tres Terminales de recepción de GNL (Valdivia, Chiloé y Puerto Chacabuco); (2) Considera un único Terminal de recepción de GNL (Calbuco); (3) Provenientes de patio de carga de Terminal de recepción de GNL Valdivia; (4) Provenientes de patio de carga de Terminal de recepción de GNL en Calbuco

[50] Se definió que las ciudades de la Novena Región no conectadas a Gasoducto, se abastecieran desde el Terminal de Recepción de GNL (Valdivia o Calbuco). En lo principal porque el abastecimiento de GNL no sería desde Pemuco sino desde Quintero. En todo caso las diferencias de costo no son significativas.

Tabla 20. Modalidad de Abastecimiento de las ciudades comprendidas en el área de estudio. X Región

<table>
<tr><th rowspan="2">CIUDAD</th><th colspan="2">ESCENARIO A</th><th colspan="2">ESCENARIO B</th><th colspan="2">ESCENARIO C</th></tr>
<tr><th>Alternativa de Cabotaje Marítimo 1[(1)]</th><th>Alternativa de Cabotaje Marítimo 2[(2)]</th><th>Alternativa de Cabotaje Marítimo 1[(1)]</th><th>Alternativa de Cabotaje Marítimo 2[(2)]</th><th>Alternativa de Cabotaje Marítimo 1[(1)]</th><th>Alternativa de Cabotaje Marítimo 2[(2)]</th></tr>
<tr><td>PUERTO MONTT</td><td rowspan="7">Camiones Cisterna[(3)]</td><td>Gasoducto</td><td rowspan="7">Camiones Cisterna[(3)]</td><td>Gasoducto</td><td rowspan="7">Camiones Cisterna[(3)]</td><td>Gasoducto</td></tr>
<tr><td>CALBUCO</td><td rowspan="9">Camiones Cisterna[(4)]</td><td rowspan="9">Camiones Cisterna[(4)]</td><td rowspan="9">Camiones Cisterna[(4)]</td></tr>
<tr><td>FRUTILLAR</td></tr>
<tr><td>LOS MUERMOS</td></tr>
<tr><td>LLANQUIHUE</td></tr>
<tr><td>MAULLÍN</td></tr>
<tr><td>PUERTO VARAS</td></tr>
<tr><td>CASTRO</td><td>Barco</td><td>Barco</td><td>Barco</td></tr>
<tr><td>ANCUD</td><td rowspan="4">Camiones Cisterna[(5)]</td><td rowspan="4">Camiones Cisterna[(5)]</td><td rowspan="4">Camiones Cisterna[(5)]</td></tr>
<tr><td>CHONCHI</td></tr>
<tr><td>DALCAHUE</td></tr>
<tr><td>QUELLÓN</td></tr>
<tr><td>OSORNO</td><td rowspan="2">Camiones Cisterna[(3)]</td><td rowspan="2">Camiones Cisterna[(3)]</td><td rowspan="2">Camiones Cisterna[(3)]</td></tr>
<tr><td>PURRANQUE</td></tr>
</table>

Notas: (1) Considera tres Terminales de recepción de GNL (Valdivia, Chiloé y Puerto Chacabuco); (2) Considera un único Terminal de recepción de GNL (Calbuco) y gasoducto a Puerto Montt; (3) Camiones cisterna provenientes de patio de carga de Terminal de recepción de GNL Valdivia; (4) Camiones cisterna provenientes de patio de carga de Terminal de recepción de GNL en Calbuco; (5) Camiones cisterna provenientes de patio de carga de Terminal de recepción de GNL en Castro

Tabla 21. Modalidad de Abastecimiento de las ciudades comprendidas en el área de estudio. XIV Región

CIUDAD	ESCENARIO A		ESCENARIO B		ESCENARIO C	
	Alternativa de Cabotaje Marítimo 1[(1)]	Alternativa de Cabotaje Marítimo 2[(2)]	Alternativa de Cabotaje Marítimo 1[(1)]	Alternativa de Cabotaje Marítimo 2[(2)]	Alternativa de Cabotaje Marítimo 1[(1)]	Alternativa de Cabotaje Marítimo 2[(2)]
VALDIVIA	Barco	Camiones Cisterna[(4)]	Barco	Camiones Cisterna[(4)]	Barco	Camiones Cisterna[(4)]
LANCO	Camiones Cisterna[(3)]		Camiones Cisterna[(3)]		Camiones Cisterna[(3)]	
LOS LAGOS						
MARIQUINA						
PAILLACO						
PANGUIPULLI						
LA UNIÓN						
FUTRONO						
RIO BUENO						

Notas: (1) Considera 3 Terminales de recepción de GNL (Valdivia, Chiloé y Puerto Chacabuco); (2) Considera un único Terminal de recepción de GNL (Calbuco); (3) Camiones cisterna provenientes de patio de carga de Terminal de recepción de GNL Valdivia; (4) Camiones cisterna provenientes de patio de carga de Terminal de recepción de GNL en Calbuco.

Tabla 22. Modalidad de Abastecimiento de las ciudades comprendidas en el área de estudio. XI Región

CIUDAD	ESCENARIO A		ESCENARIO B		ESCENARIO C	
	Alternativa de Cabotaje Marítimo 1[(1)]	Alternativa de Cabotaje Marítimo 2[(2)]	Alternativa de Cabotaje Marítimo 1[(1)]	Alternativa de Cabotaje Marítimo 2[(2)]	Alternativa de Cabotaje Marítimo 1[(1)]	Alternativa de Cabotaje Marítimo 2[(2)]
COIHAIQUE	Camión Cisterna[(3)]	Iso-contenedor [(4)]	Camión Cisterna[(3)]	Iso-contenedor [(4)]	Camión Cisterna[(3)]	Iso-contenedor [(4)]
AYSÉN						

Notas: (1) Considera 3 Terminales de recepción de GNL (Valdivia, Chiloé y Puerto Chacabuco); (2) Considera un único Terminal de recepción de GNL (Calbuco); (3) Camiones cisterna provenientes de patio de carga de Terminal de recepción de GNL Puerto Chacabuco (Recepción de Buques); (4) Iso-contenedores provenientes de Puerto Montt (Calbuco.) transporte en camión y trasbordador.

5.5.2. Distribución de gas natural en ciudades (Distribución terciaria)

A continuación (Tabla 23) se informan los resultados relativos a los costos de inversión asociados a instalar una red de distribución de gas natural para ciudades de más de 5.000 habitantes entre las regiones VIII y XI. Las estimaciones presentadas corresponden al escenario basal de demanda, considerado sólo el área urbana de mayor densidad poblacional. Los detalles asociados al costeo de la red terciaria para cada ciudad pueden ser consultados en el Anexo 5.

Tabla 23. Inversiones asociadas a la distribución de gas natural en ciudades. Escenario basal de demanda.

REGIÓN	N° DE NUEVOS CLIENTES	INVERSIÓN RED TERCIARIA (MM USD)
VIII	200.663	352,3
IX	95.894	168,1
X	80.057	140,5
XIV	41.574	73,0
XI	12.070	21,2
TOTALES	**430.258**	**755,1**

5.6. Estimación de demanda potencial y tarifas asociadas mediante modelo de simulación (Objetivo Específico 2.2.3).

5.6.1. Escenarios de demanda modelados.

Utilizando del modelo de simulación diseñado en las actividades anteriores se analizaron tres casos de penetración de gas natural en el área de estudio. Estos escenarios (Base, Alto y Bajo) han sido definidos en la sección 4.8.2.1.

En la tabla siguiente se presentan los resultados correspondientes al cálculo de los porcentajes de consumos residenciales de leña que deben sustituirse por gas natural, para lograr salir de la condición de saturación. En la misma tabla se informan las emisiones de material particulado fino que deben ser abatidas para lograr la meta ambiental propuesta. Los detalles relativos al cálculo de la reducción del consumo residencial de leña se presentan en el Anexo 9.

Tabla 24. Nivel de reducciones de $MP_{2,5}$ requeridas para salir de la condición de saturación por promedio anual y porcentaje de leña a desplazar. Ciudades consideradas en el Escenario Basal de demanda de gas natural.

COMUNA	REDUCCIÓN EMISIONES MP2,5 (TON/AÑO)	PORCENTAJE SUSTITUCIÓN DE LEÑA
CONCEPCIÓN METROPOLITANO	5.171	65%
CHILLÁN Y CHILLÁN VIEJO	2.993	66%
LOS ÁNGELES	2.920	70%
TEMUCO Y PADRE LAS CASAS	7.324	68%
VALDIVIA	2.248	58%
OSORNO	3.185	76%
PUERTO MONTT	8.704	58%
COYHAIQUE	6.125	88%
	PROMEDIO	**71%**

Como se puede apreciar en la tabla anterior, Puerto Montt requiere reducir, en términos absolutos, la mayor cantidad de emisiones e $MP_{2,5}$, seguido de la comunas de Temuco y Padre las Casas, Coyhaique, Concepción Metropolitano, Osorno, Chillán y Chillán Viejo, Los Ángeles y Valdivia. Con esta información y considerando los aportes de material particulado fino ($MP_{2,5}$) de los inventarios de emisiones se determinó que se requiere una sustitución de leña del 65% en el Concepción Metropolitano, 66% en Chillán y Chillán Viejo, 70% en Los Ángeles y un 68% de sustitución de leña en Temuco y Padre las Casas, 56% en Valdivia, 76% en Osorno y 88% en Coyhaique para lograr salir de la condición de saturación de material particulado fino ($MP_{2,5}$).

5.6.2. Escenario de Abastecimiento Primario a la VIII Región

Como se indicara previamente, se decidió incorporar en el modelo, un único escenario de abastecimiento de gas natural. El criterio de selección del escenario de abastecimiento a modelar correspondió a la optimización de la tarifa de abastecimiento de gas natural, en particular a la VIII Región, mayor polo de consumo de energía.

Respecto de los costos de distribución primaria, la evaluación se focalizó en los escenarios A y C debido a que son soluciones con alta capacidad de suministro de gas natural, y por tanto con mayores posibilidades de ser implementados porque permitirían abastecer gas natural a centrales de ciclo combinado.

La evaluación económica de ambos escenarios permitió concluir que el escenario A es el óptimo en términos de costo del gas natural puesto en el Gasoducto del Pacífico para la demanda base y también para la demanda base más dos centrales de ciclo combinado (5 MMm^3/día).

Como se muestra en la tabla siguiente, en la comparación entre los Escenarios A y C, para escenario de demanda base más dos centrales de ciclo combinado, se consideran tres partidas:

iv) Tarifa de Infraestructura.

v) Tarifa por uso del terminal de GNL Quintero aplicable al GNL que una vez gasificado se transporta por gasoducto a la VIII Región.

vi) Precio CIF del GNL puesto en el terminal que corresponde a cada escenario evaluado, esto es, GNL Quintero en el Escenario A y FSRU en el Escenario C.

Tabla 25. Costo de abastecimiento de gas natural en la VIII Región (Concepción). Comparación entre escenarios A y C.

Escenario	Tarifa Infraestructura (USD/MM BTU)	Tarifa Terminal Quintero (1) (USD/MM BTU)	Precio (2) GNL CIF Terminal USD/MM BTU	Costo Gas Natural (USD/MM BTU)
A (Gasoducto)	1,06	1,31	10,06	**12,43**
C (FSRU)	1,38	-	12,56	**13,94**

Notas: (1) Incluye servicio de recepción y descarga de naves, almacenamiento de GNL, regasificación y entrega de Gas Natural en Quillota; (2) HH = 5,27 USD/MMBTU

En consecuencia, los cálculos de las tarifas de distribución, así como la simulación de demanda de gas natural, utilizarán el Escenario A como alternativa de suministro primario.

5.6.3. Demandas totales proyectadas

Una vez definido el escenario de abastecimiento a modelar se procedió a simular, utilizando el modelo diseñado, la demanda total de gas natural en los tres escenarios de penetración de gas natural antes definidos (Base, Alto y Bajo).

Los resultados para la demanda de gas natural en cada uno de estos escenarios se presentan en las tablas siguientes. En primer lugar se presentan los resultados totales regionales para posteriormente detallar los consumos por ciudad en cada región.

Tabla 26. Demandas regionales de gas natural proyectadas en distintos escenarios de penetración de gas natural.

REGIÓN	DEMANDA DE GAS NATURAL (m^3/d)		
	ESCENARIO ALTO	ESCENARIO BASE	ESCENARIO BAJO
VIII	2.020.914	1.927.655	1.834.397
IX	563.034	514.315	467.069
X	880.443	744.350	612.669
XIV	504.184	480.625	457.067
XI	188.270	154.887	121.504
TOTAL	**4.156.845**	**3.821.832**	**3.492.706**

Se observa que en los distintos escenarios de penetración de gas natural simulados, la VIII Región da cuenta del principal polo de demanda, con porcentajes del total que varían entre el 48,6 % en el escenario alto a 52.5% en el escenario bajo. Este resultado es lógico por cuanto en el escenario alto se generan mayores demandas por efectos de sustitución de leña, incrementando de esta manera la demanda en las regiones al sur de la VIII, las que presentan mayores tasas de penetración de leña.

En las tablas siguientes se presentan los resultados relativos a la demanda estimada de gas por ciudad. Cabe recordar que entre los distintos escenarios, sólo cambia la demanda en las ciudades bajo situación de saturación, dado que sólo en ellas existen diferencias en los supuestos hechos para el diseño de los escenarios.

Tabla 27. Demandas de gas natural proyectadas. VIII Región[51].

CIUDAD	ESCENARIO ALTO (m^3/d)	ESCENARIO BASE (m^3/d)	ESCENARIO BAJO (m^3/d)
CONCEPCION	105.798	96.833	87.869
CORONEL	153.703	147.679	141.655
CHIGUAYANTE	64.673	55.832	46.991
HUALQUI	17.307	15.023	12.740
LOTA	46.106	42.965	39.825
PENCO	106.884	100.100	93.316
SAN PEDRO DE LA PAZ	80.155	70.206	60.256
SANTA JUANA	1.023	1.023	1.023
TALCAHUANO	202.976	197.586	192.195
TOME	62.558	53.739	44.920
HUALPEN	440.768	439.966	439.164
LEBU	11.200	11.200	11.200
ARAUCO	109.579	109.579	109.579
CAÑETE	12.334	12.334	12.334
CURANILAHUE	12.931	12.931	12.931
LOS ALAMOS	1.098	1.098	1.098
LOS ANGELES	134.580	120.144	105.707
CABRERO	23.219	23.219	23.219
LAJA	105.909	105.909	105.909
MULCHEN	10.209	10.209	10.209
NACIMIENTO	91.180	91.180	91.180
NEGRETE	1.000	1.000	1.000
QUILLECO	703	703	703
SANTA BARBARA	1.319	1.319	1.319
TUCAPEL	1.588	1.588	1.588
YUMBEL	9.178	9.178	9.178
CHILLAN	137.413	122.957	108.501
BULNES	6.790	6.790	6.790
COELEMU	6.332	6.332	6.332
COIHUECO	836	836	836
CHILLAN VIEJO	23.044	19.677	16.310
PINTO	4.234	4.234	4.234
QUILLON	4.920	4.920	4.920
QUIRIHUE	5.417	5.417	5.417
SAN CARLOS	17.467	17.467	17.467
YUNGAY	6.483	6.483	6.483
TOTAL	**2.020.914**	**1.927.655**	**1.834.397**

[51] Considera los consumos de gas natural existentes en la actualidad, en las ciudades que cuentan con abastecimiento.

Tabla 28. Demandas de gas natural proyectadas. IX Región.

CIUDAD	ESCENARIO ALTO (m^3/d)	ESCENARIO BASE (m^3/d)	ESCENARIO BAJO (m^3/d)
TEMUCO	251.197	210.072	168.948
CARAHUE	1.405	1.405	1.405
CUNCO	6.045	6.045	6.045
GORBEA	1.536	1.536	1.536
LAUTARO	32.286	32.286	32.286
LONCOCHE	13.972	13.972	13.972
NUEVA IMPERIAL	7.730	7.730	7.730
PADRE LAS CASAS	40.910	34.789	28.668
PITRUFQUEN	20.713	20.713	20.713
PUCON	15.168	15.168	15.168
TEODORO SCHMIDT	849	849	849
VILCUN	1.118	1.118	1.118
VILLARRICA	12.937	12.937	12.937
ANGOL	35.864	35.864	35.864
COLLIPULLI	79.256	79.256	79.256
CURACAUTIN	9.188	9.188	9.188
LUMACO	2.808	1.334	1.334
PUREN	5.293	5.293	5.293
RENAICO	1.435	1.435	1.435
TRAIGUEN	8.295	8.295	8.295
VICTORIA	15.028	15.028	15.028
TOTAL	**563.034**	**514.315**	**467.069**

Tabla 29. Demandas de gas natural proyectadas. X Región.

CIUDAD	ESCENARIO ALTO (m^3/d)	ESCENARIO BASE (m^3/d)	ESCENARIO BAJO (m^3/d)
PUERTO MONTT	486.097	390.432	299.179
CALBUCO	20.005	20.005	20.005
FRUTILLAR	4.817	4.817	4.817
LOS MUERMOS	5.260	5.260	5.260
LLANQUIHUE	7.839	7.839	7.839
MAULLIN	4.129	4.129	4.129
PUERTO VARAS	17.888	17.888	17.888
CASTRO	29.211	29.211	29.211
ANCUD	49.082	49.082	49.082
CHONCHI	4.955	4.955	4.955
DALCAHUE	11.047	11.047	11.047
QUELLON	16.882	16.882	16.882
OSORNO	222.080	181.652	141.224
PURRANQUE	1.152	1.152	1.152
TOTAL	**880.443**	**744.350**	**612.669**

Tabla 30. Demandas de gas natural proyectadas. XIV Región.

CIUDAD	ESCENARIO ALTO (m^3/d)	ESCENARIO BASE (m^3/d)	ESCENARIO BAJO (m^3/d)
VALDIVIA	280.290	256.731	233.173
LANCO	10.605	10.605	10.605
LOS LAGOS	12.769	12.769	12.769
MARIQUINA	126.978	126.978	126.978
PAILLACO	5.068	5.068	5.068
PANGUIPULLI	1.505	1.505	1.505
LA UNION	49.288	49.288	49.288
FUTRONO	4.816	4.816	4.816
RIO BUENO	12.864	12.864	12.864
TOTAL	**504.184**	**480.625**	**457.067**

Tabla 31. Demandas de gas natural proyectadas. XI Región.

CIUDAD	ESCENARIO ALTO (m^3/d)	ESCENARIO BASE (m^3/d)	ESCENARIO BAJO (m^3/d)
COYHAIQUE	163.866	130.483	97.100
AYSÉN	24.403	24.403	24.403
TOTAL	**188.270**	**154.887**	**121.504**

5.6.4. Costos de Distribución de gas natural

Como se indicara previamente, el costo de distribución de gas natural a clientes tiene 3 componentes:

- Costo de Distribución Primaria (C_1)
- Costo de Distribución Secundaria (C_2)
- Costo de Distribución Terciaria (C_3)

Así, el precio del gas natural en el punto de consumo (P_{GN}) se ha calculado a partir de la siguiente función de costos:

$$\boldsymbol{P_{GN} = (1.15 * HH + 4) + C_1 + C_2 + C_3 + M} \qquad \textbf{(Ec.19)}$$

En la ecuación anterior, los costos de distribución primaria (C_1) y secundaria (C_2) son constantes, para los escenarios de demanda a simular, mientras que el costo de distribución terciaria (C_3) dependerá del número de consumidores que se conecten a la red de distribución, valor que queda fijado en cada escenario de demanda (Base, Bajo y Alto).

El costo de importación, representado en la ecuación anterior por (1.15 HH+4) dependerá del valore del Indexador Henry Hub (HH), el cual ha sido estimado para los dos escenarios de precios a modelar:

- **Escenario de Precios Históricos: HH=4,29 USD/MM BTU**
- **Escenario de Precios Proyectados al año 2018: HH=5,27 USD/ MM BTU**

Así, los precios de importación han sido estimados en los siguientes valores:

- **Escenario de Precios Históricos:** Precio de importación gas: **8,93 USD/MM BTU**
- **Escenario de Precios Proyectados al año 2018**: Precio de Importación: **10,06 USD/MM BTU**.

A continuación, en la sección 5.6.4.1, se presentan los resultados relativos a las tarifas finales a clientes, desagregadas en sus distintos componentes, **para el caso del escenario basal de demanda de gas natural, precios proyectados al año 2018, considerando una estructura de costos no socializados** (calculados por sector). Posteriormente en la sección

5.6.4.2 se analiza el efecto de la demanda en las tarifas, comparando los resultados de los **escenarios de demanda Alto, Bajo y Basal para las 19 comunas en condición de saturación, precios proyectados al año 2018 y costos no socializados**. Finalmente, en la sección 5.6.4.2 se discute el efecto de la socialización de costos comparando las tarifas resultantes para las 19 ciudades antes mencionadas **entre los escenarios de costos socializados y no socializados, para el escenario basal de demanda, precios proyectados para el año 2018.**

5.6.4.1. Tarifas de Distribución de gas natural. Escenario Basal de demanda. Costos no socializados. Precios proyectados al año 2018.

En la tabla siguiente se presentan los resultados relativos a las tarifas de distribución de gas natural, y sus distintos componentes representados en la **Ec.19**, correspondientes a las 82 ciudades comprendidas en el área de estudio. Las ciudades han sido ordenadas en orden decreciente de la tarifa, por lo que no necesariamente obedecen a un orden geográfico estricto.

En dicha tabla se han marcado en rojo las quince ciudades para las cuales la tarifa de distribución superaría el precio proyectado para GLP (26,52 USD/ MMBTU). Adicionalmente, si bien estas ciudades, con la excepción de Hualpén, concentran sólo el 0,5% de la demanda proyectada, su abastecimiento de gas natural incrementa los costos de inversión y operación en 12,3% y 8,5%[52], respectivamente. Así, en esos casos resultaría más eficiente, sobre todo considerando que en general son ciudades de tamaño pequeño, evaluar la introducción de GLP como combustible alternativo a la leña.

La única excepción corresponde a la comuna de Hualpén. En efecto, esta comuna está dentro de las que se encuentran en situación de saturación y pronta a ser incluida en un PDA[53]. Por otro lado, no resulta lógico vislumbrar alternativas diferentes al gas natural, considerando que el gasoducto existente llega a esta comuna, abasteciendo en forma permanente a ENAP Refinerías Biobío.

[52] Datos de inversiones y costos de operación por ciudad están contenidos en el modelo de simulación.

[53] Plan de Descontaminación Atmosférica

En la figura siguiente se observa que la mayoría de las ciudades presentarían tarifas inferiores al precio del GLP.

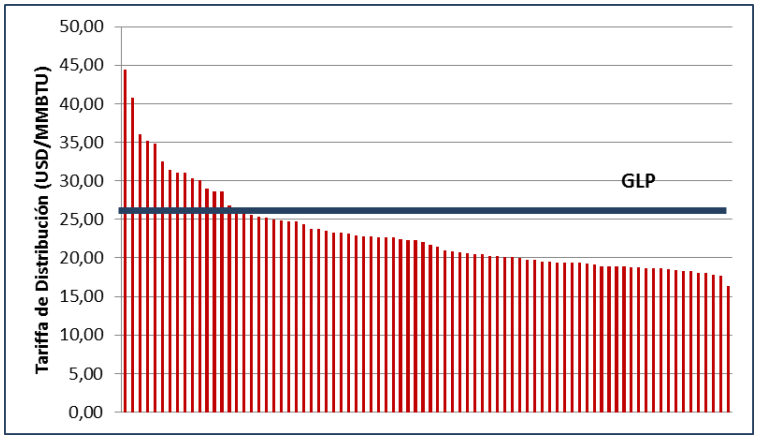


Figura 26. Tarifas de Distribución de gas natural. Escenario basal de demanda. Costos no socializados.

Al analizar la estructura de la tarifa se observa que, en general, el mayor componente corresponde a la tarifa de distribución terciaria (C_3) para los clientes residenciales. Esta varía entre un valor mínimo de 0,88 USD/MM BTU para la ciudad de Coyhaique y un máximo de 23,99 USD/MM BTU para Los Álamos. Las diferencias están relacionadas con los consumos de energía por hogar, resultando menores tarifas en aquellas ciudades de altos consumos unitarios proyectados. La mayoría de las ciudades presenta costos de distribución terciaria bajo los 15 USD/MMBTU, como se observa en la figura siguiente.

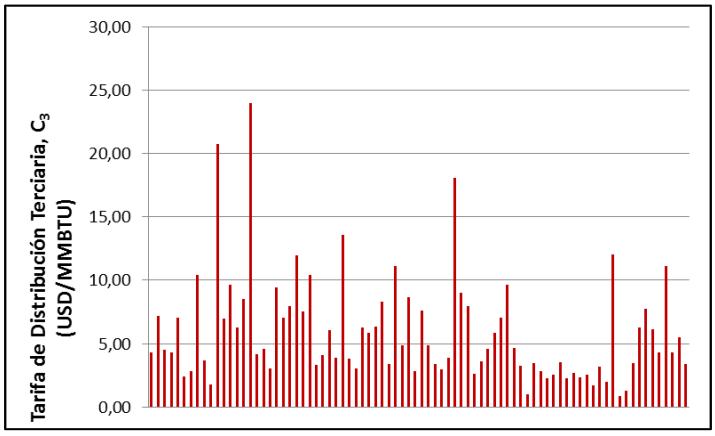


Figura 27. Variación de las Tarifas de Distribución Terciaria (C_3).

Tabla 32. Costos de Distribución de gas natural. Escenario basal de demanda. Costos de distribución no socializados. Precios proyectados al año 2018.

REGIÓN	CIUDAD	1.15 HH+4	C_1	C_2	C_3	M	P_{GN}
		USD/MMBTU					
VIII	LOS ALAMOS	10,06	1,65	5,68	23,99	3,00	**44,37**
IX	TEODORO SCHMIDT	10,06	2,30	7,36	18,04	3,00	**40,76**
VIII	HUALPEN	10,06	2,22	-	20,76	3,00	**36,03**
VIII	COIHUECO	10,06	1,65	6,89	13,57	3,00	**35,17**
VIII	QUILLECO	10,06	1,65	8,11	11,95	3,00	**34,77**
X	PURRANQUE	10,06	2,30	5,09	12,06	3,00	**32,51**
IX	CARAHUE	10,06	2,30	4,99	11,09	3,00	**31,44**
VIII	SANTA JUANA	10,06	1,65	5,91	10,45	3,00	**31,07**
XIV	PANGUIPULLI	10,06	2,30	4,56	11,15	3,00	**31,07**
IX	VILCUN	10,06	2,30	5,95	9,00	3,00	**30,31**
IX	RENAICO	10,06	2,30	5,12	9,63	3,00	**30,11**
VIII	TUCAPEL	10,06	1,65	3,91	10,40	3,00	**29,02**
IX	GORBEA	10,06	2,30	4,62	8,67	3,00	**28,65**
VIII	NEGRETE	10,06	1,65	5,92	7,96	3,00	**28,59**
VIII	SANTA BARBARA	10,06	1,65	4,62	7,51	3,00	**26,83**
IX	LUMACO	10,06	2,30	5,35	5,83	3,00	**26,54**
IX	PUREN	10,06	2,30	3,56	7,03	3,00	**25,95**
VIII	YUNGAY	10,06	1,65	2,61	8,30	3,00	**25,62**
IX	VILLARRICA	10,06	2,30	1,97	7,97	3,00	**25,30**
VIII	CURANILAHUE	10,06	1,65	2,04	8,51	3,00	**25,25**
IX	LONCOCHE	10,06	2,30	1,99	7,59	3,00	**24,94**
VIII	ARAUCO	10,06	2,22	-	9,62	3,00	**24,89**

REGIÓN	CIUDAD	1.15 HH+4	C_1	C_2	C_3	M	P_{GN}
		USD/MMBTU					
XIV	LOS LAGOS	10,06	2,30	1,68	7,72	3,00	**24,77**
VIII	MULCHEN	10,06	2,22	-	9,44	3,00	**24,71**
VIII	QUILLON	10,06	1,65	3,43	6,25	3,00	**24,40**
XIV	FUTRONO	10,06	2,30	2,96	5,47	3,00	**23,79**
XIV	LANCO	10,06	2,30	2,10	6,28	3,00	**23,75**
VIII	LEBU	10,06	1,65	1,87	7,00	3,00	**23,58**
VIII	QUIRIHUE	10,06	1,65	2,76	5,86	3,00	**23,34**
VIII	NACIMIENTO	10,06	2,22	0,99	7,06	3,00	**23,32**
IX	CUNCO	10,06	2,30	2,99	4,86	3,00	**23,21**
VIII	CANETE	10,06	1,65	1,92	6,24	3,00	**22,87**
IX	NUEVA IMPERIAL	10,06	2,30	2,65	4,84	3,00	**22,85**
XIV	MARIQUINA	10,06	2,30	1,34	6,15	3,00	**22,85**
VIII	BULNES	10,06	1,65	1,95	6,06	3,00	**22,72**
VIII	SAN CARLOS	10,06	1,65	1,64	6,35	3,00	**22,70**
IX	TRAIGUEN	10,06	2,30	2,61	4,68	3,00	**22,64**
VIII	CORONEL	10,06	2,22	-	7,19	3,00	**22,46**
VIII	LOTA	10,06	2,22	-	7,03	3,00	**22,31**
IX	CURACAUTIN	10,06	2,30	2,31	4,59	3,00	**22,26**
XIV	PAILLACO	10,06	2,30	2,42	4,29	3,00	**22,07**
X	MAULLIN	10,06	2,30	2,73	3,56	3,00	**21,65**
IX	PUCON	10,06	2,30	2,18	3,88	3,00	**21,42**
XIV	LA UNION	10,06	2,30	1,25	4,32	3,00	**20,92**
VIII	HUALQUI	10,06	1,65	1,86	4,34	3,00	**20,91**
VIII	COELEMU	10,06	1,65	2,07	3,90	3,00	**20,68**
XIV	RIO BUENO	10,06	2,30	1,89	3,39	3,00	**20,63**
VIII	CABRERO	10,06	1,65	1,23	4,58	3,00	**20,52**

REGIÓN	CIUDAD	1.15 HH+4	C_1	C_2	C_3	M	P_{GN}
		USD/MMBTU					
X	**QUELLON**	10,06	2,30	1,90	3,17	3,00	**20,43**
IX	**PITRUFQUEN**	10,06	2,30	1,99	2,95	3,00	**20,30**
X	**CHONCHI**	10,06	2,30	2,38	2,53	3,00	**20,27**
XIV	**VALDIVIA**	10,06	2,30	1,28	3,43	3,00	**20,07**
X	**FRUTILLAR**	10,06	2,30	1,86	2,84	3,00	**20,07**
IX	**ANGOL**	10,06	2,30	2,03	2,63	3,00	**20,02**
VIII	**CHIGUAYANTE**	10,06	2,22	-	4,51	3,00	**19,79**
X	**LOS MUERMOS**	10,06	2,30	2,08	2,29	3,00	**19,74**
VIII	**CONCEPCION**	10,06	2,22	-	4,27	3,00	**19,55**
VIII	**LOS ANGELES**	10,06	2,22	-	4,19	3,00	**19,47**
X	**CASTRO**	10,06	2,30	1,39	2,69	3,00	**19,44**
VIII	**YUMBEL**	10,06	1,65	1,36	3,35	3,00	**19,42**
VIII	**CHILLAN**	10,06	2,22	-	4,10	3,00	**19,38**
X	**LLANQUIHUE**	10,06	2,30	1,44	2,54	3,00	**19,34**
XI	**AISEN**	10,06	2,30	2,57	1,29	3,00	**19,22**
VIII	**CHILLAN VIEJO**	10,06	2,22	-	3,83	3,00	**19,11**
VIII	**TALCAHUANO**	10,06	2,22	-	3,67	3,00	**18,95**
IX	**COLLIPULLI**	10,06	2,22	-	3,63	3,00	**18,91**
X	**ANCUD**	10,06	2,30	1,15	2,35	3,00	**18,86**
X	**DALCAHUE**	10,06	2,30	1,80	1,69	3,00	**18,85**
X	**CALBUCO**	10,06	2,30	-	3,43	3,00	**18,79**
X	**PUERTO VARAS**	10,06	2,30	1,16	2,25	3,00	**18,78**
XI	**COIHAIQUE**	10,06	2,30	2,45	0,88	3,00	**18,70**
IX	**TEMUCO**	10,06	2,22	-	3,39	3,00	**18,67**
IX	**PADRE LAS CASAS**	10,06	2,22	-	3,38	3,00	**18,66**
IX	**VICTORIA**	10,06	2,22	-	3,25	3,00	**18,53**

REGIÓN	CIUDAD	1.15 HH+4	C_1	C_2	C_3	M	P_{GN}
		USD/MMBTU					
X	**OSORNO**	10,06	2,30	1,05	2,00	3,00	**18,40**
VIII	**LAJA**	10,06	2,22	-	3,07	3,00	**18,35**
VIII	**PINTO**	10,06	2,22	-	3,06	3,00	**18,34**
VIII	**SAN PEDRO DE LA PAZ**	10,06	2,22	-	2,81	3,00	**18,09**
IX	**LAUTARO**	10,06	2,22	-	2,80	3,00	**18,08**
VIII	**TOME**	10,06	1,65	1,25	1,80	3,00	**17,76**
VIII	**PENCO**	10,06	2,22	-	2,39	3,00	**17,66**
X	**PUERTO MONTT**	10,06	2,30	-	1,00	3,00	**16,36**

5.6.4.2. Efecto de la demanda en las Tarifas de Distribución de gas natural.

En la tabla siguiente y figura 29 se presentan los resultados comparativos para los tres escenarios de demanda simulados (Alto, Bajo y Base). Las tarifas contenidas en dicha tabla corresponden a las resultantes para las 19 ciudades en condición de saturación[54], bajo el escenario de precios proyectados al año 2018, sin socialización de costos.

Tabla 33. Efecto de la demanda en la tarifa de distribución de gas natural. Ciudades bajo condición de saturación. Costos de distribución no socializados

CIUDAD	TARIFA DE DISTRIBUCIÓN (USD/MMBTU)			VARIACIÓN PORCENTUAL RESPECTO DE ESCENARIO BASE	
	ESCENARIO ALTO	ESCENARIO BASE	ESCENARIO BAJO	ESCENARIO ALTO	ESCENARIO BAJO
CONCEPCION	19,87	19,55	19,06	1,6%	-2,5%
CORONEL	22,42	22,46	22,51	-0,2%	0,2%
CHIGUAYANTE	19,81	19,79	19,71	0,1%	-0,4%
HUALQUI	20,73	20,91	20,66	-0,8%	-1,2%
LOTA	22,26	22,31	22,35	-0,2%	0,2%
PENCO	17,62	17,66	17,71	-0,3%	0,3%
SAN PEDRO DE LA PAZ	18,19	18,09	17,90	0,6%	-1,0%
TALCAHUANO	19,43	18,95	18,32	2,5%	-3,3%
TOME	17,75	17,76	17,75	-0,1%	-0,1%
HUALPEN	35,99	36,03	36,08	-0,1%	0,1%
LOS ANGELES	19,55	19,47	19,30	0,4%	-0,9%
CHILLAN	19,48	19,38	19,18	0,5%	-1,0%
CHILLAN VIEJO	19,06	19,11	19,16	-0,2%	0,2%
TEMUCO	18,62	18,67	18,71	-0,3%	0,3%
PADRE LAS CASAS	18,61	18,66	18,70	-0,3%	0,3%
PUERTO MONTT	16,08	16,36	16,64	-1,7%	1,7%
OSORNO	18,12	18,40	18,70	-1,5%	1,6%
COIHAIQUE	18,43	18,70	19,01	-1,4%	1,7%
VALDIVIA	19,79	20,07	20,35	-1,4%	1,4%
			PROMEDIO	**-0,1%**	**-0,1%**

[54] Sólo en estas ciudades se generan cambios en los consumos en los distintos escenarios de demanda evaluados en este estudio.

En la tabla anterior se observa un leve efecto de la demanda en las tarifas, registrándose para los escenarios alto y bajo, variaciones porcentuales promedio de -0,1%. Se observa que en algunas ciudades aumenta la tarifa en la medida que aumenta la demanda, mientras que en otras se verifica un comportamiento opuesto. En general, las ciudades en las cuales se verifica un aumento de la tarifa con la demanda, corresponden a aquellas ciudades que en la actualidad cuentan con redes de distribución de gas natural (ejemplo Concepción), principalmente abasteciendo sectores de la población de mayores ingresos. Los nuevos clientes que ingresan, corresponden a clientes de menores ingresos, con menores consumos unitarios de energía, lo que se traduce en tarifas que derivan de muchos nuevos clientes (alta inversión) con un consumo potencial relativamente bajo (Recordar que el mayor componente tarifario corresponde en general a la distribución terciaria).

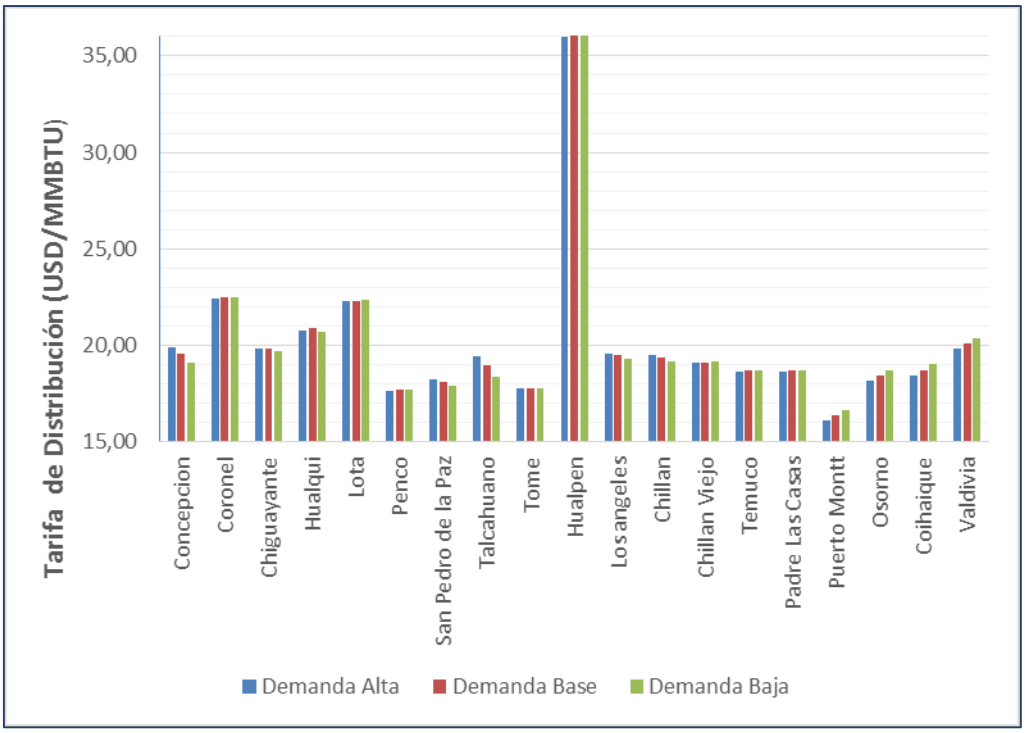


Figura 28. Efecto de la demanda en la tarifa de distribución de gas natural.

5.6.4.3. Efecto de la socialización de costos en las tarifas de distribución de gas natural.

En la tabla siguiente y figura 30 se muestran los resultados relativos a la comparación de las tarifas de distribución de gas natural, para el escenario basal de demanda, entre escenarios que consideran socialización de costos y aquéllos que se basan en el cálculo de la tarifa por sector. Cabe recordar que se han evaluado dos casos de socialización de costos. El primero de ellos corresponde a la socialización exclusiva de los costos de distribución primaria, mientras que en el segundo caso se ha evaluado el efecto de socializar los costos de distribución primaria y secundaria.

Tabla 34. Efecto de la socialización de costos en la tarifa de distribución de gas natural. Escenario basal de demanda.

CIUDAD	TARIFA DE DISTRIBUCIÓN, P_{GN} (USD/MMBTU)			VARIACIÓN PORCENTUAL RESPECTO DE ESCENARIO NO SOCIALIZADO	
	C1 Socializado	(C1+C2) Socializado	No Socializado	C1 Socializado	(C1+C2) Socializado
VIII REGIÓN					
CONCEPCIÓN	19,47	19,98	19,55	-0,4%	2,2%
CORONEL	22,39	22,90	22,46	-0,4%	1,9%
CHIGUAYANTE	19,71	20,22	19,79	-0,4%	2,2%
HUALQUI	21,40	20,04	20,91	2,3%	-4,1%
LOTA	22,23	22,74	22,31	-0,4%	1,9%
PENCO	17,58	18,09	17,66	-0,4%	2,4%
SAN PEDRO DE LA PAZ	18,01	18,52	18,09	-0,4%	2,4%
SANTA JUANA	31,56	**26,16**	31,07	1,6%	-15,8%
TALCAHUANO	18,87	19,38	18,95	-0,4%	2,3%
TOMÉ	18,25	17,51	17,77	2,7%	-1,4%
HUALPÉN	35,96	36,47	36,04	-0,2%	1,2%
LEBU	24,07	22,71	23,58	2,1%	-3,7%
ARAUCO	24,82	25,33	24,89	-0,3%	1,7%
CAÑETE	23,36	21,95	22,87	2,1%	-4,0%
CURANILAHUE	25,75	24,21	25,27	1,9%	-4,2%
LOS ÁLAMOS	44,86	**39,70**	44,38	1,1%	-10,5%
LOS ÁNGELES	19,39	19,90	19,47	-0,4%	2,2%
CABRERO	21,01	20,29	20,52	2,4%	-1,1%
LAJA	18,27	18,78	18,35	-0,4%	2,4%

CIUDAD	TARIFA DE DISTRIBUCIÓN, P_{GN} (USD/MMBTU)			VARIACIÓN PORCENTUAL RESPECTO DE ESCENARIO NO SOCIALIZADO	
	C1 Socializado	(C1+C2) Socializado	No Socializado	C1 Socializado	(C1+C2) Socializado
VIII REGIÓN					
MULCHÉN	24,63	25,14	24,71	-0,3%	1,7%
NACIMIENTO	23,24	22,77	23,32	-0,3%	-2,4%
NEGRETE	29,08	23,67	28,59	1,7%	-17,2%
QUILLECO	35,26	27,66	34,77	1,4%	-20,5%
SANTA BÁRBARA	27,32	23,22	26,83	1,8%	-13,5%
TUCAPEL	29,51	26,11	29,02	1,7%	-10,0%
YUMBEL	19,89	19,06	19,40	2,5%	-1,8%
CHILLAN	19,30	19,81	19,38	-0,4%	2,2%
BULNES	23,20	21,77	22,72	2,1%	-4,2%
COELEMU	21,17	19,61	20,68	2,4%	-5,2%
COIHUECO	35,66	29,28	35,17	1,4%	-16,8%
CHILLAN VIEJO	19,03	19,54	19,11	-0,4%	2,3%
PINTO	18,26	18,77	18,34	-0,4%	2,4%
QUILLÓN	24,88	21,96	24,40	2,0%	-10,0%
QUIRIHUE	23,82	21,57	23,34	2,1%	-7,6%
SAN CARLOS	23,19	22,06	22,70	2,1%	-2,8%
YUNGAY	26,10	24,01	25,62	1,9%	-6,3%
IX REGIÓN					
TEMUCO	18,59	19,10	18,67	-0,4%	2,3%
CARAHUE	28,44	26,79	28,54	-0,4%	-6,1%
CUNCO	23,04	20,57	23,15	-0,5%	-11,2%
GORBEA	28,49	24,38	28,60	-0,4%	-14,7%
LAUTARO	18,00	18,51	18,08	-0,4%	2,4%
LONCOCHE	24,78	23,30	24,89	-0,4%	-6,4%
NUEVA IMPERIAL	22,69	20,54	22,79	-0,5%	-9,9%
PADRE LAS CASAS	18,58	19,09	18,66	-0,4%	2,3%
PITRUFQUEN	20,14	18,66	20,25	-0,5%	-7,8%
PUCON	21,26	19,59	21,37	-0,5%	-8,3%
TEODORO SCHMIDT	40,60	33,75	40,71	-0,3%	-17,1%
VILCÚN	30,15	24,71	30,26	-0,4%	-18,3%
VILLARRICA	25,14	23,68	25,25	-0,4%	-6,2%
ANGOL	19,86	18,34	19,97	-0,5%	-8,1%
COLLIPULLI	18,83	19,34	18,91	-0,4%	2,3%
CURACAUTÍN	22,10	20,30	22,21	-0,5%	-8,6%

CIUDAD	TARIFA DE DISTRIBUCIÓN, P_{GN} (USD/MMBTU)			VARIACIÓN PORCENTUAL RESPECTO DE ESCENARIO NO SOCIALIZADO	
	C1 Socializado	(C1+C2) Socializado	No Socializado	C1 Socializado	(C1+C2) Socializado
IX REGIÓN					
LUMACO	26,38	21,53	26,48	-0,4%	-18,7%
PUREN	25,68	22,73	25,79	-0,4%	-11,8%
RENAICO	29,94	25,33	30,05	-0,4%	-15,7%
TRAIGUEN	22,43	20,38	22,54	-0,5%	-9,6%
VICTORIA	18,45	18,96	18,53	-0,4%	2,3%
X REGIÓN					
PUERTO MONTT	16,20	16,71	16,31	-0,7%	2,5%
CALBUCO	18,63	19,14	18,74	-0,6%	2,1%
FRUTILLAR	19,91	18,55	20,01	-0,5%	-7,3%
LOS MUERMOS	19,57	18,00	19,68	-0,5%	-8,5%
LLANQUIHUE	19,18	18,25	19,29	-0,6%	-5,4%
MAULLÍN	21,49	19,27	21,60	-0,5%	-10,8%
PUERTO VARAS	18,61	17,96	18,72	-0,6%	-4,1%
CASTRO	19,27	18,39	19,38	-0,6%	-5,1%
ANCUD	18,70	18,06	18,81	-0,6%	-4,0%
CHONCHI	20,11	18,24	20,22	-0,5%	-9,8%
DALCAHUE	18,69	17,40	18,80	-0,6%	-7,4%
QUELLON	20,27	18,88	20,38	-0,5%	-7,3%
OSORNO	18,24	17,70	18,35	-0,6%	-3,5%
PURRANQUE	32,35	27,76	32,46	-0,3%	-14,5%
XIV REGIÓN					
VALDIVIA	19,91	19,14	20,02	-0,5%	-4,4%
LANCO	23,58	21,99	23,69	-0,5%	-7,2%
LOS LAGOS	24,61	23,43	24,72	-0,4%	-5,2%
MARIQUINA	22,69	21,86	22,79	-0,5%	-4,1%
PAILLACO	21,91	20,00	22,02	-0,5%	-9,2%
PANGUIPULLI	30,91	26,86	31,02	-0,3%	-13,4%
LA UNIÓN	20,76	20,02	20,87	-0,5%	-4,0%
FUTRONO	23,63	21,18	23,74	-0,5%	-10,8%
RIO BUENO	20,47	19,09	20,58	-0,5%	-7,2%
XI REGIÓN					
COYHAIQUE	18,53	16,59	18,64	-0,6%	-11,0%
AYSÉN	18,90	17,00	19,00	-0,6%	-10,5%

En la tabla anterior se observa que al socializar los costos de distribución primaria (C_1), se verifica, en general, una disminución de las tarifas en porcentajes que varían entre 0,3 y 0,7%. La única excepción corresponde a 20 localidades de la VIII Región (Cuyo incremento se ha resaltado en rojo en la tabla anterior). Estas localidades son abastecidas mediante camiones cisternas desde Pemuco y presentan consumos proyectados de gas natural relativamente bajos. En todo caso, la variación porcentual de la tarifa (positiva o negativa) es de escasa magnitud, debido a que los costos de distribución primaria, constituyen el componente de menor participación en la tarifa de distribución final (ver tabla 32). En consecuencia, no se observa un impacto relevante al socializar los costos de distribución primaria, como se observa en la figura 30 en la cual se presentan en forma comparativa las tarifas de distribución de gas para las ciudades de la VIII Región, calculadas a partir de criterios de tarificación socializados y no socializados.

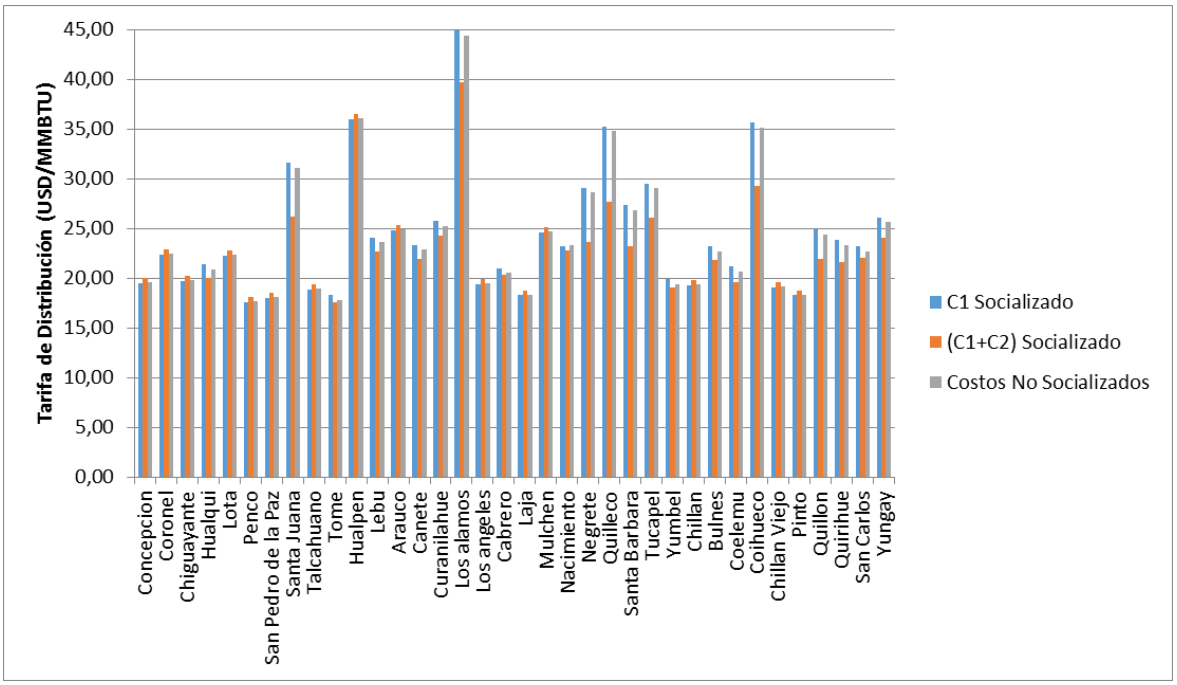


Figura 29. Efecto de la socialización de costos en la tarifa de distribución de gas natural. Ciudades de la VIII Región.

El mayor efecto de una política de socialización de costos se observa en el caso de socializar los costos de distribución primaria y secundaria (C_1+C_2). Bajo este criterio de tarificación, se

observan aumentos de la tarifa, entre 2.3% y 2.5%, en todas las ciudades abastecidas primariamente por gasoductos (Gasoducto del Valle Central, Gasoducto a Temuco y Gasoducto entre Calbuco y Puerto Montt). Este resultado es lógico por cuanto, al socializar los costos de distribución secundaria (C_2), incorporan en su tarifa un componente que en el escenario socializado no existía. En efecto, cabe recordar que todas estas ciudades no incluían costos de distribución secundaria.

El resto de las ciudades, esto es, aquellas que no se encuentran conectadas a gasoductos, se ven beneficiadas en términos de la disminución de las tarifas en este escenario de socialización de costos. Se observa que la disminución de las tarifas fluctúa entre 1,1% (Cabrero) y % 20,5% (Santa Bárbara). En general, las mayores disminuciones de tarifas (sobre 10%) se verifican en ciudades pequeñas y alejadas, que presentan los mayores costos de distribución secundaria (ver tabla 32) y en consecuencia se ven beneficiadas por la socialización de éstos.

Por otro lado se observa que al socializar los costos de distribución secundaria, varias de estas ciudades disminuyen sus tarifas al punto se ser competitivas con el precio del GLP (26,52 USD/MMBTU en el escenario de precios proyectados al año 2018), cambiando su condición respecto de una estructura de costos no socializada (Santa Juana, Negrete, Santa Bárbara, Tucapel, Quillón, Vilcún y Gorbea).

5.7. Estimación de impactos asociados a la sustitución de leña por gas natural. (Objetivo Específico 2.2.4).

5.7.1. Impactos en la evasión y recaudación tributaria por cambio en la matriz energética de las ciudades

El cambio en la matriz energética de las ciudades comprendidas en el área de estudio generaría un cambio en la recaudación del impuesto al valor agregado (IVA) en el escenario proyectado. Esto se originaría por la sustitución de leña por gas natural para consumo residencial en aquellas zonas urbanas que no aplique un subsidio al gas natural (63 zonas

urbanas no incluidas en Planes de Descontaminación Atmosférica), dado que en las ciudades en condición de saturación por material particulado, se aplicarían modelos tentativos (para efecto de estimaciones en este estudio) que igualarían los precios de leña y gas natural (ver sección 4.10.1).

Así, sólo en las ciudades en las cuales no se aplique subsidio, los precios equivalentes de energía proyectados para gas natural serían mayores que el precio de la leña. Por lo tanto, existiría un impacto en la recaudación de IVA al desplazar leña por gas natural en aquellas zonas que no aplique un subsidio al precio del gas natural. Cabe recordar, que la sustitución de leña por gas natural permite además genera beneficios en salud debido a la reducción en los niveles ambientales de material particulado fino ($MP_{2,5}$) en las zonas urbanas del sur del pa**ís.**

5.7.1.1. Evasión tributaria asociada a la comercialización informal de leña. Escenario Actual.

La evasión tributaria actual, asociada a la comercialización informal de leña en las zonas urbanas del sur del país se estimó considerando los consumos de leña en el sector residencial por ciudad, la tasa promedio de evasión de IVA en la venta de leña, el precio promedio actual de la leña y la tasa de impuesto (IVA). Como se indicara previamente, los niveles de evasión de IVA por la venta informal de leña, se estimaron con los datos de la encuesta facilitada por el Ministerio de Energía para este estudio. Esto considera las zonas urbanas de Concepción Metropolitano[55], Chillán y Chillán Viejo, Los Ángeles, Osorno, Valdivia y Coyhaique. Los niveles promedio hogares que no reciben boleta o factura por la compra de leña en las ciudades bajo estudio se muestran en la tabla siguiente.

[55] Constituidos por las comunas de Concepción, Talcahuano, Chiguayante, San Pedro de la Paz, Hualpén, Lota, Coronel, Penco, Tomé y Hualqui.

Tabla 35. Porcentaje de hogares que no reciben boleta o factura por la compra de leña

	% COMPRA INFORMAL DE LEÑA		
ZONA URBANA	**ESPECIES NATIVAS**	**ESPECIES EXÓTICAS**	**PROMEDIO SIMPLE**
CONCEPCIÓN METROPOLITANO	49%	48%	49%
CHILLÁN Y CHILLÁN VIEJO	72%	55%	64%
LOS ÁNGELES	74%	66%	70%
OSORNO	78%	73%	76%
VALDIVIA	74%	79%	77%
COYHAIQUE	90%	S/I	90%
PROMEDIO	**73%**	**64%**	**71%**

Se puede observar, existe un mayor nivel de informalidad en la venta de leña de especies nativas (hualle, lenga y ñirre) en comparación con especies exóticas como el eucalipto. Además se aprecia que el nivel de informalidad es mayor en la ciudad de Coyhaique alcanzando un 90%.

El nivel de ventas de leña, la recaudación potencial de IVA y el monto de IVA involucrado en la evasión debido a la venta informal se muestra en la tabla siguiente. Para efectos la estimación de los niveles de evasión de IVA, se utilizó como promedio de venta informal un 71%.

Tabla 36. Nivel actual de evasión y recaudación de IVA (MM USD/año) por la venta de leña en el sector residencial de las principales zonas urbanas del sur del país.

REGIÓN	**VENTAS DE LEÑA**	**RECAUDACIÓN POTENCIAL IVA**	**EVASIÓN IVA**	**RECAUDACIÓN ACTUAL IVA**
	MM USD/AÑO			
VIII	88,50	16,81	11,94	4,88
IX	75,73	14,39	10,22	4,17
X	129,65	24,63	17,49	7,14
XI	28,08	5,33	3,79	1,55
XIV	31,84	6,05	4,30	1,75
TOTAL	**353,81**	**67,22**	**47,73**	**19,49**

Se observa que, en la actualidad, en total se estaría dejando de percibir 47,7 millones de dólares al año por concepto de venta informal de leña (evasión) en el sector residencial de las zonas urbanas del sur del país donde la Región del Los Lagos figura con el mayor monto de evasión de IVA. Los detalles sobre el monto de evasión y recaudación de IVA en las distintas ciudades se presentan en el Anexo 10.

5.7.1.2. Impactos proyectados en recaudación de IVA por sustitución de leña por gas natural en el escenario proyectado.

Los impactos en la recaudación de IVA se deben a la sustitución de leña por gas natural para consumo residencial en las zonas urbanas estudiadas. El cambio en la recaudación del impuesto al valor agregado (IVA) se explica por el desplazamiento de leña en el sector residencial al introducir gas natural.

Los valores por recaudación de IVA por concepto de venta de gas natural en los distintos escenarios de demanda, para los precios proyectados al año 2018 se muestran en la siguiente tabla. El detalle por ciudad se presenta en el Anexo 10.

Tabla 37. Cambio en el nivel de recaudación proyectado de impuesto IVA (MM USD/año) para distintos niveles de penetración de gas natural.

REGIÓN	CAMBIO EN LA RECAUDACIÓN DE IVA* (MM USD/AÑO)		
	ESCENARIO BAJO	ESCENARIO BASE	ESCENARIO ALTO
VIII	-1,40	-1,96	-2,52
IX	-0,12	-0,17	-0,22
X	-1,91	-2,67	-3,43
XI	-0,51	-0,72	-0,92
XIV	-0,19	-0,27	-0,34
TOTAL	**-4,13**	**-5,78**	**-7,43**

*Considera 100% recaudación de IVA por la venta de leña en el escenario proyectado. No considera sociabilización de C1 y C2 en el cálculo de la tarifa de gas natural

Considerando los escenarios de sustitución de leña por gas natural en las zonas urbanas en la situación proyectada y considerando que la totalidad de la comercialización de leña es formal (paga IVA), se obtendría una pérdida en la recaudación de 5,8 millones de

dólares/año por concepto de IVA por ventas de gas natural en el escenario basal de demanda. Este nivel de pérdida de recaudación podría aumentar a 7,4 MM USD/año en el escenario alto de sustitución del gas natural. La pérdida de recaudación de IVA se explica por el aumento en la eficiencia térmica de los equipos de calefacción residencial. Al sustituir un calefactor a leña antiguo por un calefactor a gas natural se lograría un ahorro de energía. Por otro lado, como se observa en la tabla siguiente, considerando solamente las actuales comunas donde aplicaría un subsidio al gas natural, se estima que el cambio en la recaudación de IVA por concepto de desplazar leña por gas natural para los distintos escenarios de sustitución sería una reducción de 9,2 millones de dólares/año en la recaudación de IVA por la sustitución de gas natural en el escenario basal de demanda cuando se aplica un subsidio al gas natural.

Tabla 38. Cambio en la recaudación proyectada en las 19 ciudades bajo condición de saturación

CIUDAD	CAMBIO EN LA RECAUDACIÓN DE IVA * (MM USD/AÑO)		
	ESCENARIO BAJO	ESCENARIO BASE	ESCENARIO ALTO
CONCEPCIÓN	-0,18	-0,25	-0,32
CORONEL	-0,12	-0,17	-0,22
CHIGUAYANTE	-0,18	-0,25	-0,32
HUALQUI	-0,05	-0,06	-0,08
LOTA	-0,06	-0,09	-0,11
PENCO	-0,14	-0,19	-0,24
SAN PEDRO DE LA PAZ	-0,20	-0,28	-0,36
TALCAHUANO	-0,11	-0,15	-0,19
TOMÉ	-0,18	-0,25	-0,32
HUALPÉN	-0,02	-0,02	-0,03
LOS ÁNGELES	-0,29	-0,40	-0,52
CHILLÁN	-0,29	-0,40	-0,52
CHILLÁN VIEJO	-0,07	-0,09	-0,12
TEMUCO	-0,82	-1,15	-1,48
PADRE LAS CASAS	-0,12	-0,17	-0,22
PUERTO MONTT	-1,82	-2,55	-3,28
OSORNO	-0,81	-1,13	-1,45
COYHAIQUE	-0,67	-0,93	-1,20
VALDIVIA	-0,47	-0,66	-0,85
TOTAL	-6,60	-9,19	-11,83

*Considera 100% recaudación de IVA por la venta de leña en el escenario proyectado. Considera subsidio en la tarifa de gas natural.

5.7.2. Beneficios en salud producto de la mejora en la calidad del aire por reducción de emisiones de material particulado

El resumen de los beneficios en salud generados producto de mejoras en la calidad del aire, derivadas de la reducción de emisiones de material particulado fino se presentan en la tabla siguiente, para cada uno de los escenarios de demanda simulados. El detalle por ciudad, así como la reducción de emisiones de $MP_{2,5}$ por ciudad está contenida en el Anexo 9.

Tabla 39. Beneficios en salud generados por la reducción de los niveles ambientales de material particulado fino ($MP_{2,5}$) a nivel regional.

	BENEFICIOS EN SALUD (MM USD/AÑO)		
REGIÓN	**ESCENARIO BAJO**	**ESCENARIO BASE**	**ESCENARIO ALTO**
VIII	117,37	162,50	207,64
IX	133,66	184,02	234,38
X	207,14	288,20	369,27
XI	11,36	15,58	19,80
XIV	30,00	40,89	51,77
TOTAL	**499,54**	**691,19**	**882,85**

Se estima que los beneficios esperados en salud estarían en el orden los 499,5 a 882,9 millones de USD/año.

Por otro lado, como se observa en la tabla siguiente, considerando solamente las actuales comunas con problemas de contaminación del aire debido al uso intensivo de leña en los hogares, se estima que el beneficio en salud para los distintos escenarios de sustitución de energéticos por gas natural sería de 673,01 millones de dólares/año por concepto de muertes evitadas en el escenario base (97.4% de los beneficios totales en salud). La misma situación se verifica para los escenarios de baja y alta demanda, en los cuales los beneficios calculados para las ciudades en condición de saturación explican el 96,3% y 97,9% de los beneficios totales, respectivamente.

Adicionalmente, resulta interesante resaltar que un porcentaje importante de los beneficios calculados (entre cerca del 80% y 100% en todos los escenarios) derivan de la

sustitución de leña por gas natural en el sector residencial, resultado lógico por cuanto la mayor fuente emisora de material particulado fino corresponde a la combustión residencial de leña (ver Tabla A.9.13 en Anexo 9).

Tabla 40. Beneficios en salud generados por la reducción de los niveles ambientales de material particulado fino ($MP_{2,5}$). Ciudades en condición de saturación.

CIUDAD	BENEFICIOS EN SALUD (MM USD/AÑO)			PROPORCIÓN DE LOS BENEFICIOS EN SALUD DEBIDO AL CAMBIO DE ENERGÉTICO EN EL SECTOR RESIDENCIAL (%)		
	ESCENARIO BAJO	ESCENARIO BASE	ESCENARIO ALTO	ESCENARIO BAJO	ESCENARIO BASE	ESCENARIO ALTO
CONCEPCIÓN	25,65	35,86	46,07	99,3%	99,5%	99,6%
CORONEL	4,54	6,23	7,92	93,6%	95,4%	96,4%
CHIGUAYANTE	12,88	18,04	23,19	100,0%	100,0%	100,0%
HUALQUI	0,78	1,09	1,41	100,0%	100,0%	100,0%
LOTA	1,39	1,94	2,48	97,3%	98,1%	98,5%
PENCO	2,45	3,36	4,26	92,3%	94,4%	95,6%
SAN PEDRO DE LA PAZ	5,23	7,32	9,40	99,5%	99,6%	99,7%
TALCAHUANO	4,58	6,16	7,74	100,0%	100,0%	100,0%
TOMÉ	2,93	4,11	5,28	86,1%	89,7%	91,8%
HUALPÉN	0,40	0,57	0,73	99,8%	99,8%	99,9%
LOS ÁNGELES	19,11	26,70	34,28	99,9%	99,9%	99,9%
CHILLÁN	33,53	46,95	60,37	98,9%	98,9%	98,9%
CHILLÁN VIEJO	0,77	1,08	1,38	79,9%	79,9%	79,9%
TEMUCO	123,72	173,16	222,60	98,9%	98,9%	98,9%
PADRE LAS CASAS	2,30	3,22	4,14	99,7%	99,7%	99,7%
PUERTO MONTT	127,16	177,88	228,61	100,0%	100,0%	100,0%
OSORNO	75,82	106,16	136,49	99,1%	99,3%	99,5%
COYHAIQUE	10,56	14,78	19,00	99,1%	99,1%	99,1%
VALDIVIA	27,54	38,42	49,31	97,8%	97,8%	97,8%
TOTAL	**481,35**	**673,01**	**864,67**	-	-	-

5.7.3. Beneficios producto de la reducción de consumo de energía

Los beneficios generados por la sustitución de leña por gas natural en el sector residencial de las principales zonas urbanas del sur del país se han cuantificado para los beneficios en salud de la población. Otro beneficio que genera la sustitución de leña por gas natural en el

sector residencial es una reducción de la intensidad energética para calefacción. Esto se debe principalmente a las mayores eficiencias térmicas alcanzadas por los equipos de calefacción a gas natural en comparación con los equipos actuales a leña, lo que permitiría aprovechar de mejor forma la energía contenida en el combustible. El resumen de los cambios en la intensidad energética de la calefacción en las zonas urbanas del sur del país se muestra en la tabla siguiente.

Tabla 41. Cambio en la Intensidad energética del sector residencial de las regiones del sur del país para distintos escenarios de penetración de gas natural.

REGIÓN	CAMBIO INTENSIDAD ENERGÉTICA SECTOR RESIDENCIAL					
	BAJO (50%)		BASE (70%)		ALTO (90%)	
	(TCAL/AÑO)	%	(TCAL/AÑO)	%	(TCAL/AÑO)	%
VIII	-362,99	-10,1%	-490,25	-13,7%	-617,50	-17,2%
IX	-248,23	-8,1%	-312,70	-10,2%	-377,17	-12,3%
X	-539,23	-10,3%	-718,91	-13,7%	-898,60	-17,1%
XI	-134,35	-11,8%	-179,90	-15,8%	-225,45	-19,8%
XIV	-107,63	-8,3%	-139,78	-10,8%	-171,92	-13,3%
TOTAL	**-1.392,42**	**-9,7%**	**-1.841,54**	**-12,8%**	**-2.290,65**	**-16,0%**

Con la sustitución de leña por gas natural para calefacción en el sector residencial se lograría una disminución del 12,8% de la intensidad energética para el escenario base, esto implica una reducción de 1.841,5 Tcal/año en el sector residencial, lo que se traduce en un ahorro de energía producto de una mayor eficiencia energética en los sistemas de calefacción residencial. Cabe señalar, que el ahorro energético aumenta en la medida que aumenta el nivel de sustitución de leña por gas natural en el sector residencial alcanzando una reducción del 16,0% para el escenario de un 90% de sustitución en las 19 ciudades de interés.

5.7.4. Análisis costo beneficio

En la tabla siguiente se muestra el resumen de los costos anualizados de capital[56] y operación de los sistemas de distribución de gas natural, junto con los beneficios (salud) anuales de la sustitución de energéticos por gas natural. Se observa que los beneficios en salud derivados del abastecimiento estable y competitivo de gas natural, superan con creces los costos de inversión y operación de los sistemas de distribución de gas natural. Esto fue evidenciado para los tres escenarios de sustitución de leña por gas natural.

Tabla 42. Beneficios y costos del desarrollo de sistemas de distribución de gas natural en las zonas urbanas del sur del país.

REGIÓN	(MM USD/AÑO)					
	ESCENARIO BAJO		ESCENARIO BASE		ESCENARIO ALTO	
	BENEFICIO	COSTO	BENEFICIO	COSTO	BENEFICIO	COSTO
VIII	117,34	86,10	162,47	92,54	207,61	99,38
IX	133,66	30,87	184,02	34,12	234,38	37,32
X	207,14	34,54	288,21	40,65	369,27	46,35
XI	11,38	11,44	15,59	13,63	19,81	15,73
XIV	30,01	28,52	40,89	29,68	51,77	30,98
TOTAL	499,53	191,46	691,19	210,63	882,85	229,76
RAZÓN B/C	2,6		3,3		3,8	

Nota: B/C: Razón Beneficio- Costo. Los beneficios son en la salud de la población

En la tabla anterior se puede observar que la relación beneficio en salud – costo (B/C) corresponde a 2,6; 3,3 y 3,8 para los escenarios de sustitución de leña por gas natural bajo, base y alto, respectivamente. Cuando la relación B/C es mayor que 1,0 implica que los beneficios superan a los costos del proyecto. En el caso de los escenarios de sustitución de leña por gas natural, la relación beneficio-costo aumenta en la medida que la sustitución es mayor en el sector residencial.

[56] Anualizados considerando una tasa de descuento del 7% y una vida económica de 20 años.

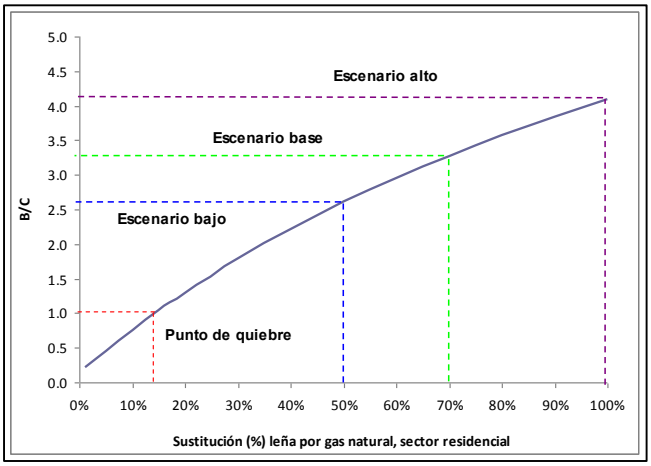


Figura 30. Relación Beneficio – Costo (B/C) versus nivel de sustitución de leña por gas natural en el sector residencial.

5.7.5. Otros beneficios

5.7.5.1. Disminución del riesgo de incendios

De acuerdo a la Memoria Anual del año 2011 del Cuerpo de Bomberos de Chile (Bomberos, 1011), en el país se registraron 13.728 incendios en hogares, no detallándose el porcentaje de ellos que se generan por inflamación de estufas a leña. Por otra parte, la información proporcionada por el Cuerpo de Bomberos de Concepción indica que alrededor del 60% de los incendios estructurales que se producen en el sur de Chile, corresponderían al sobrecalentamiento de estufas a leña. Así, reuniendo estos dos datos, puede estimarse en forma muy gruesa que en el país se producen alrededor de 7.800 incendios por inflamación de estufas, cuya magnitud, en términos monetarios, es imposible determinar en base a la información disponible, de muy precaria calidad estadística.

Cabe señalar que estos datos no están contenidos en estadísticas oficiales que relacionen estas emergencias con datos relativos a pérdidas económicas. En efecto, de acuerdo a la misma información (de carácter empírica) proporcionada por bomberos, la mayoría de estos incendios se producen en hogares de bajos ingresos, con un nivel de materialidad muy básico, no cubierto obviamente por seguros.

5.7.5.2. Gastos en el sector fiscal

Dentro de los beneficios esperados se encuentra la probable disminución de costos del sector fiscal derivada del recambio de los actuales combustibles a gas natural, en un escenario de abastecimiento de gas natural estable y competitivo. El cambio en los gastos del sector fiscal fueron calculados a partir de los consumos actuales (año 2013) obtenidos a partir de los reportes de emisiones asociadas al D.S. N°138 Minsal y los precios actuales y proyectados (año 2018) para clientes RESCOM. Cabe señalar, que en el caso de sector fiscal no existe certeza absoluta de las tarifas a las cuales adquieren sus combustibles, por lo que los precios actuales utilizados en las estimaciones, pudiesen eventualmente distorsionar los gastos presentes y en consecuencia el cambio esperado para los costos del sector. Por otro lado, cabe recordar que el inventario de combustibles utilizado en este estudio, al ser basado en las declaraciones de consumos de combustibles asociado al reporte de emisiones del D.S. N°138 Minsal, no contiene todos los consumos fiscales.

En la tabla siguiente se presentan los resultados a nivel regional para la diferencia estimada en gastos combustibles, entre la situación actual y la proyectada.

Tabla 43. Cambio en los gastos del sector fiscal asociados a consumos de combustibles. Escenario Basal de Demanda

Región	Cambio en gastos del sector[1] (USD/año)
VIII	-1.299.012
IX	151.846
X	57.986
XIV	-1.232.912
XI	-102.142
Total	**-2.424.234**

Nota: (1) (Gastos actuales-Gastos proyectados). No se incluyen gastos de conversión.

Se observa que en algunas regiones se generarían ahorros (IX, X), mientras que en otras los gastos se incrementarían (VIII, XIV, XI). La diferencia en estas tendencias está relacionada con los combustibles que se reemplazan por gas natural. En aquellas zonas en las cuales el sector fiscal consume en la actualidad principalmente combustibles líquidos derivados de petróleo se producirían ahorros, mientras que en aquellas que se fundamentalmente leña

o carbón, un cambio de combustibles a gas natural claramente se traduce en aumento de los costos.

Finalmente se resalta, que de acuerdo a las estimaciones hechas en este estudio, si bien el sector fiscal del área de estudio incrementaría sus gastos en cerca de 2,4 MMUSD/año, este monto es insignificante frente a los beneficios económicos en salud pública (691,19 MMUSD/año en el escenario base). Esto, incluso considerando las incertezas asociadas al cálculo de los gastos fiscales actuales.

5.7.6. Emisiones de gases de efecto invernadero (GEI) y Black Carbón

5.7.6.1. Emisiones de GEI

Un aspecto interesante de abordar a lo largo del desarrollo de este estudio correspondió a determinar el cambio en las emisiones globales de Gases de Efecto Invernadero (GEI) por efecto del cambio en la matriz energética en las ciudades. En efecto, *a priori* podría pensarse que dado que se reemplazaría una cantidad importante de leña por gas natural y dado que la leña se considera carbono neutra, las emisiones totales de GEI se incrementarían. No obstante, como se observa en la tabla siguiente, se genera un impacto positivo, en términos de disminución de gases de efecto invernadero, respecto del escenario actual en los tres escenarios de demanda evaluados. En efecto, las emisiones de GEI (totales y por región) caen ostensiblemente. Las emisiones totales disminuyen anualmente un rango que varía desde 1.851.967 (Ton CO_{2e}/año) en el escenario de menor demanda a 2.866.308 (Ton CO_{2e}/año) en el escenario alto. Estos valores corresponden a una disminución porcentual de las emisiones totales del país entre 3,1% y 4,8%, respecto de las emisiones nacionales totales declaradas por el Estado de Chile a la Convención Marco de las Naciones Unidas sobre Cambio Climático[57] (MMA, 2011). La disminución de emisiones se debe al desplazamiento importante de combustibles líquidos derivados del petróleo[58], los que son naturalmente reemplazados por gas natural por efectos de las tarifas estimadas para este energético, las cuales en todos los escenarios simulados, están por debajo de GLP, Diesel y FO. Esta situación refleja una clara externalidad positiva de la introducción de gas natural,

[57] 59.672.000 Ton/año para el año base 2006

[58] Los combustibles líquidos derivados del petróleo tienen factores de emisión de CO_{2e} superiores al gas natural

el que no sólo genera beneficios por efectos del desplazamiento parcial de leña, sino que además logra desplazar combustibles líquidos derivados del petróleo, más caros y contaminantes que el gas natural.

Tabla 44. Cambio en las emisiones de GEI por efecto del cambio en la matriz energética de las ciudades comprendidas en el área de estudio.

Región	Cambio en las emisiones de GEI[1] (Ton CO_{2e} /año)		
	Escenario Bajo	Escenario Base	Escenario Alto
VIII	-543.585	-686.085	-828.584
IX	-314.761	-387.477	-460.105
X	-638.081	-843.266	-1.049.433
XIV	-206.217	-242.740	-279.262
XI	-149.323	-199.123	-248.924
Total	**-1.851.967**	**-2.358.691**	**-2.866.308**

Notas: (1): (Emisiones actuales –Emisiones futuras)

5.7.6.2. Emisiones de Black Carbón

El cambio en las emisiones de BC deriva fundamentalmente de la sustitución de leña por gas natural en el sector residencial.

En la figura siguiente se presenta el cambio estimado para el escenario base de demanda, en comparación con el escenario actual. Se observa una disminución cercana a las 4.500 Ton/año, fundamentalmente asociadas a la disminución de emisiones de $MP_{2,5}$ en el sector residencial.

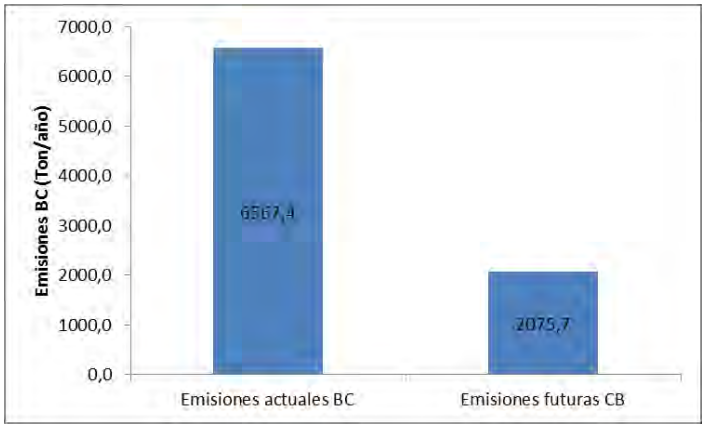


Figura 31. Cambio en las emisiones de Black Carbón. Escenario actual versus Escenario Basal de demanda.

5.8. Medidas destinadas a mitigar el impacto del uso de la leña (Objetivo Específico 2.2.5)

5.8.1 Descripción de medidas

A continuación se describen las principales medidas destinadas a mitigar el uso de la leña. Algunas de estas medidas se han desarrollado en distintos Planes de Descontaminación Atmosférica o Anteproyectos de éstos (M_1 a M_4), otras han sido evaluadas por la Universidad de Concepción en estudios previos, como es el caso de la medida M_5 (Universidad de Concepción, 2013 a). La medida de subsidio al gas natural es propuesta en este estudio, en forma adicional a las anteriores (M_6). Todas estas medidas tienen en común el objetivo de mejorar la calidad del aire.

Las principales medidas revisadas son las siguientes:

- **Regulación de calidad de la leña en los puntos de la venta (M_1):** Todos los oferentes de leña de la zonas pobladas del sur del país deben dar cumplimiento de la NCh N°2907 Of.2005 del INN[59].
- **Recambio de calefactores a Leña (M_2):** Programas de recambio de estufas a leña más ineficientes por equipos que cumplan con la Norma de Emisión correspondiente[60]
- **Restricción al uso de leña para calefacción para gestión de episodios críticos (M_3).**
- **Mejora del envolvente térmico de las viviendas (M_4)**
- **Subsidios a tecnologías de calefacción alternativas a la leña (M_5):** Corresponde a las tecnologías de calefacción distrital, bombas de calor geotérmicas y VRF[61], estufas a pellets y calefacción solar[62].
- **Subsidio al Gas Natural** (M_6).

[59] Norma Chilena Oficial Combustible Sólido Leña. Requisitos, declarada oficial por Resolución Exenta N°569/2005 del Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción.

[60] D.S. N°39/2011, Ministerio del Medio Ambiente. Establece Norma de Emisión de material particulado para artefactos que combustionen o puedan combustionar leña y derivados de la madera.

[61] VRF: Flujo de Refrigerante Variable.

[62] Medida propuesta en estudios previos, realizados por la Universidad de Concepción, al PDA de las Comunas Talca y Maule, así como en AGIES correspondiente.

Para facilitar la comparación entre las distintas medidas, en la tabla siguiente se presenta el resumen de las principales características de cada una de ellas. Los detalles pueden ser consultados en el Anexo 11. Posteriormente en la sección 5.8.2 se determina el gasto público asociado a la medida de recambio de estufas a leña (M_2), mientras que en la sección 5.8.3 se presentan los resultados relativos a los modelos de subsidio al gas natural propuestos en este estudio (M_6).

Tabla 45. Cuadro comparativo. Medidas de mitigación del impacto del uso de la leña.

Medida	Principales características	Actividades Afectas	Contaminantes objetivo	Reducción probable	Costos para el Estado	Disponibilidad local de la solución	Aceptabilidad
M_1	La leña comercializada debe cumplir requisitos técnicos de la NCh. N°2907/2005	Oferentes de leña	MP_{10}, $MP_{2,5}$, COV[1], CO	Dependerá de la penetración de leña comercializada que cumpla con la NCh. N°2907/2005.	-Fiscalizadores -Xilohigrómetros (uno por fiscalizador) - Vehículos -Centro de acopio de leña requisada	La NCh. 2907/2005 se encuentra en vigencia en todo el territorio nacional. Los xilohigrómetros se encuentran disponibles en el territorio nacional	Actualmente en el sur del país existen comerciantes de leña que han sido certificados mediante el Sistema de Certificación de Leña por lo que existe actualmente una oferta de leña de calidad estandarizada (NCh. N°2907/2005) para las comunas de las distintas regiones bajo estudio.
M_2[2]	Programa de recambio de calefactores a leña por nuevos equipos que cumplan con la norma de emisión correspondiente[3]	Hogares que utilizan leña para calefacción	MP_{10}, $MP_{2,5}$, COV[1], CO	Dependerá del número de calefactores sujetos al programa de recambio	-Valor del equipo o parte de él. -Diseño de criterios de asignación	Actualmente existen calefactores de fabricación nacional que tienen un sello voluntario como parte del programa sello voluntario del Ministerio del Medio Ambiente. Con la entrada en vigencia de la norma de emisión de calefactores a leña el 1 de octubre de 2014 es de esperar que en los próximos meses fabricantes nacionales como importadores puedan ofrecer al mercado calefactores certificados con el cumplimiento de la norma de emisión.	Existen experiencias de recambios de calefactores en el sur del país, específicamente en Temuco, Padre las Casas, Osorno, Coyhaique, Rengo, Curicó, Chillán y Chillán Viejo.
M_3	Restricción al uso de leña para calefacción para gestión de episodios críticos.	Hogares en días de pre-emergencia y emergencia.	MP_{10}, $MP_{2,5}$, COV[1], CO	Reducción puntual en el promedio diario de $MP_{2,5}$, dependerá de los cuadrantes de restricción establecidos, condiciones meteorológicas y duración temporal de la medida.	-Fiscalizadores	En el mercado nacional existen calefactores a GLP o Kerosene que pueden ser utilizados durante los periodos de restricción.	La medida podría generar un rechazo por parte de la población en un comienzo, pero en la medida que apliquen sanciones y se fiscalice a la población, la medida de prohibición podría tener los resultados esperados en cuanto a lograr revertir los malos niveles de calidad del aire.

Medida	Principales características	Actividades Afectas	Contaminantes objetivo	Reducción probable	Costos para el Estado	Disponibilidad local de la solución	Aceptabilidad
M_4	Subsidio para el mejoramiento térmico de viviendas existentes, en el marco del Programa de Protección del Patrimonio Familiar (PPPF).	Hogares que presentan problemas de déficit en su materialidad o aislación	MP_{10}, $MP_{2,5}$, COV^1, CO	Reducción dependiente del número de hogares intervenidos.	No existen costos adicionales al financiamiento del programa (ya descrito en las secciones previas) para el Estado ya que el programa ya está implementado. La normativa asociada corresponde a la Ley Nº16.391 Orgánica del MINVU, Ley General de Urbanismo y Construcciones, Ordenanza General de Urbanismo y Construcciones.	Esta medida está asociada a la Ley Nº16.391 Orgánica del MINVU, Ley General de Urbanismo y Construcciones, Ordenanza General de Urbanismo y Construcciones. Además, los requerimientos de aislación para las nuevas construcciones están ya establecidos en el Artículo 4.1.10 de la Ordenanza General de Urbanismo y Construcciones, (D.S. Nº47), decreto que ha sido modificado estableciendo requerimientos de aislación térmica según la zona geográfica.	Una crítica a estos programas es que los subsidios están orientados a familias de escasos recursos, que en la práctica son los que menos consumen leña, por tanto tienen un menor impacto. Si se quiere lograr reducir los niveles de emisiones de material particulado, se deben considerar todos los niveles de ingresos.
M_5	Programa piloto de subsidio al recambio de equipos por nuevas tecnologías alternativas a la leña.	Sector residencial	MP_{10}, $MP_{2,5}$, COV^1, CO	La reducción depende de la tecnología escogida para el recambio de calefactores a leña	Los costos de este programa podrían ser complemento de los programas de recambio de calefactores a leña como una alternativa de sustitución del combustible por energías renovables.	Existe disponibilidad de pellet de madera y su venta aumentaría con una mayor demanda. Para el caso de uso de energías renovables existen alternativas de calefacción residencial alternativas a leña, entre ellas: Energía solar térmica, Calderas a pellets, Bomba de calor geotérmica, Calefacción distrital basada en biomasa, Estufa a Pellets, Bomba de calor aerotérmica de volumen de refrigerante variable (VRF o Inverter).	Esta medida ayudaría a absorber parte de los gastos de inversión de un equipo alternativo a la leña por parte de los hogares, en particular, en aquellos hogares que tengan restricciones de presupuesto. Sin embargo, las preferencias de los hogares estarían basadas en aquellos sistemas de calefacción de bajo costo de operación.

Medida	Principales características	Actividades Afectas	Contaminantes objetivo	Reducción probable	Costos para el Estado	Disponibilidad local de la solución	Aceptabilidad
M_6[3]	Subsidio al gas natural	Sector residencial	MP_{10}, $MP_{2,5}$, COV[1], CO	La reducción dependerá del número de hogares cubiertos por el subsidio	Los costos dependerán del número de hogares cubiertos por el subsidio	Actualmente sólo existe un modelo de subsidio al gas, operando en la Región de Magallanes.	Se espera un alto nivel de aceptación por cuanto la implementación de la medida permitiría poner a disposición de los hogares un energético alternativo a la leña a un precio atractivo. Externalidades negativas podrían corresponder al rechazo de la población hacia proyectos de aprovisionamiento primario de gas natural (Caso Proyecto Biobiogenera), aumento de la dependencia energética y vulnerabilidad ante variaciones de precios internacionales.

Notas: (1) COV: Compuestos Orgánicos Volátiles; (2) la medida se evalúa en la sección 5.8.2, (3) D.S. N°39/2011, Ministerio del Medio Ambiente. Establece Norma de Emisión de material particulado para artefactos que combustionen o puedan combustionar leña y derivados de la madera; (3) Medida detallada y evaluada en la sección 5.8.3.

5.8.2. Gasto público asociado al recambio de calefactores a leña.

Una de las medidas más recurridas en los distintos Planes de Descontaminación Atmosférica vigentes corresponde al recambio de calefactores a leña por otros, que utilizando el mismo combustible, poseen características tecnológicas que se traducen en reducciones de emisiones.

A continuación se presentan los resultados asociados al análisis económico realizado para esta medida. La medida de recambio de calefactores ha sido evaluada en distintos escenarios de reducción de emisiones de material particulado fino, equivalentes a las reducciones logradas en los escenarios de penetración de gas natural analizados a lo largo de este estudio (Alto, Base y Bajo). La evaluación ha sido realizada para las 19 ciudades bajo condición de saturación.

En esta evaluación, cada equipo reemplazado reduciría emisiones considerando que se instalaría un calefactor a leña que cumpla con norma de emisión de calefactores a leña (D.S. N°39 del Ministerio del Medio Ambiente).

La reducción de emisiones de $MP_{2.5}$ a lograr, de manera de igualar la reducción generada por el reemplazo de leña por gas (en los distintos escenarios de penetración de gas natural) se presenta en la tabla siguiente.

Tabla 46. Reducción Emisiones $MP_{2.5}$ requerida. Sector Residencial.

ZONA URBANA	REDUCCIÓN EMISIONES $MP_{2.5}$ (TON/AÑO)		
	EQUIVALENTE A ESCENARIO BAJO	EQUIVALENTE A ESCENARIO BASE	EQUIVALENTE A ESCENARIO ALTO
GRAN CONCEPCIÓN	4.402	6.165	7.928
CHILLÁN Y CHILLÁN VIEJO	1.451	2.032	2.614
LOS ÁNGELES	1.093	1.531	1.969
TEMUCO Y PADRE LAS CASAS	3.887	5.443	6.999
VALDIVIA	1.929	2.701	3.473
OSORNO	3.677	5.149	6.620
PUERTO MONTT	7.474	10.464	13.454
COYHAIQUE	3.183	4.456	5.729
TOTAL	**27.096**	**37.940**	**48.785**

La cantidad de calefactores a sustituir en las zonas urbanas de interés, para lograr los objetivos de reducción presentados en la tabla 46, fue calculada en función del potencial de reducción unitario del recambio. Estos resultados se presentan en la tabla siguiente.

Tabla 47. Recambios de equipos a leña en el sector residencial de las zonas urbanas de interés bajo los distintos escenarios evaluados

ZONA URBANA	HOGARES QUE USAN EQUIPOS A LEÑA	REDUCCIÓN UNITARIA $MP_{2,5}$ (TON/AÑO-EQUIPO)	NÚMERO DE EQUIPOS A RECAMBIAR		
			ESCENARIO BAJO	ESCENARIO BASE	ESCENARIO ALTO
GRAN CONCEPCIÓN	153.060	0,0496	86.765	121.524	156.282
CHILLÁN Y CHILLÁN VIEJO	40.375	0,0552	25.717	36.018	46.319
LOS ÁNGELES	34.536	0,0523	20.459	28.652	36.845
TEMUCO Y PADRE LAS CASAS	77.801	0,0711	53.434	74.820	96.205
VALDIVIA	38.990	0,0703	26.821	37.555	48.289
OSORNO	39.783	0,1337	26.951	37.735	48.520
PUERTO MONTT	45.528	0,2331	31.331	43.865	56.399
COYHAIQUE	14.387	0,2660	11.687	16.362	21.037
TOTAL	**444.460**		**283.165**	**396.530**	**509.895**

Se puede observar que bajo el escenario alto de sustitución de leña por gas natural, el número de equipos a recambiar supera el número de hogares que utilizan calefactores a leña, lo que o bien no tiene sentido físico o bien que implicaría recambiar más de un equipo a leña en los hogares actuales para reducir el mismo nivel de emisiones de $MP_{2,5}$ que la sustitución del 90% de leña por gas natural. Para el escenario base y el escenario bajo, el nivel de recambio sería cercano al 100% y 70%, respectivamente (Ver tabla 48).

Tabla 48. Porcentaje de recambio de equipos a leña en el sector residencial de las zonas urbanas de interés bajo los distintos escenarios evaluados

ZONA URBANA	% EQUIPOS A RECAMBIAR		
	ESCENARIO BAJO	ESCENARIO BASE	ESCENARIO ALTO
GRAN CONCEPCIÓN	56,7%	79,4%	102,1%
CHILLÁN Y CHILLÁN VIEJO	63,7%	89,2%	114,7%
LOS ÁNGELES	59,2%	83,0%	106,7%
TEMUCO Y PADRE LAS CASAS	68,7%	96,2%	123,7%
VALDIVIA	68,8%	96,3%	123,8%
OSORNO	67,7%	94,9%	122,0%
PUERTO MONTT	68,8%	96,3%	123,9%
COYHAIQUE	81,2%	113,7%	146,2%
PROMEDIO	**66,9%**	**93,6%**	**120,4%**

Los costos de un programa de recambio,[63] en base a equipos a leña, para lograr el mismo nivel de reducción de emisiones de $MP_{2,5}$ que la sustitución de leña por gas natural en el sector residencial se muestran en la siguiente tabla. Cabe recordar que este programa se ha evaluado sólo para las ciudades que estarían sujetas a futuros Planes de Descontaminación Atmosférica.

[63] Considera un precio de 1.000 USD calefactor + 300 USD por instalación. El valor del programa corresponde a un 10% del costo del equipo + instalación

Tabla 49. Costos de un programa de recambio de calefactores a leña

ZONA URBANA	COSTO DE PROGRAMA (MM USD)			[1] COSTO ANUALIZADO DE PROGRAMA (MM USD/AÑO)		
	ESCENARIO BAJO	ESCENARIO BASE	ESCENARIO ALTO	ESCENARIO BAJO	ESCENARIO BASE	ESCENARIO ALTO
GRAN CONCEPCIÓN	124,07	173,78	223,48	17,67	24,74	31,82
CHILLÁN Y CHILLÁN VIEJO	36,78	51,51	66,24	5,24	7,33	9,43
LOS ÁNGELES	29,26	40,97	52,69	4,17	5,83	7,50
TEMUCO Y PADRE LAS CASAS	76,41	106,99	137,57	10,88	15,23	19,59
VALDIVIA	38,35	53,70	69,05	5,46	7,65	9,83
OSORNO	38,54	53,96	69,38	5,49	7,68	9,88
PUERTO MONTT	44,80	62,73	80,65	6,38	8,93	11,48
COYHAIQUE	16,71	23,40	30,08	2,38	3,33	4,28
PROMEDIO	**404,93**	**567,04**	**729,15**	**57,65**	**80,73**	**103,81**

[1]Anualizado considerando 7% tasa de descuento y 10 años de vida económica

Se estimó que un Programa de recambio de calefactores leña en las zonas urbanas con problemas de calidad del aire tendría un costo de 80,7 millones de dólares al año para lograr los mismos niveles de reducción de $MP_{2,5}$ que la sustitución de leña por gas natural, en el escenario base.

Si se comparan los valores de inversiones y costos anualizados del programa de recambio de calefactores con los valores correspondientes a la alternativa de introducción de gas natural (tabla 42), se observa que éstos últimos son mayores. Por ejemplo, para el escenario base, el programa de recambio de calefactores tiene un costo anualizado de 80,7 MM USD/año, mientras que la red de gas natural presenta un valor de 192,27 MM USD/año. No obstante, la comparación directa entre ambos valores no es adecuada por cuanto los datos presentados en la tabla 42 corresponden a las inversiones y costos anualizados para la totalidad del área de estudio (82 ciudades), mientras que los mostrados en la tabla 49 sólo corresponden a las 19 ciudades bajo condición de saturación[64].

[64] Recordar que los costos de inversión y operación de la red de abastecimiento de gas han sido calculados bajo un enfoque optimizado que no permite separar, sin incurrir en errores, las inversiones totales por ciudades, especialmente aquellas correspondientes a distribución primaria.

5.8.3. Modelos de subsidio al gas natural

A continuación se presentan los resultados relativos a ejemplos propuestos para dos modelo de subsidio al gas natural, a aplicar en las 19 ciudades en condición de saturación por material particulado fino.

Los resultados son presentados desagregados por quintiles de ingreso, considerando subsidio total a cada quintil de manera de tener a la vista todos los datos necesarios para comprender y discutir los modelos de subsidio propuestos.

En primer lugar se discute el modelo de subsidio a los 4 primeros quintiles de ingreso (Modelo de Subsidio 2) para el escenario basal de demanda. Posteriormente se discute el efecto de la demanda en los subsidios, así como el impacto correspondiente a incorporar el 5° quintil en esta política pública (Modelo de Subsidio 1).

5.8.3.1. Modelo de subsidio a los cuatro primeros quintiles de ingreso (Modelo 2)

Escenario Basal de Demanda. Costos de Distribución no socializados

En la tabla siguiente se presentan los resultados relativos al modelo de subsidio al gas natural aplicable a los cuatro primeros quintiles y en las ciudades bajo condición de saturación. Los resultados mostrados corresponden al escenario basal de demanda.

Los montos a subsidiar han sido calculados para cubrir la brecha existente entre el precio del gas y la leña, ambos en el escenario de precios proyectado para el año 2018, bajo una estructura tarifaria no socializada. Más adelante se discute el efecto de la socialización de costos en los montos a subsidiar.

Se observa que, en el escenario basal de demanda y bajo esta modalidad de subsidio, el monto total a subsidiar al sector residencial ascendería a **198,65 MM USD/Año**.

Tomando en consideración el número de hogares a subsidiar (en promedio el 70% hogares que consumen leña en las ciudades individualizadas en la tabla A.1.2 en Anexo 1), se obtiene que el subsidio aplicaría a 507.802 hogares con un promedio de **391,2/USD año** hogar.

Como se observa en la figura siguiente, el análisis desagregado de la distribución del subsidio por quintil indica que las mayores proporciones del subsidio total corresponden al IV Quintil, dando cuenta del 33,6% del total subsidiado. Los demás quintiles fluctúan alrededor del 20 al 23%.

Tabla 50. Subsidios a aplicar por ciudad. Desagregación por quintiles. Escenario basal de demanda de gas natural. Modelo de subsidio 2. Costos no socializados.

REGIÓN	CIUDAD	SUBSIDIO (MMUSD/AÑO)				
		QUINTIL I	QUINTIL II	QUINTIL III	QUINTIL IV	TOTAL
VIII	CONCEPCION	0,63	1,28	2,17	1,29	5,37
VIII	CORONEL	2,34	1,20	0,62	0,40	4,56
VIII	CHIGUAYANTE	1,04	1,63	1,06	0,77	4,49
VIII	HUALQUI	0,82	0,52	0,26	0,16	1,75
VIII	LOTA	1,07	0,69	0,51	0,16	2,43
VIII	PENCO	1,59	1,45	0,94	0,86	4,84
VIII	SAN PEDRO DE LA PAZ	1,17	1,61	1,13	2,59	6,50
VIII	TALCAHUANO	2,00	0,23	0,54	0,66	3,43
VIII	TOME	3,68	1,09	1,36	0,66	6,79
VIII	HUALPEN	0,14	0,09	0,13	0,19	0,55
VIII	LOS ANGELES	2,75	1,74	1,82	2,59	8,91
VIII	CHILLAN	1,47	1,80	2,29	3,69	9,25
VIII	CHILLAN VIEJO	0,55	0,28	0,45	0,51	1,79
IX	TEMUCO	6,46	7,77	4,23	6,24	24,70
IX	PADRE LAS CASAS	0,71	1,25	0,92	1,32	4,19
X	PUERTO MONTT	6,94	9,04	10,45	22,40	48,84
X	OSORNO	4,92	5,85	4,24	9,04	24,05
XI	COIHAIQUE	3,24	4,40	3,47	8,97	20,07
XIV	VALDIVIA	3,99	3,49	4,48	4,16	16,12
	TOTALES	45,50	45,43	41,07	66,66	198,65

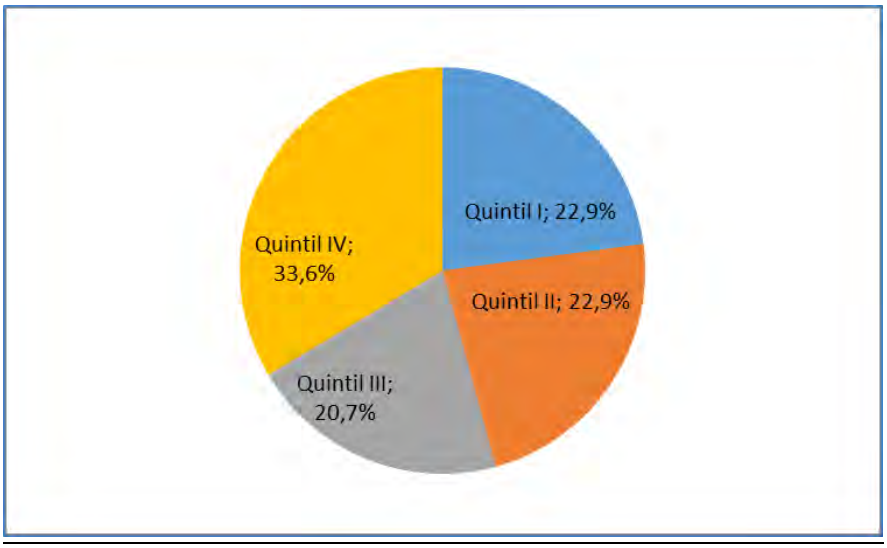


Figura 32. Modelo de Subsidio 2. Participación de los cuatro primeros quintiles de ingreso en el subsidio al gas natural. Costos de Distribución no socializados.

Efecto de la Demanda de gas natural en los montos a subsidiar.

En la tabla siguiente se comparan los montos totales a subsidiar por ciudad entre los distintos escenarios de demanda. Sólo se presentan los resultados totales por cuanto, en términos generales la proporción entre quintiles de ingreso se mantiene.

Tabla 51. Subsidios totales por ciudad. Comparación entre distintos escenarios de demanda de gas natural. Modelo de subsidio 2. Costos no socializados.

REGIÓN	CIUDAD	SUBSIDIO TOTAL (MM USD/AÑO)		
		ESCENARIO BAJO	ESCENARIO BASE	ESCENARIO ALTO
VIII	CONCEPCION	4,79	5,37	9,24
VIII	CORONEL	3,22	4,56	6,21
VIII	CHIGUAYANTE	4,73	4,49	9,12
VIII	HUALQUI	1,22	1,75	2,35
VIII	LOTA	1,68	2,43	3,24
VIII	PENCO	3,63	4,84	6,99
VIII	SAN PEDRO DE LA PAZ	5,32	6,50	10,26
VIII	TALCAHUANO	2,88	3,43	5,56
VIII	TOME	4,71	6,79	9,09
VIII	HUALPEN	0,43	0,55	0,83
VIII	LOS ANGELES	7,72	8,91	14,88
VIII	CHILLAN	7,73	9,25	14,90
VIII	CHILLAN VIEJO	1,80	1,79	3,47
IX	TEMUCO	21,98	24,70	42,40
IX	PADRE LAS CASAS	3,27	4,19	6,31
X	PUERTO MONTT	48,77	48,84	94,08
X	OSORNO	21,61	24,05	41,68
XI	COIHAIQUE	17,84	20,07	34,42
XIV	VALDIVIA	12,59	16,12	24,29
	TOTALES	**175,91**	**198,65**	**339,33**

Se observa que en el escenario bajo de demanda los montos totales a subsidiar caen a **175, 91 MM/USD** (11, 4% menos que en el escenario basal), mientras que en el escenario alto de demanda, los subsidios ascienden a **339,33 MMUSD/año**, representando un incremento del **70,8%** respecto del escenario base.

Dado que se ha determinado previamente que con un nivel de penetración de gas natural equivalente al escenario basal de demanda (reemplazo en promedio del 70% de la leña en ciudades saturadas por $MP_{2.5}$), se lograría superar la situación de saturación, resulta evidente que **este modelo de subsidio tendría resultados económicos y ambientales óptimos, aplicando la política subsidiaria de manera de lograr los niveles de penetración de gas natural correspondientes al escenario base**.

Efecto de la socialización de costos de distribución en los montos a subsidiar.

A continuación se presentan los resultados relativos a los subsidios a aplicar bajo un escenario de precios socializados. Sólo se presentan los resultados correspondientes al escenario basal de demanda, por cuanto se ha determinado que es en este escenario que se logran los efectos ambientales esperados a un menor costo para el Estado.

Tabla 52. Subsidios totales por ciudad. Efecto de la socialización de costos de distribución. Escenario basal de demanda. Modelo de Subsidio 2.

REGIÓN	CIUDAD	SUBSIDIO TOTAL (MM USD/AÑO)		
		COSTOS NO SOCIALIZADOS	C_1 SOCIALIZADO	(C_1+C_2) SOCIALIZADOS
VIII	CONCEPCION	5,37	5,34	5,57
VIII	CORONEL	4,56	4,53	4,73
VIII	CHIGUAYANTE	4,49	4,46	4,65
VIII	HUALQUI	1,75	1,74	1,82
VIII	LOTA	2,43	2,42	2,52
VIII	PENCO	4,84	4,81	5,02
VIII	SAN PEDRO DE LA PAZ	6,50	6,46	6,74
VIII	TALCAHUANO	3,43	3,40	3,55
VIII	TOME	6,79	6,75	7,04
VIII	HUALPEN	0,55	0,54	0,57
VIII	LOS ANGELES	8,91	8,85	9,24
VIII	CHILLAN	9,25	9,19	9,59
VIII	CHILLAN VIEJO	1,79	1,78	1,86
IX	TEMUCO	24,70	24,53	25,60
IX	PADRE LAS CASAS	4,19	4,17	4,35
X	PUERTO MONTT	48,84	48,51	50,63
X	OSORNO	24,05	23,89	24,93
XI	COIHAIQUE	20,07	19,94	20,81
XIV	VALDIVIA	16,12	16,01	16,71
	TOTALES	**198,65**	**197,32**	**205,93**

En la tabla anterior se observa que al socializar los costos de distribución primaria (C_1), los montos totales a subsidiar caen levemente (198,65 MMUSD/año a 197,32 MMUSD/año), verificándose un efecto despreciable de la socialización de costos primarios en los montos a subsidiar.

Por el contrario, en el caso de la socialización de los costos de distribución primaria y secundaria (C_1+C_2), los montos a subsidiar se incrementan en cerca de 8,6 MMUSD/año, por efectos del aumento de las tarifas en las mayoría de las ciudades. Cabe recordar que al socializar los costos de distribución primaria y secundaria, se verificaba un aumento del orden del 2,5% en la tarifa en todas las ciudades conectadas a gasoductos, esto es la totalidad de las ciudades saturadas, con la excepción de Valdivia, Osorno y Coyhaique.

En conclusión, se observa que el efecto de socializar los costos de distribución tiene un efecto relativamente bajo en los montos a subsidiar, respecto al caso de una estructura tarifaria no socializada, verificándose variaciones entre -0.7% (Costos de distribución primaria socializados) y 3,7% (costos de distribución primaria y secundaria socializados).

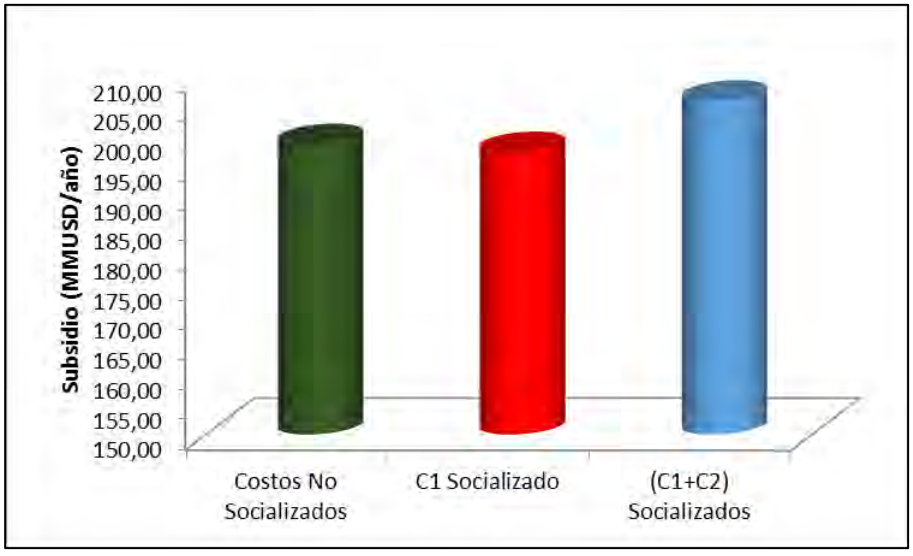


Figura 33. Efecto de la socialización de costos de distribución en los subsidios al gas natural. Modelo de subsidio 2. Escenario basal de demanda.

5.8.3.2. Modelo de subsidio a los cinco quintiles (Modelo 1)

En la tabla siguiente se presentan los resultados relativos al **modelo de subsidio 1**, esto es aplicar la política pública a **todos los quintiles** de ingreso de las 19 ciudades bajo condición de saturación. Los resultados mostrados corresponden al escenario **basal de demanda** por

cuanto se ha determinado que en este escenario se cumple la meta ambiental perseguida (lograr sacar de situación de saturación a 19 ciudades).

Tabla 53. Subsidios totales por ciudad. Efecto de la socialización de costos de distribución. Escenario basal de demanda. Modelo de Subsidio 1.

REGIÓN	CIUDAD	SUBSIDIO TOTAL (MM USD/AÑO)		
		COSTOS NO SOCIALIZADOS	C_1 SOCIALIZADO	(C_1+C_2) SOCIALIZADOS
VIII	CONCEPCION	7,00	6,95	7,25
VIII	CORONEL	4,70	4,67	4,87
VIII	CHIGUAYANTE	6,90	6,85	7,15
VIII	HUALQUI	1,78	1,77	1,85
VIII	LOTA	2,45	2,43	2,54
VIII	PENCO	5,30	5,26	5,49
VIII	SAN PEDRO DE LA PAZ	7,77	7,71	8,05
VIII	TALCAHUANO	4,21	4,18	4,36
VIII	TOME	6,88	6,84	7,14
VIII	HUALPEN	0,63	0,62	0,65
VIII	LOS ANGELES	11,27	11,19	11,68
VIII	CHILLAN	11,28	11,21	11,70
VIII	CHILLAN VIEJO	2,63	2,61	2,72
IX	TEMUCO	32,10	31,88	33,28
IX	PADRE LAS CASAS	4,78	4,75	4,95
X	PUERTO MONTT	71,23	70,75	73,84
X	OSORNO	31,56	31,34	32,71
XI	COIHAIQUE	26,06	25,88	27,01
XIV	VALDIVIA	18,39	18,27	19,06
	TOTALES	**256,90**	**255,18**	**266,31**

En la tabla anterior se observa, que si el grupo objetivo del subsidio incorpora el quintil V, en el escenario basal de demanda y en un escenario de costos de distribución no socializados, el monto total a subsidiar asciende a **256,90 MMUSD/año**, representando un incremento de 29,3 % respecto del modelo anterior que considera un subsidio direccionado a los cuatro primeros quintiles (198,65 MMUSD/año). Este monto desciende levemente en un escenario de socialización de costos de distribución primaria (255,18 MMUSD/año),

mientras que al socializar los costos de distribución primaria y secundaria, los subsidios se incrementarían a 266,31 MMUSD/año.

Estos resultados indicarían que este modelo de subsidio no se justificaría económicamente debido a dos razones fundamentales: i) el objetivo ambiental perseguido se logra subsidiando los 4 primeros quintiles y ii) el nivel de tarifas de gas natural determinadas hacen prever que el quintil de mayores ingresos (V), o al menos gran parte de él, se cambiaría fácilmente a gas natural, sin necesidad de mayor apoyo estatal.

5.8.3.3. Efecto del subsidio al gas en la Razón Costo-Beneficio del proyecto.

En secciones anteriores se presentaron los resultados relativos a la razón Beneficio en salud/Costo (B/C) del proyecto evaluado, sin considerar aun los efectos de la política subsidiaria. En la figuras siguientes se muestran los resultados relativos al efecto de los subsidios (Modelo 2, sin socialización de costos) en las curvas B/C (figura 35), en función del grado de sustitución de leña.

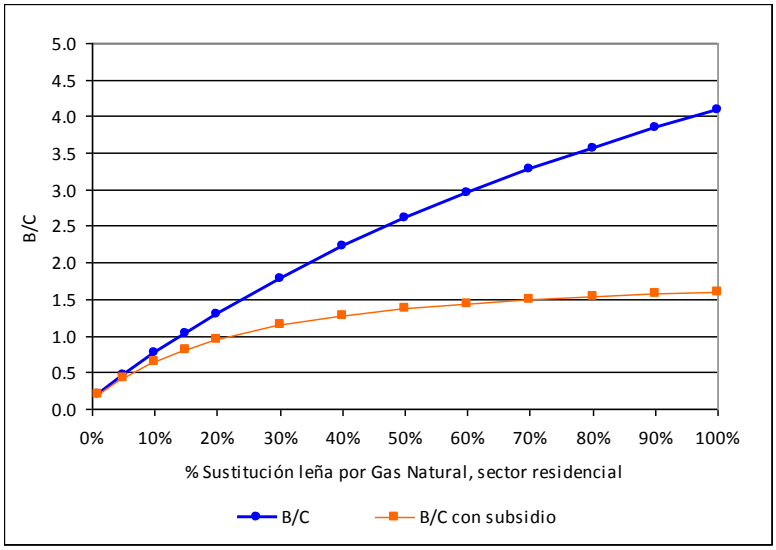


Figura 34. Efecto del subsidio en la curva Beneficio/Costo del Proyecto.

6. CONCLUSIONES

6.1. Consumos sectoriales de combustibles en el área de estudio. Escenario actual (basados en datos del año 2013).

- El consumo total de combustibles entre las regiones VIII y XI, se ha estimado en **81,5 millones de Gcal/año**. De estos consumos el 64 % se concentra en la VIII Región, seguida de las regiones IX (16%), XIV (10%), X (8%) y XI (2%).
- Por otro lado, el 79% % de los consumos se concentran en los sectores industrial (50%) y Generación Eléctrica (29%), seguidos del sector residencial (aproximadamente20%)[65].
- En el sector residencial predomina la leña como combustible, dando cuenta del 80% de los consumos totales, equivalente a 14,35 Millones de Gcal/año.
- El consumo residencial *per cápita* aumenta con la latitud, destacando los elevados consumos de la XI Región, cercano a las 17 Gcal/año/habitante, valor sobre 5 veces el consumo per cápita residencial de la VIII Región.
- A nivel industrial, la mayor proporción de los consumos (55%) corresponde a los combustibles residuales de proceso, seguidos de los combustibles biomásicos (27%) y combustibles líquidos derivados del petróleo (9%).
- En el caso de la generación eléctrica, se observa que la región de mayor consumo de combustibles corresponde a la VIII Región, dando cuenta del 86.4% del total de los consumos de combustibles. Luego del carbón (65,5%), los combustibles de mayor consumo en generación eléctrica corresponden a los combustibles biomásicos (22,6%), otros combustibles (en este caso coque de petróleo utilizado en la Central Petropower) con 6,3% y combustibles derivados del petróleo (5,3%), fundamentalmente Diesel. El aporte de estos últimos combustibles es relevante dado su precio e impacto en los costos marginales de generación de energía eléctrica. Es esperable que en un escenario

[65] Los resultados indican una muy baja participación del sector comercial, no obstante es necesario indicar que este sector podría estar sub-representado en estas estimaciones por cuanto la elaboración de los inventarios de combustibles fue realizado en base a declaraciones asociadas al cumplimiento del D.S. N°138 del Ministerio de Salud, las cuales no son obligatorias a todas las actividades comerciales, especialmente aquellas de muy pequeña escala. La misma observación es aplicable al sector fiscal.

de suministro estable y eficiente de gas natural a la zona sur del país permita el desarrollo de nuevas centrales de ciclo combinado con un claro efecto positivo en las dimensiones económicas y ambientales de este sector económico.

6.2. Escenarios de Abastecimiento evaluados.

- **Se evaluaron tres alternativas de transporte y suministro de gas natural**, para abastecer 82 ciudades, que cuentan con más de 5.000 habitantes, situadas entre las regiones VIII y XI, abarcando una población de 3.136.460 habitantes.
- Todas estas alternativas consideran tres componentes en su lógica de distribución:
    - **Distribución Primaria**: Corresponde a la red de abastecimiento de gas natural o GNL desde un punto de origen nacional del suministro hasta el ingreso a una determinada región o conjunto de regiones.
    - **Distribución secundaria**: Corresponde a la logística de distribución desde el punto de entrega de GNL o gas natural por parte de la red primaria hasta el ingreso a la red de distribución en ciudades.
    - **Distribución terciaria:** Corresponde a la red de distribución de gas natural al interior de las ciudades hasta los distintos puntos de consumo.
- **La primera alternativa**, denominada **Escenario de Abastecimiento A** (Figura 5 en sección 4.6.1.1), consiste en la extensión de la red existente de gasoductos, combinada con cabotaje marítimo de GNL, sistema de transporte de GNL en camiones cisternas y Plantas Satélite de Regasificación (PSR).
    - **El abastecimiento primario de parte de la VIII Región** se verificaría mediante un **nuevo gasoducto** (Gasoducto Valle Central) que conectaría el gasoducto existente de Electrogas S.A. (en el sector de Chena), con el Gasoducto del Pacífico (en la comuna de Pinto), aprovechando la capacidad del Terminal GNL Quintero.
    - **El abastecimiento primario de las ciudades de la VIII Región no conectadas al gasoducto del Pacífico** se realizaría vía camiones cisterna desde Quintero, vía Pemuco.

- **Un segundo nuevo gasoducto** transportaría gas natural desde la estación de transferencia de Nacimiento, propiedad del gasoducto del Pacífico, hasta las comunas de Temuco y Padre las Casas, abasteciendo además las ciudades intermedias de Mulchén, Collipulli, Victoria y Lautaro.
- **Para el abastecimiento primario de las ciudades no conectadas a gasoductos** se consideró cabotaje marítimo de GNL (seguidos de sistema de distribución secundaria), evaluándose dos alternativas: **i)** Transporte de GNL desde Quintero en buques metaneros hacia tres Terminales de Recepción en Valdivia, Puerto Chacabuco y Chiloé; **ii)** Transporte de GNL vía buques metaneros desde el Terminal GNL Quintero hacia un único Terminal de Recepción ubicado en las cercanías de Puerto Montt (Calbuco).
- En cada cuidad abastecida por GNL, existirá una Planta Satélite de Regasificación (PSR), que permitirá regasificar el GNL e inyectar gas natural a la red de distribución local.

- **La segunda alternativa,** denominada **Escenario de Abastecimiento B** (Figura 6, sección 4.6.1.1), considera el transporte de GNL mediante buques metaneros desde el Terminal Quintero hasta distintos Terminales de Recepción en el sur del país.
  - Las ciudades de la VIII Región actualmente conectadas a la red de gasoductos existentes, serían abastecidas por gas natural proveniente de unidades de vaporización de GNL ubicadas en un terminal de Recepción de GNL ubicado en la Bahía de Concepción (Penco), dado que esta alternativa permite la conexión al Gasoducto del Pacífico en su sección de alta presión.
  - Las ciudades de la VIII Región que no están actualmente conectadas a gasoductos serían abastecidas de GNL mediante camiones cisterna desde el mismo terminal.
  - De la misma manera que en el escenario A, para el abastecimiento de las regiones IX, X, XIV y XI se evaluaron dos alternativas de cabotaje marítimo de GNL: i) hacia tres terminales de recepción ubicados en Valdivia, Chiloé y Puerto Chacabuco, ii) hacia un único terminal ubicado en las cercanías de Puerto Montt.

- En cada cuidad abastecida por GNL, existirá una Planta Satélite de Regasificación (PSR), que permitirá regasificar el GNL e inyectar gas natural a la red de distribución local.

- **La tercera alternativa,** denominada **Escenario de Abastecimiento C** (Figura 7, sección 4.6.1.1), considera la instalación de un Terminal Flotante de Regasificación (*Floating Storage Regasification Unit,* FSRU)[66] en la bahía de Concepción, combinado con cabotaje marítimo, sistema de transporte de GNL en camiones y Plantas Satélite de Regasificación (PSR).
  - El abastecimiento de las ciudades de la VIII Región, actualmente conectadas a gasoductos, se realizaría directamente desde este terminal.
  - El abastecimiento de las ciudades de la VIII Región no conectadas a Gasoducto se haría vía camiones cisterna desde el patio de carga de GNLQ, vía Pemuco, teniendo en consideración que el FSRU no dispone de las facilidades necesarias para la descarga de GNL.
  - El abastecimiento de las ciudades de Mulchén, Collipulli, Victoria, Lautaro, Temuco y Padre Las Casas, se verificaría a través de un nuevo gasoducto que conectaría el gasoducto de Innergy en Nacimiento con la localidad de Padre Las Casas.
  - De la misma manera que en los escenarios A y B, para el abastecimiento de las regiones IX, X, XIV y XI se evaluaron dos alternativas de cabotaje marítimo de GNL: i) hacia tres terminales de recepción ubicados en Valdivia, Chiloé y Puerto Chacabuco, ii) hacia un único terminal ubicado en las cercanías de Puerto Montt.
  - En cada cuidad abastecida por GNL, existirá una Planta Satélite de Regasificación (PSR), que permitirá regasificar el GNL e inyectar gas natural a la red de distribución local.

- Las tres alternativas de abastecimiento antes descritas fueron evaluadas económicamente, determinando sus costos de inversión y operación, plazos de implementación y estructura tarifaria. Un resumen de los principales resultados fueron

[66] Este escenario supone que se construye el Terminal de Recepción de GNL (FSRU) ingresado recientemente a evaluación ambiental, en el Puerto de Lirquén.

presentados en la tabla 17, la cual se replica en este capítulo de conclusiones para facilitar su lectura:

Escenario de Abastecimiento		Costo GNL, (USD/MM BTU)	CAPEX Total (MM USD)	OPEX Total (MM USD/año)	Capacidad de diseño (MM m³)
A	Alternativa de Cabotaje Marítimo 1(1)	10,06	725,68	67,15	6,7
	Alternativa de Cabotaje Marítimo (2)	10,06	757,38	56,51	6,7
B	Alternativa de Cabotaje Marítimo 1(1)	10,06	333,68	78,08	4,2
	Alternativa de Cabotaje Marítimo (2)	10,06	326,15	62,16	4,2
C	Alternativa de Cabotaje Marítimo 1(1)	12,56	441,58	110,45	6,7
	Alternativa de Cabotaje Marítimo (2)	12,56	445,68	98,21	6,7

Notas: (1) Considera tres Terminales de recepción de GNL (Valdivia, Chiloé y Puerto Chacabuco)

(2) Considera un único Terminal de recepción de GNL en Puerto Montt (Calbuco)

- Adicionalmente, de las tres alternativas evaluadas, se decidió seleccionar sólo una a incorporar en el modelo de simulación de demandas y tarifas. El criterio de selección del escenario de abastecimiento a modelar correspondió a la optimización de los costos de abastecimiento (C_1 y costo de GNL Ex Ship, USD/MMBTU), resultante en la VIII Región, mayor polo de consumo de energía. Adicionalmente, se evaluaron las alternativas de cabotaje marítimo (Terminal en Puerto Montt versus terminales en Valdivia, Chiloé y Puerto Chacabuco) para el abastecimiento de las regiones al sur de la VIII Región, de manera de seleccionar la óptima en términos de costo de abastecimiento.
- Así, fue seleccionado el **Escenario A,** el cual presentaría el menor costo de **abastecimiento primario** de gas natural en la VIII Región (Concepción), equivalente a **12,43 (USD/MMBTU).** En consecuencia, los cálculos de las tarifas de distribución, así

como la simulación de demanda de gas natural, utilizaron el Escenario A como alternativa de suministro primario.

6.3. Demanda potencial de gas natural.

6.3.1. Escenarios de penetración de gas natural.

- Se analizaron tres casos de penetración de gas natural en el área de estudio, cuyo eje central corresponde a la sustitución, en diversos niveles, de leña por gas natural en el sector residencial, así como de combustibles líquidos derivados del petróleo en distintos sectores económicos:
  - **Escenario Base:** Se cambian consumos residenciales de leña a gas natural en un porcentaje de los consumos actuales que permita salir de la condición de saturación a las 18 ciudades que contarán con Planes de Descontaminación Atmosférica al año 2018 (MMA, 2014). Además, se incorpora Puerto Montt dado sus altos niveles de consumo de leña. Adicionalmente, se cambian a gas natural los consumos de leña y GLP del 5to quintil en todas las otras ciudades (sin condición de saturación), todos los procesos industriales y actividades comerciales que hoy utilizan combustibles líquidos, todos los consumos fiscales actuales y la generación termoeléctrica de la XI Región, constituida actualmente por grupos electrógenos que utilizan Diesel en forma permanente.
  - **Escenario Alto**: Este escenario es similar al Escenario Base respecto de los cambios a gas natural que se verificarían en los sectores industrial, fiscal, comercial y generación eléctrica (XI Región), pero la demanda de gas natural en el sector residencial es mayor, dado que se verifica un recambio de leña a gas para un porcentaje de hogares superior en 20% al simulado en el Escenario Base.
  - **Escenario Bajo**: Este escenario es similar al Escenario Base respecto de los cambios a gas natural que se verificarían en los sectores industrial, fiscal, comercial y generación eléctrica (XI Región), pero la demanda de gas natural en el sector residencial es menor, dado que se verifica un recambio de leña a gas para un porcentaje de hogares inferior en 20% al simulado en el Escenario Base.

6.3.2. Demandas proyectadas

- La simulación de demanda de gas natural se realizó para el **año 2018**, fecha en la cual estarían vigentes todos los Planes de Descontaminación Atmosférica (PDA) antes descritos. No obstante, las emisiones de un escenario futuro sin aprovisionamiento de gas fueron supuestas, utilizando un criterio conservador, equivalentes a las actuales, sin considerar que la progresiva entrada en vigencia de distintos Planes de Descontaminación Atmosférica hacia el año 2018, podría lograr reducciones de emisiones de material particulado fino.
- Utilizando el modelo de simulación elaborado para efectos de este estudio, se determinó la demanda potencial de gas natural (en los tres escenarios de penetración descritos), por ciudad y por región. Los datos a nivel regional han sido presentados en la tabla 26, la cual se replica a continuación:

REGIÓN	DEMANDA DE GAS NATURAL (m^3/d)		
	ESCENARIO ALTO	ESCENARIO BASE	ESCENARIO BAJO
VIII	2.020.914	1.927.655	1.834.397
IX	563.034	514.315	467.069
X	880.443	744.350	612.669
XIV	504.184	480.625	457.067
XI	188.270	154.887	121.504
TOTAL	**4.156.845**	**3.821.832**	**3.492.706**

- En los distintos escenarios de penetración de gas natural simulados, la VIII Región da cuenta del principal polo de demanda, con porcentajes del total que varían entre el 48,6 % en el escenario alto a 52.5% en el escenario bajo. Este resultado es lógico por cuanto en el escenario alto se generan mayores demandas por efectos de sustitución de leña, incrementando de esta manera el consumo de gas natural en las regiones al sur de la VIII, las que presentan mayores tasas de penetración de leña.

6.4. Costos de distribución de gas natural.

6.4.1. Supuestos

- El precio del gas natural en el punto de consumo (P_{GN}) fue calculado a partir de la siguiente función de costos,

$$P_{GN} = (1.15 * HH + 4) + C_1 + C_2 + C_3 + M$$

Donde:

P_{GN}: Corresponde al precio del gas natural en el punto de consumo (USD/MMBTU)

HH: Valor del Indexador Henry Hub (USD/MMBTU). Para el caso de los precios proyectados se considera un valor de HH de **5,27 USD/MMBTU**, para el año 2018[67].

C_1: Corresponde al Costo de Distribución Primaria (USD/MMBTU

C_2: Corresponde al Costo de Distribución Secundaria USD/MMBTU)

C_3: Corresponde al Costo de Distribución Terciaria para clientes residenciales (USD/MMBTU).

M: Margen bruto de distribución.

- Las tarifas fueron estimadas para un escenario de precios proyectados al año 2018 en Chile:

Combustible	Escenario Precios Históricos (USD/MMBTU)	Escenario Precios 2018 (USD/MMBTU)	Observaciones
Gas natural	18,27 (1)	18,86 (2)	Ver notas 1 y 2 al pie de la tabla
GLP	19,74	13,72	ENAP Paridad Concón
GLP (Rescom)	37,84	26,52	Incorpora márgenes de distribución
Leña	6,22	7,78	
Kerosene	24,33	16,31	ENAP Paridad Concón
Diesel	22,18	14,80	ENAP Paridad Concón
Fuel Oil N°6	15,29	10,12	ENAP Paridad Concón
Carbón	3,45	3,70	Puesto en Ventanas
Crudo Brent (USD/Bbl)	109,14	75,53	-
Henry Hub (USD/MMBTU)	4,29	5,27	-

- Adicionalmente se definieron tres opciones de estructura tarifaria para el cálculo de los costos unitarios de distribución primaria (C_1) y secundaria (C_2):
  - **Costos no socializados:** Calcular ambos costos por sector abastecido, considerando la inversión, costos de operación y demanda para cada caso.
  - **Costo C_1 Socializado:** Calcular un único Costo de Distribución Primaria para toda el área del estudio (Costo C_1 socializado) y mantener el Costo de Distribución Secundario C_2 relevante para cada sector.

67 EIA proyecta solo un escenario de precio para el HH, que correspondería al Escenario de Referencia. En consecuencia para el Escenario de precio bajo de crudo sería esperable un precio del HH algo inferior.

- **Costos (C_1+C_2) Socializados:** Calcular un único Costo de Distribución Primaria y Secundaria para toda el área de estudio (Costo C_1 + C_2 socializado).

6.4.2. Tarifas de Distribución de gas natural. Escenario Basal de demanda. Costos no socializados.

- Las tarifas de distribución determinadas para las 82 ciudades fluctúan entre 16,36 USD/MMBTU (Puerto Montt) a 44,37 USD/MMBTU. La gran mayoría de las ciudades (67) presenta tarifas de distribución inferiores al precio proyectado para el GLP (26,52 USD/MMBTU). En las 15 restantes, resultaría más eficiente sobre todo considerando que en general son ciudades de tamaño pequeño, evaluar la introducción de GLP como combustible alternativo a la leña. Adicionalmente, cabe resaltar que si bien estas ciudades, con la excepción de Hualpén, concentran sólo el 0,5% de la demanda proyectada, incrementan los costos de inversión y operación en 12,3% y 8,5%, respectivamente.
- Al analizar la estructura de la tarifa se observa que, en general, el mayor componente corresponde a la distribución terciaria (C_3), exclusiva para clientes residenciales. Esta varía entre un valor mínimo de 0,88 USD/MM BTU para la ciudad de Coyhaique y un máximo de 23,99 USD/MM BTU para Los Álamos. La mayoría de las ciudades presenta costos de distribución terciaria bajo los 15 USD/MMBTU.

6.4.3. Efecto de la demanda en las tarifas de distribución de gas natural.

- Se observa un leve efecto de la demanda en las tarifas, registrándose para los escenarios altos y bajo, variaciones porcentuales promedio de -0,1%, respecto del escenario base.

6.4.4. Efecto de la socialización de costos en las tarifas de distribución de gas natural.

- Se observa que al socializar los costos de distribución primaria (C_1), se verifica, en general, una leve disminución de las tarifas en porcentajes que varían entre 0,3 y 0,7%. La única excepción corresponde a 20 localidades de la VIII Región, que son abastecidas mediante camiones cisternas desde Pemuco y presentan consumos proyectados de gas

natural relativamente bajos. En todo caso, no se observa un impacto relevante al socializar los costos de distribución primaria.

- El mayor efecto se observa para el caso de socialización de los costos de distribución primaria y secundaria (C_1+C_2), observándose:
    - Aumentos de la tarifa (entre 2.3% y 2.5%), en todas las ciudades abastecidas primariamente por gasoductos (Gasoducto del Valle Central, Gasoducto a Temuco y Gasoducto entre Calbuco y Puerto Montt).
    - Disminución de las tarifas en las ciudades no conectadas a gasoductos, entre 1,1% y % 20,5%. En general, las mayores disminuciones de tarifas (sobre 10%) se verifican en ciudades pequeñas y alejadas, que presentan los mayores costos de distribución secundaria y que en consecuencia se ven beneficiadas por la socialización de éstos.
    - Al socializar los costos de distribución secundaria, varias de estas ciudades (7) disminuyen sus tarifas al punto se ser competitivas con el precio del GLP (26,52 USD/MMBTU en el escenario de precios proyectados al año 2018), cambiando su condición respecto de una estructura de costos no socializada. Para el resto (8) sigue siendo más atractiva la opción GLP.

6.5. Impactos asociados a la sustitución de leña por gas natural

6.5.1. Impactos en la recaudación tributaria por cambio en la matriz energética de las ciudades.

- Considerando los distintos escenarios de sustitución de leña por gas natural en las zonas urbanas en la situación proyectada y suponiendo que la totalidad de la comercialización de leña sería formal al año 2018, se obtendría una pérdida en la recaudación total de 5,8 millones de dólares/año por concepto de IVA, en el escenario basal de demanda.
- Este nivel de pérdida de recaudación podría aumentar a 7,4 MM USD/año en el escenario alto de sustitución del gas natural.
- La pérdida de recaudación de IVA se explica por el aumento en la eficiencia térmica de los equipos de calefacción residencial. En efecto, al sustituir un calefactor a leña antiguo por un calefactor a gas natural se logra un ahorro de energía.

6.5.2. Beneficios en salud producto de la mejora en la calidad del aire por reducción de emisiones de material particulado.

- Se estima que los beneficios en salud, por efecto de la mejora en la calidad del aire derivada de la disminución de emisiones de $MP_{2,5}$, fluctuaría entre 499,54 MMUSD/año (escenario bajo de demanda) y 882, 85 MMUSD/año (escenario alto de demanda). En el escenario base los beneficios en salud ascenderían a 691,19 MMUSD/año.
- El mayor porcentaje (sobre el 90%) de estos beneficios se explican por la disminución de emisiones de material particulado fino desde el sector residencial. Por otro lado los beneficios se concentrarían en las ciudades en condición de saturación. Ambos aspecto se pueden observar en la tabla 39, replicada a continuación:

CIUDAD	BENEFICIOS EN SALUD (MM USD/AÑO)			PROPORCIÓN DE LOS BENEFICIOS EN SALUD DEBIDO AL CAMBIO DE ENERGÉTICO EN EL SECTOR RESIDENCIAL (%)		
	ESCENARIO BAJO	ESCENARIO BASE	ESCENARIO ALTO	ESCENARIO BAJO	ESCENARIO BASE	ESCENARIO ALTO
CONCEPCIÓN	25,65	35,86	46,07	99,3%	99,5%	99,6%
CORONEL	4,54	6,23	7,92	93,6%	95,4%	96,4%
CHIGUAYANTE	12,88	18,04	23,19	100,0%	100,0%	100,0%
HUALQUI	0,78	1,09	1,41	100,0%	100,0%	100,0%
LOTA	1,39	1,94	2,48	97,3%	98,1%	98,5%
PENCO	2,45	3,36	4,26	92,3%	94,4%	95,6%
SAN PEDRO DE LA PAZ	5,23	7,32	9,40	99,5%	99,6%	99,7%
TALCAHUANO	4,58	6,16	7,74	100,0%	100,0%	100,0%
TOMÉ	2,93	4,11	5,28	86,1%	89,7%	91,8%
HUALPÉN	0,40	0,57	0,73	99,8%	99,8%	99,9%
LOS ÁNGELES	19,11	26,70	34,28	99,9%	99,9%	99,9%
CHILLÁN	33,53	46,95	60,37	98,9%	98,9%	98,9%
CHILLÁN VIEJO	0,77	1,08	1,38	79,9%	79,9%	79,9%
TEMUCO	123,72	173,16	222,60	98,9%	98,9%	98,9%
PADRE LAS CASAS	2,30	3,22	4,14	99,7%	99,7%	99,7%
PUERTO MONTT	127,16	177,88	228,61	100,0%	100,0%	100,0%
OSORNO	75,82	106,16	136,49	99,1%	99,3%	99,5%
COYHAIQUE	10,56	14,78	19,00	99,1%	99,1%	99,1%
VALDIVIA	27,54	38,42	49,31	97,8%	97,8%	97,8%
TOTAL	**481,35**	**673,01**	**864,67**	-	-	-

6.5.3. Beneficios producto de la reducción de consumo de energía

- Debido a la sustitución de leña por gas natural para calefacción en el sector residencial se lograría una disminución del 12,8% de la intensidad energética para el escenario base, esto implica una reducción de 1.841,5 Tcal/año en este sector, producto de una mayor eficiencia energética en los sistemas de calefacción residencial a gas natural.
- El ahorro energético aumenta en la medida que aumenta el nivel de sustitución de leña por gas natural en el sector residencial alcanzando una reducción del 16,0% para el escenario alto de demanda.

6.5.4. Emisiones de Gases de Efecto Invernadero y Black Carbón.

- Se genera un impacto positivo, en términos de disminución de gases de efecto invernadero, respecto del escenario actual en los tres escenarios de demanda evaluados. Las emisiones de GEI (totales y por región) caen ostensiblemente.
- Las emisiones totales disminuyen anualmente un rango que varía desde 1.851.967 (Ton CO_{2e}/año) en el escenario de menor demanda a 2.866.308 (Ton CO_{2e}/año) en el escenario alto.
- Estos valores corresponden a una disminución porcentual de las emisiones totales del país entre 3,1% y 4,8%, respecto de las emisiones nacionales totales declaradas por el Estado de Chile a la Convención Marco de las Naciones Unidas sobre Cambio Climático[68] (MMA, 2011).
- La disminución de emisiones se debe al desplazamiento importante de combustibles líquidos derivados del petróleo[69], los que son naturalmente reemplazados por gas natural por efectos de las tarifas estimadas para este energético, las cuales en todos los escenarios simulados, están por debajo de GLP, Diesel y FO.
- Esta situación refleja una clara externalidad positiva de la introducción de gas natural, el que no sólo genera beneficios por efectos del desplazamiento parcial de leña, sino que además logra desplazar combustibles líquidos derivados del petróleo, más caros y contaminantes que el gas natural.

[68] 59.672.000 Ton/año para el año base 2006

[69] Los combustibles líquidos derivados del petróleo tienen factores de emisión de CO_{2e} superiores al gas natural

- Se observa una disminución de las emisiones de Black Carbon cercana a las 4.500 Ton/año, fundamentalmente asociadas a la disminución de emisiones de $MP_{2,5}$ en el sector residencial.

6.6. Medidas destinadas a mitigar el impacto del uso de la leña

6.6.1. Supuestos

- Se analizaron 6 medidas de mitigación del impacto del uso de la leña, de las cuales fueron evaluadas dos, en términos de gasto público:

  - **Recambio de calefactores a Leña:** Programas de recambio de estufas a leña más ineficientes por equipos que cumplan con la Norma de Emisión correspondiente[70]. El número de equipos a leña sujetos a recambio se calculó de manera de igualar la disminución de emisiones, y en consecuencia los beneficios en salud, derivada del escenario de demanda basal de gas natural.
  - **Subsidio al Gas Natural**: Se propusieron dos modelos de subsidios al gas natural:
    - Modelo 1: Aplica a todo el sector residencial de las 19 comunas en condición de saturación. El monto a subsidiar es el mismo para los cuatro primeros quintiles de ingreso y se calcula como el diferencial entre el precio del gas natural (Escenario de Precios proyectados al año 2018 y bajo una estructura tarifaria socializada) y el precio de la leña, IVA incluido (7,78 USD/MMBTU+IVA).
    - **Modelo 2.** Aplica a todo el sector residencial de las 19 comunas en condición de saturación. El grupo objetivo corresponde a los quintiles de ingreso y se calcula como el diferencial entre el precio del gas natural (Escenario de Precios proyectados al año 2018 y bajo una estructura tarifaria socializada) y el precio de la leña, IVA incluido.

[70] D.S. N°39/2011, Ministerio del Medio Ambiente. Establece Norma de Emisión de material particulado para artefactos que combustionen o puedan combustionar leña y derivados de la madera.

6.6.2. Gasto público asociado al recambio de calefactores a leña

- Para igualar la disminución de emisiones, y en consecuencia los beneficios en salud derivados, del escenario basal de demanda es necesario efectuar el recambio de 396.530 calefactores a leña, correspondientes al 93,6% del total del parque actual de estos equipos. La cantidad de calefactores a sustituir fue calculada en función del potencial de reducción unitario del recambio[71]
- Este programa de recambio tendría un costo de 80,7 millones de dólares al año.

6.6.3. Modelos de subsidio al gas natural

Modelo de Subsidio a los cuatro primeros quintiles de ingreso (Modelo 2):

- En el escenario basal de demanda y bajo esta modalidad de subsidio, el monto total a subsidiar al sector residencial ascendería a **198,65 MM USD/Año**, bajo una estructura tarifaría no socializada**.**
- De acuerdo a los niveles de consumo de cada quintil, el análisis desagregado de la distribución del subsidio por quintil indica que las mayores proporciones del subsidio total corresponden al IV Quintil, dando cuenta del 33,6% del total subsidiado. Los demás quintiles fluctúan alrededor del 20 al 23%.
- En el escenario bajo de demanda los montos totales a subsidiar caen a **175, 91 MM/USD** (11, 4% menos que en el escenario basal), mientras que en el escenario alto de demanda, los subsidios ascienden a **339,33 MMUSD/año**, representando un incremento del **70,8%** respecto del escenario base.
- Este modelo de subsidio tendría resultados económicos y ambientales óptimos, aplicando la política subsidiaria de manera de lograr los niveles de penetración de gas natural correspondientes al escenario base.
- Al socializar los costos de distribución primaria (C_1), los montos totales a subsidiar caen levemente (198,65 MMUSD/año a 197,32 MMUSD/año), verificándose un efecto despreciable de la socialización de costos primarios en los montos a subsidiar.

[71] Dada la configuración actual de equipos de combustión a leña

- Por el contrario, en el caso de la socialización de los costos de distribución primaria y secundaria (C_1+C_2), los montos a subsidiar se incrementan en cerca de 8,6 MMUSD/año, por efectos del aumento de las tarifas en las mayoría de las ciudades.
- En conclusión, se observa que el efecto de socializar los costos de distribución tiene un efecto relativamente bajo en los montos a subsidiar, respecto al caso de una estructura tarifaria no socializada, verificándose variaciones entre -0.7% (Costos de distribución primaria socializados) y 3,7% (costos de distribución primaria y secundaria socializados).

Modelo de Subsidio a los todos los quintiles de ingreso (Modelo 1):

- Si el grupo objetivo del subsidio incorpora el quintil V, en el escenario basal de demanda y en un escenario de costos de distribución no socializados, el monto total a subsidiar asciende a **256,90 MMUSD/año**, representando un incremento de 29,3 % respecto del modelo anterior que considera un subsidio direccionado a los cuatro primeros quintiles (198,65 MMUSD/año).
- Este monto desciende levemente en un escenario de socialización de costos de distribución primaria (255,18 MMUSD/año).
- Al socializar los costos de distribución primaria y secundaria, los subsidios se incrementarían a 266,31 MMUSD/año.
- Estos resultados indicarían que este modelo de subsidio no se justificaría económicamente debido a dos razones fundamentales: i) el objetivo ambiental perseguido se logra subsidiando los 4 primeros quintiles y ii) el nivel de tarifas de gas natural determinadas hacen prever que el quintil de mayores ingresos (V), o al menos gran parte de él, se cambiaría fácilmente a gas natural, sin necesidad de mayor apoyo estatal.

6.7. Análisis costo beneficio del proyecto.

- **L**a razón Beneficio/Costo (B/C) del proyecto se determinó en base a los beneficios anuales en salud pública y los costos anualizados del proyecto. El cálculo fue realizado en dos casos, sin la aplicación de subsidios y con la implementación de éstos (Modelo 1, que representa el máximo).

- En el caso de no aplicar subsidios se puede observar que la relación beneficio – costo (B/C) corresponde a 2,6; 3,3 y 3,8 para los escenarios de sustitución de leña por gas natural bajo, base y alto, respectivamente.
- Al incorporar subsidios al gas natural (modelo 1, sin socialización de costos), el proyecto sigue presentando valores B/C superiores a 1 (beneficios superan los costos).

7. BIBLIOGRAFÍA

- Cakmak S, Dales RE, Vidal CB. (2007). Air Pollution and Mortality in Chile: Susceptibility among the Elderly. *Environ Health Perspect*., 115(4):524–7.
- Cifuentes, L., L. Lave, Vega, J., Kopfer, K. (2000). Effect of the fine fraction of particulate matter vs the coarse mass and other pollutants on daily mortality in Santiago, Chile. *Journal of the Air & Waste Management Association*, 50:1287-1298.
- Cohen et al. (2005). The Global Burden of Disease Due to Outdoor Air Pollution. *Journal of Toxicology and Environmental Health*, Part A, 68:1–7.
- Colburn K.A., Johnson P.R. (2003). Public health. Air pollution concerns not changed by S-PLUS flaw. *Science*, 299:665–6.
- Comisión Nacional de Energía, CNE (2014). Informe técnico definitivo fijación de Precios de Nudo Octubre 2014.
- Cohen J, Cook R, Bailey CR, Carr E. (2005). Relationship between motor vehicle emissions of hazardous pollutants, roadway proximity, and ambient concentrations in Portland, Oregon. *Environmental Modelling & Software*, 20(1):7–12.
- Corporación de Desarrollo Tecnológico de la Cámara Chilena de la Construcción (2010). "Estudio de Usos Finales y Curva de Oferta de la Conservación de la Energía en el Sector Residencial".
- Corporación de Desarrollo Tecnológico CDT, Ministerio del Medio Ambiente (2014). "Encuesta de consumo energético para calefacción y cocción en el sector residencial"
- Dirección de Investigaciones Científicas y Tecnológicas de la Pontificia Universidad Católica de Chile, DICTUC (2008). Estudio Diagnóstico Plan de Gestión Calidad del Aire VI Región.
- Dominici, F., McDermott, A., Daniels, M., Zeger, S. L., & Samet J. M. (2003). A Special Report to the Health Effects Institute on the Revised Analyses of the NMMAPS II Data. The Health Effects Institute, Cambridge, MA.

- Green L., Armstrong S., (2003). Particulate matter in ambient air and mortality: toxicologic perspectives. *Regul Toxicol. Pharmacol*.; 38(3):326-3.
- Jenerette, G. D., Harían, L. S., Brazel, A., Jones, N., Larsen, L. & Stefanov, W. L. (2007). Regional relationships between surface temperature, vegetation and human setdement in a rapidly urbanizing ecosystems. *Landscape Ecology* 22, 353-365.
- Instituto Nacional de Tecnología Industrial, INTI (2008). Ministerio de Economía y Producción de Argentina (2008). "Programa Pruebas de Desempeño de Productos. Informe de Análisis de Estufas de Tiro Balanceado (Gas Natural).
- Intergovernmental Panel on Climate Change, IPCC (2006). 2006 IPCC Guidelines for National Greenhouse Gas Inventories. Vol. 2.
- Kappos AD, Bruckmann P, Eikmann T, Englert N, Heinrich U, Höppe P, et al. (2004). Health effects of particles in ambient air. *International Journal of Hygiene and Environmental Health*, 207(4):399–407.
- Krewski D, Jerrett M, Burnett RT (2009). Extended follow-up and spatial analysis of the American Cancer Society study linking particulate air pollution and mortality. *Health Effects Institute* Boston, MA
- Ministerio de Desarrollo Social (2012). Encuesta de Caracterización Socioeconómica Nacional, CASEN 2011.
- Ministerio de Energía, Gobierno de Chile (2014). Balance Nacional de Energía 2013.
- Ministerio del Medio Ambiente, Gobierno de Chile (2013 a). D.S. N°36/2013.
- Ministerio del Medio Ambiente, Gobierno de Chile (2013 b). D.S. N°2/2013.
- Ministerio del Medio Ambiente, Gobierno de Chile (2012 a). D.S. N°27/2012.
- Ministerio del Medio Ambiente, Gobierno de Chile (2012 b). D.S. N°33/2012.
- Ministerio del Medio Ambiente, Gobierno de Chile (2014). Planes de Descontaminación Atmosférica. Estrategia 2014-2018.
- Noel de Nevers, J. R. M. (1975). "Rollback Modeling: Basic and Modified." *Journal of the Air Pollution Control Association*, 25(9): 943-947.
- Polichetti G, Cocco S, Spinali A, Trimarco V, Nunziata A. (2009). Effects of particulate matter on the cardiovascular system. *Toxicology*, 261(1): 1–8.

- Pope, C. A., III, Thun, M. J., Namboodiri, M. M., Dockery, D. W., Evans, J. S., Speizer, F. E., and Heath, C. W., Jr. (1995). Particulate air pollution as a predictor of mortality in a prospective study of U.S. adults. *Am. J. Respir. Crit. Care Med*. 151: 669–674.
- Superintendencia de Electricidad y Combustibles, SEC, (2014). www.sec.cl
- T. Y. Chang, B. W. (1975). "Generalized Rollback Modeling for Urban Air Pollution Control." *Journal of the Air Pollution Control Association*, 25(10): 1033-1037.
- United States Environmental Protection Agency, USEPA (2010). Report to Congress on Black Carbon.
- Universidad de Chile (2006). Departamento de Economía. Centro de Microdatos. Diagnóstico del Mercado de la leña en Chile.
- Universidad de Concepción, Ministerio del Medio Ambiente (2009). Consultoría medidas para el control de la contaminación por combustión residencial de leña".
- Universidad de Concepción (2012). Medición de Material Particulado, Monóxido de Carbono y Eficiencia Térmica para Diferentes Estufas del Mercado Nacional.
- Universidad de Concepción, Ministerio del Medio Ambiente (2013 a). "Diagnóstico de la calidad del aire y medidas de descontaminación en Talca y Maule".
- Universidad de Concepción (2013 b). Evaluación de soluciones tecnológicas térmicas y eléctricas, marco regulatorio e instrumentos. Calefacción distrital con biomasa en Chile Evaluación de prefactibilidad técnica, económica y social de proyectos piloto en Osorno.
- UNTEC (2014). Determinación de un índice de remoción de contaminantes atmosféricos para el territorio nacional. Preparado para Ministerio del Medio Ambiente.

ANEXOS

ANEXO 1. CIUDADES COMPRENDIDAS EN EL ÁREA DE ESTUDIO

Tabla A.1.1. Listado de ciudades consideradas dentro del área de estudio (Fuente: Elaboración propia a partir de datos de Encuesta CASEN 2011)

CIUDAD	N° HABITANTES URBANOS	N° VIVIENDAS SECTOR URBANO
CONCEPCIÓN	216.730	60.069
CORONEL	107.765	29.038
CHIGUAYANTE	124.995	37.619
HUALQUI	20.276	6.173
LOTA	47.287	13.689
PENCO	52.783	13.152
SAN PEDRO DE LA PAZ	97.785	28.325
SANTA JUANA	9.555	2.905
TALCAHUANO	168.612	48.240
TOMÉ	47.800	14.107
HUALPÉN	84.815	19.464
LEBU	22.458	6.687
ARAUCO	29.621	8.509
CAÑETE	23.139	6.450
CURANILAHUE	28.695	8.499
LOS ÁLAMOS	18.483	5.242
LOS ÁNGELES	156.174	45.119
CABRERO	23.100	6.490
LAJA	15.804	4.625
MULCHÉN	21.577	6.859
NACIMIENTO	21.871	5.815
NEGRETE	5.372	1.527
QUILLECO	6.279	1.820
SANTA BÁRBARA	7.778	2.158
TUCAPEL	10.175	3.699
YUMBEL	12.461	3.602
CHILLÁN	160.809	48.821
BULNES	13.934	4.418
COELEMU	10.752	3.221
COIHUECO	9.076	2.508
CHILLÁN VIEJO	26.746	8.464
PINTO	5.110	1.487
QUILLÓN	11.264	4.152
QUIRIHUE	9.838	3.004
SAN CARLOS	26.396	7.633
YUNGAY	10.210	4.041
TEMUCO	282.302	81.637
CARAHUE	11.728	3.566
CUNCO	8.949	3.299
GORBEA	9.557	2.801
LAUTARO	22.977	7.005

Continuación Tabla A.1.1

CIUDAD	N° HABITANTES URBANOS	N° VIVIENDAS SECTOR URBANO
NUEVA IMPERIAL	17.469	3.786
LONCOCHE	14.713	4.215
PADRE LAS CASAS	44.190	12.847
PITRUFQUÉN	14.705	4.332
PUCÓN	25.067	7.485
TEODORO SCHMIDT	6.301	2.202
VILCÚN	12.397	3.773
VILLARRICA	32.134	10.094
ANGOL	42.368	12.969
COLLIPULLI	13.480	4.320
CURACAUTÍN	12.528	4.640
LUMACO	5.010	1.477
PURÉN	7.992	2.817
RENAICO	5.788	2.002
TRAIGUÉN	12.738	3.935
VICTORIA	23.638	7.201
PUERTO MONTT	187.533	54.084
CALBUCO	14.342	4.199
FRUTILLAR	11.433	3.105
LOS MUERMOS	6.563	2.017
LLANQUIHUE	13.265	3.781
MAULLÍN	5.274	1.957
PUERTO VARAS	22.723	6.816
CASTRO	40.039	13.151
ANCUD	28.940	8.441
CHONCHI	6.627	2.115
DALCAHUE	7.030	2.047
QUELLÓN	22.482	7.677
OSORNO	144.933	44.419
PURRANQUE	12.311	3.632
VALDIVIA	148.724	43.837
LANCO	9.472	3.080
LOS LAGOS	11.207	3.151
MARIQUINA	7.935	2.277
PAILLACO	8.262	2.670
PANGUIPULLI	11.966	3.505
LA UNIÓN	26.774	8.488
FUTRONO	10.662	2.967
RÍO BUENO	15.342	5.366
COYHAIQUE	47.929	14.679
PUERTO AYSÉN	23.136	6.682

Tabla A.1.2. Distribución de hogares (número de hogares) según quintil de ingresos en las ciudades comprendidas en el área de estudio. (Fuente: Elaboración propia a partir de datos de Encuesta CASEN 2011)

	NÚMERO DE HOGARES					
CIUDAD	QUINTIL 1	QUINTIL 2	QUINTIL 3	QUINTIL 4	QUINTIL 5	TOTAL
CONCEPCIÓN	8.777	14.182	10.507	11.391	15.212	60.069
CORONEL	7.970	8.718	5.992	4.184	2.174	29.038
CHIGUAYANTE	7.136	8.194	8.170	7.424	6.694	37.619
HUALQUI	1.988	1.859	1.213	925	187	6.173
LOTA	5.247	3.762	2.547	1.643	489	13.689
PENCO	3.404	4.278	2.600	2.029	840	13.152
SAN PEDRO DE LA PAZ	5.484	5.509	4.385	5.927	7.020	28.325
SANTA JUANA	841	839	641	373	212	2.905
TALCAHUANO	8.140	8.659	10.612	11.091	9.739	48.240
TOMÉ	5.217	3.943	2.136	1.996	815	14.107
HUALPÉN	3.669	4.108	5.117	4.622	1.947	19.464
LEBU	2.904	2.130	566	527	560	6.687
ARAUCO	2.594	2.537	1.447	1.364	566	8.509
CAÑETE	1.946	1.895	991	727	890	6.450
CURANILAHUE	3.169	2.393	1.572	1.025	340	8.499
LOS ÁLAMOS	2.403	1.445	733	462	198	5.242
LOS ÁNGELES	9.893	10.207	8.731	9.476	6.812	45.119
CABRERO	1.531	1.796	1.537	829	797	6.490
LAJA	1.280	707	734	870	1.033	4.625
MULCHÉN	2.567	2.026	1.166	782	319	6.859
NACIMIENTO	1.536	1.675	1.527	673	404	5.815
NEGRETE	729	412	224	116	47	1.527
QUILLECO	749	392	393	206	81	1.820
SANTA BÁRBARA	787	375	481	306	208	2.158
TUCAPEL	1.080	979	880	485	275	3.699
YUMBEL	1.178	810	843	355	415	3.602
CHILLÁN	11.191	9.337	10.643	10.870	6.780	48.821
BULNES	943	768	986	1.082	639	4.418
COELEMU	1.034	747	547	586	308	3.221
COIHUECO	1.052	963	216	166	110	2.508
CHILLÁN VIEJO	1.673	1.786	1.487	1.686	1.832	8.464
PINTO	477	386	237	277	110	1.487
QUILLÓN	936	896	908	1.188	224	4.152
QUIRIHUE	1.076	675	482	482	290	3.004
SAN CARLOS	2.242	1.607	1.853	712	1.219	7.633
YUNGAY	1.609	1.011	645	509	267	4.041

Continuación Tabla A.1.2

CIUDAD	NÚMERO DE HOGARES					
	QUINTIL 1	QUINTIL 2	QUINTIL 3	QUINTIL 4	QUINTIL 5	TOTAL
TEMUCO	13.258	18.842	15.820	16.191	17.526	81.637
CARAHUE	1.249	912	723	537	144	3.566
CUNCO	1.144	717	680	565	194	3.299
GORBEA	988	757	443	443	170	2.801
LAUTARO	2.321	1.695	971	1.071	948	7.005
LONCOCHE	1.890	903	759	311	351	4.215
NUEVA IMPERIAL	1.289	809	791	471	426	3.786
PADRE LAS CASAS	2.562	3.425	2.950	2.542	1.368	12.847
PITRUFQUÉN	1.553	962	584	849	383	4.332
PUCÓN	2.323	2.200	1.205	937	820	7.485
TEODORO SCHMIDT	1.321	305	270	135	171	2.202
VILCÚN	631	318	1.578	897	349	3.773
VILLARRICA	2.629	1.799	1.756	1.790	2.119	10.094
ANGOL	3.914	2.236	3.012	1.783	2.024	12.969
COLLIPULLI	1.623	1.191	401	667	439	4.320
CURACAUTÍN	2.099	1.019	692	404	427	4.640
LUMACO	574	410	125	184	184	1.477
PURÉN	1.128	759	372	277	280	2.817
RENAICO	849	507	357	257	32	2.002
TRAIGUÉN	1.372	907	778	454	425	3.935
VICTORIA	2.161	1.961	1.074	1.273	732	7.201
PUERTO MONTT	7.985	8.511	10.681	14.422	12.485	54.084
CALBUCO	1.011	753	921	1.052	462	4.199
FRUTILLAR	483	809	700	550	564	3.105
LOS MUERMOS	435	406	268	457	451	2.017
LLANQUIHUE	891	991	625	775	500	3.781
MAULLÍN	620	488	392	229	228	1.957
PUERTO VARAS	1.618	1.694	1.608	909	986	6.816
CASTRO	2.342	2.539	2.713	2.923	2.634	13.151
ANCUD	1.192	1.720	1.844	1.466	2.220	8.441
CHONCHI	363	301	212	821	417	2.115
DALCAHUE	330	429	518	509	262	2.047
QUELLÓN	2.165	1.366	1.903	1.482	762	7.677
OSORNO	9.504	9.716	9.330	8.611	7.257	44.419
PURRANQUE	1.186	818	881	620	128	3.632
COYHAIQUE	2.208	2.839	2.379	4.582	2.671	14.679
AYSÉN	770	1.590	1.490	1.589	1.243	6.682
VALDIVIA	9.741	8.511	7.747	9.695	8.143	43.837

Continuación Tabla A.1.2

CIUDAD	NÚMERO DE HOGARES					
	QUINTIL 1	QUINTIL 2	QUINTIL 3	QUINTIL 4	QUINTIL 5	TOTAL
LANCO	1.104	686	577	406	307	3.080
LOS LAGOS	880	948	567	369	387	3.151
MARIQUINA	641	723	320	427	165	2.277
PAILLACO	859	740	587	242	242	2.670
PANGUIPULLI	1.427	623	786	461	207	3.505
LA UNIÓN	2.588	1.729	1.525	1.279	1.367	8.488
FUTRONO	1.041	623	656	386	261	2.967
RÍO BUENO	2.159	1.518	771	438	480	5.366

ANEXO 2. CONSUMOS DE COMBUSTIBLES POR CIUDADES Y SECTOR ECONÓMICO

1. CONSUMOS RESIDENCIALES

Tabla A.2.1. Penetración de la leña en los hogares de las ciudades comprendidas en el área de estudio.
(Fuente: Elaboración propia a partir de datos de Encuesta CASEN 2006)

CIUDAD	QUINTIL 1	QUINTIL 2	QUINTIL 3	QUINTIL 4	QUINTIL 5
CONCEPCIÓN	36,5%	56,4%	57,3%	38,5%	48,7%
CORONEL	70,4%	74,9%	81,2%	70,5%	66,3%
CHIGUAYANTE	49,8%	56,0%	69,0%	60,3%	51,8%
HUALQUI	79,0%	80,9%	71,6%	82,9%	53,7%
LOTA	78,6%	79,4%	77,9%	80,1%	59,1%
PENCO	64,4%	64,8%	54,9%	61,9%	44,5%
SAN PEDRO DE LA PAZ	50,1%	68,9%	62,4%	65,8%	62,3%
SANTA JUANA	78,8%	64,6%	88,3%	61,8%	95,1%
TALCAHUANO	41,1%	44,1%	58,9%	42,0%	59,3%
TOMÉ	58,3%	58,2%	53,0%	44,9%	27,8%
HUALPÉN	31,3%	33,7%	50,5%	53,1%	43,0%
LEBU	90,5%	95,7%	84,7%	100,0%	97,5%
ARAUCO	90,6%	90,7%	89,4%	90,6%	100,0%
CAÑETE	80,0%	72,3%	85,3%	84,7%	100,0%
CURANILAHUE	88,4%	95,5%	95,5%	80,2%	63,6%
LOS ÁLAMOS	98,9%	98,4%	100,0%	100,0%	82,4%
LOS ÁNGELES	71,9%	79,6%	81,6%	75,8%	73,2%
CABRERO	87,8%	85,3%	79,1%	78,2%	100,0%
LAJA	94,5%	91,8%	89,8%	92,5%	91,2%
MULCHÉN	91,1%	93,3%	89,7%	100,0%	94,8%
NACIMIENTO	93,9%	96,7%	97,0%	94,9%	95,1%
NEGRETE	92,1%	99,1%	85,7%	100,0%	100,0%
QUILLECO	94,9%	95,4%	100,0%	97,9%	83,6%
SANTA BÁRBARA	95,5%	96,5%	97,7%	86,1%	85,6%
TUCAPEL	92,4%	97,9%	98,1%	98,5%	91,8%
YUMBEL	90,1%	97,0%	94,6%	95,6%	93,2%
CHILLÁN	68,5%	60,2%	75,4%	77,1%	66,1%
BULNES	63,0%	47,6%	69,9%	88,9%	73,2%
COELEMU	87,3%	86,6%	86,4%	88,0%	100,0%
COIHUECO	95,7%	88,5%	88,3%	100,0%	28,2%
CHILLÁN VIEJO	78,8%	66,3%	69,1%	64,1%	86,3%
PINTO	90,7%	89,1%	100,0%	100,0%	70,3%
QUILLÓN	62,9%	59,1%	83,2%	83,8%	85,0%
QUIRIHUE	85,5%	88,9%	84,6%	93,3%	93,8%
SAN CARLOS	57,6%	64,8%	79,5%	68,0%	88,2%
YUNGAY	85,6%	91,0%	70,2%	72,3%	94,4%

(Continuación Tabla A.2.1)

CIUDAD	QUINTIL 1	QUINTIL 2	QUINTIL 3	QUINTIL 4	QUINTIL 5
TEMUCO	85,9%	86,5%	74,7%	87,2%	79,8%
CARAHUE	91,2%	89,9%	87,6%	89,6%	56,3%
CUNCO	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%
GORBEA	100,0%	99,1%	90,2%	100,0%	100,0%
LAUTARO	98,4%	96,5%	94,1%	92,4%	100,0%
LONCOCHE	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%
NUEVA IMPERIAL	67,2%	91,7%	86,0%	93,5%	95,5%
PADRE LAS CASAS	83,7%	86,4%	72,5%	83,1%	61,9%
PITRUFQUÉN	95,2%	91,7%	85,3%	100,0%	100,0%
PUCÓN	99,5%	98,6%	89,3%	94,3%	100,0%
TEODORO SCHMIDT	99,3%	94,3%	100,0%	100,0%	100,0%
VILCÚN	96,6%	39,4%	88,3%	93,4%	75,4%
VILLARRICA	98,1%	92,3%	97,9%	91,6%	100,0%
ANGOL	84,5%	81,9%	87,6%	83,7%	93,6%
COLLIPULLI	97,4%	97,0%	97,5%	91,7%	100,0%
CURACAUTÍN	98,2%	100,0%	100,0%	94,9%	100,0%
LUMACO	99,1%	93,6%	95,5%	100,0%	100,0%
PURÉN	92,3%	97,4%	100,0%	94,7%	100,0%
RENAICO	88,3%	97,6%	94,0%	96,3%	79,1%
TRAIGUÉN	100,0%	100,0%	90,6%	92,1%	97,5%
VICTORIA	98,7%	97,1%	100,0%	100,0%	93,9%
PUERTO MONTT	87,5%	88,1%	91,1%	84,1%	73,5%
CALBUCO	100,0%	100,0%	85,7%	92,7%	90,0%
FRUTILLAR	100,0%	97,5%	96,4%	95,4%	94,6%
LOS MUERMOS	100,0%	100,0%	84,6%	92,3%	100,0%
LLANQUIHUE	100,0%	91,3%	96,3%	100,0%	87,3%
MAULLÍN	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	97,4%
PUERTO VARAS	98,2%	91,2%	98,2%	100,0%	91,8%
CASTRO	100,0%	91,8%	96,9%	92,8%	82,9%
ANCUD	100,0%	100,0%	95,1%	100,0%	98,5%
CHONCHI	100,0%	100,0%	79,9%	90,3%	94,3%
DALCAHUE	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	93,4%
QUELLÓN	100,0%	92,9%	89,1%	100,0%	94,2%
OSORNO	88,6%	90,7%	93,7%	93,0%	79,8%
PURRANQUE	100,0%	100,0%	100,0%	97,1%	100,0%
COYHAIQUE	96,3%	98,9%	98,3%	100,0%	94,8%
AYSÉN	95,7%	96,8%	100,0%	100,0%	100,0%
VALDIVIA	94,7%	86,5%	96,7%	92,5%	73,0%
LANCO	99,4%	100,0%	96,6%	90,8%	100,0%
LOS LAGOS	100,0%	100,0%	82,2%	87,6%	100,0%
MARIQUINA	98,8%	100,0%	97,4%	100,0%	100,0%
PAILLACO	97,7%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%
PANGUIPULLI	100,0%	100,0%	100,0%	71,6%	100,0%
LA UNIÓN	93,2%	96,3%	96,6%	98,7%	100,0%
FUTRONO	94,5%	92,7%	90,3%	91,5%	100,0%
RÍO BUENO	83,5%	66,3%	100,0%	90,6%	81,9%

Tabla A.2.2. Consumo promedio de leña (por hogar y quintil de ingreso en las ciudades comprendidas en el área de estudio.

(Fuente: Elaboración propia a partir de datos de Encuesta CASEN 2006)

CIUDAD	QUINTIL 1 (kg/Año-hogar)	QUINTIL 2 (kg/Año-hogar)	QUINTIL 3 (kg/Año-hogar)	QUINTIL 4 (kg/Año-hogar)	QUINTIL 5 (kg/Año-hogar)	PROMEDIO PONDERADO (kg/Año-hogar)
CONCEPCIÓN	1.721	1.398	3.146	2.575	1.919	2.106
CORONEL	3.636	1.609	1.114	1.199	852	1.947
CHIGUAYANTE	2.555	3.105	1.636	1.493	6.081	2.893
HUALQUI	4.544	2.996	2.637	1.812	2.383	3.228
LOTA	2.259	2.024	2.250	1.088	543	1.991
PENCO	6.319	4.582	5.746	6.003	10.629	5.867
SAN PEDRO DE LA PAZ	3.725	3.696	3.619	5.805	2.522	3.840
SANTA JUANA	1.309	971	1.469	859	1.067	1.171
TALCAHUANO	5.213	535	749	1.232	1.183	1.662
TOMÉ	10.562	4.169	10.526	6.410	3.490	7.773
HUALPÉN	1.032	564	439	678	841	674
LEBU	8.703	11.728	4.060	10.107	6.165	9.171
ARAUCO	3.287	3.734	3.106	3.918	4.756	3.589
CAÑETE	3.856	3.530	4.682	5.489	4.116	4.107
CURANILAHUE	2.272	2.999	3.700	2.434	6.355	2.924
LOS ÁLAMOS	7.477	6.570	4.402	12.439	360	6.965
LOS ÁNGELES	3.385	1.874	2.234	3.149	4.129	2.884
CABRERO	2.924	2.890	2.672	3.113	3.620	2.965
LAJA	2.418	2.901	4.047	3.139	9.229	4.407
MULCHÉN	4.504	3.447	3.303	2.810	1.900	3.673
NACIMIENTO	3.845	2.766	4.333	3.559	4.818	3.697
NEGRETE	3.181	2.153	9.779	3.288	3.670	3.893
QUILLECO	2.901	2.330	2.766	7.557	1.930	3.232
SANTA BÁRBARA	1.971	2.417	1.592	1.451	3.302	2.018
TUCAPEL	3.920	3.486	2.933	5.227	2.155	3.610
YUMBEL	4.305	2.284	3.012	1.734	12.585	4.247
CHILLÁN	1.680	2.796	2.493	3.844	3.957	2.868
BULNES	2.078	3.170	2.583	3.200	2.935	2.779
COELEMU	3.535	4.034	4.632	2.972	10.425	4.393
COIHUECO	2.781	5.168	3.768	5.487	3.140	3.978
CHILLÁN VIEJO	3.663	2.069	3.821	4.121	4.616	3.652
PINTO	5.878	7.136	7.201	6.052	21.038	7.569
QUILLÓN	5.481	3.319	4.661	3.459	7.061	4.342

(Continuación Tabla A.2.2)

CIUDAD	QUINTIL 1 (kg/año-hogar)	QUINTIL 2 (kg/año-hogar)	QUINTIL 3 (kg/año-hogar)	QUINTIL 4 (kg/año-hogar)	QUINTIL 5 (kg/año-hogar)	PROMEDIO PONDERADO (kg/año-hogar)
QUIRIHUE	5.588	2.185	7.896	7.509	5.213	5.465
SAN CARLOS	2.847	2.476	3.164	2.049	2.521	2.720
YUNGAY	6.025	3.713	4.822	5.045	5.436	5.092
TEMUCO	4.957	4.167	3.124	3.859	4.625	4.131
CARAHUE	3.965	4.615	3.711	6.844	6.073	4.599
CUNCO	4.800	4.979	7.818	3.078	15.730	5.807
GORBEA	5.918	6.961	7.702	6.270	6.531	6.575
LAUTARO	3.424	5.822	4.092	8.552	13.706	6.272
LONCOCHE	5.826	6.773	7.559	6.015	5.470	6.325
NUEVA IMPERIAL	5.659	3.902	6.339	4.018	6.707	5.339
PADRE LAS CASAS	2.893	3.692	3.737	5.458	6.020	4.140
PITRUFQUÉN	5.497	5.933	7.071	5.992	18.013	7.010
PUCÓN	5.029	5.816	4.754	7.803	5.780	5.646
TEODORO SCHMIDT	4.321	3.493	4.549	1.956	453	3.789
VILCÚN	10.300	10.658	5.914	3.844	2.178	6.209
VILLARRICA	4.147	4.983	3.854	2.296	2.814	3.637
ANGOL	5.322	5.758	6.861	7.152	11.108	6.909
COLLIPULLI	8.657	7.981	7.347	12.217	14.342	9.476
CURACAUTÍN	10.975	9.358	8.904	6.046	11.270	9.909
LUMACO	7.165	9.594	8.343	4.719	7.136	7.632
PURÉN	5.974	6.108	6.136	4.976	5.780	5.914
RENAICO	5.207	5.191	4.162	7.526	7.824	5.356
TRAIGUÉN	8.203	5.876	6.977	9.349	7.866	7.520
VICTORIA	7.123	6.788	7.662	9.327	11.539	7.950
PUERTO MONTT	8.683	10.537	9.380	16.129	21.312	14.013
CALBUCO	15.480	16.805	17.706	16.656	12.186	16.138
FRUTILLAR	11.715	11.548	11.769	13.168	8.388	11.337
LOS MUERMOS	12.931	12.905	12.028	12.937	11.085	12.395
LLANQUIHUE	10.545	11.659	15.364	14.602	13.981	12.919
MAULLÍN	18.336	13.987	12.667	10.270	11.198	14.341
PUERTO VARAS	10.796	10.675	7.323	9.594	11.546	9.894
CASTRO	10.536	9.322	10.277	7.201	8.856	9.170
ANCUD	7.168	6.027	7.877	7.722	8.194	7.457
CHONCHI	5.522	10.096	12.333	6.992	9.609	8.233
DALCAHUE	7.121	8.358	7.126	14.151	18.038	10.527
QUELLÓN	15.042	18.293	13.367	7.005	14.366	13.587
OSORNO	5.101	5.799	4.235	9.860	11.325	7.011
PURRANQUE	9.585	7.734	11.097	7.273	5.012	8.980

(Continuación Tabla A.2.2)

CIUDAD	QUINTIL 1 (kg/año-hogar)	QUINTIL 2 (kg/año-hogar)	QUINTIL 3 (kg/año-hogar)	QUINTIL 4 (kg/año-hogar)	QUINTIL 5 (kg/año-hogar)	PROMEDIO PONDERADO (kg/año-hogar)
VALDIVIA	3.777	4.145	5.228	4.047	3.337	4.083
LANCO	4.662	3.074	7.246	7.964	6.003	5.361
LOS LAGOS	3.808	8.898	8.503	4.242	3.779	6.231
MARIQUINA	13.184	7.798	8.957	10.180	7.126	9.876
PAILLACO	3.847	6.498	4.744	10.613	11.138	6.055
PANGUIPULLI	12.419	11.149	10.013	6.313	2.763	10.279
LA UNIÓN	7.034	4.834	4.813	7.382	6.845	6.209
FUTRONO	2.760	3.397	3.168	5.577	8.407	3.848
RÍO BUENO	6.486	7.507	6.077	16.661	20.165	8.771
COYHAIQUE	13.300	13.678	12.974	17.094	20.652	15.842
AYSÉN	18.639	14.742	12.954	13.464	16.459	14.807

Tabla A.2.3. Consumo promedio de GLP (por hogar y quintil de ingreso en las ciudades comprendidas en el área de estudio.

(Fuente: Elaboración propia a partir de datos de Encuestas CASEN 2009 y 2011)

CIUDAD	QUINTIL 1 (kg/año-hogar)	QUINTIL 2 (kg/año-hogar)	QUINTIL3 (kg/año-hogar)	QUINTIL 4 (kg/año-hogar)	QUINTIL 5 (kg/año-hogar)
CONCEPCIÓN	182,7	163,6	241,1	190,2	177,2
CORONEL	173,7	198,0	200,0	218,9	231,7
CHIGUAYANTE	135,5	157,2	173,1	129,1	129,2
HUALQUI	117,8	135,8	155,4	259,9	151,6
LOTA	146,0	179,2	197,6	170,0	303,2
PENCO	200,8	161,1	177,3	166,3	116,1
SAN PEDRO DE LA PAZ	118,8	120,0	116,1	194,0	228,8
SANTA JUANA	126,5	152,1	185,1	234,0	239,0
TALCAHUANO	164,0	202,5	194,8	222,3	241,5
TOMÉ	138,6	170,5	157,8	159,0	288,4
HUALPÉN	189,0	197,3	214,3	285,1	224,6
LEBU	97,0	126,7	117,3	94,1	206,9
ARAUCO	115,5	118,9	156,2	128,8	125,1
CAÑETE	234,9	219,1	163,4	208,9	235,6
CURANILAHUE	165,7	116,4	143,2	185,5	225,2
LOS ÁLAMOS	74,7	84,2	86,5	145,2	101,9
LOS ÁNGELES	164,0	194,3	197,0	175,2	193,6
CABRERO	122,3	160,4	159,3	200,8	469,4
LAJA	182,5	173,0	215,8	220,9	191,3
MULCHÉN	140,9	140,5	147,0	171,7	244,0
NACIMIENTO	160,6	149,1	249,4	165,4	216,9
NEGRETE	126,6	135,3	132,4	192,9	278,2
QUILLECO	96,3	109,7	124,9	116,5	187,6
SANTA BÁRBARA	160,6	190,6	230,9	295,8	262,1
TUCAPEL	134,2	209,4	142,5	146,5	196,8
YUMBEL	176,0	154,1	158,7	111,6	242,6
CHILLÁN	197,4	166,2	212,7	300,7	243,6
BULNES	183,6	210,4	184,3	233,0	340,4
COELEMU	145,0	140,7	129,4	168,6	264,8
COIHUECO	117,7	157,1	94,6	288,8	164,9
CHILLÁN VIEJO	163,0	188,9	180,0	213,8	349,0
PINTO	121,7	180,2	97,2	295,2	323,6
QUILLÓN	180,2	119,6	236,4	225,5	214,0
QUIRIHUE	112,8	136,9	181,6	228,0	284,8
SAN CARLOS	203,5	202,5	257,6	265,0	349,3
YUNGAY	125,0	174,2	138,8	148,7	187,0
TEMUCO	149,3	167,1	215,0	201,8	230,1
CARAHUE	103,4	111,2	110,5	120,4	161,7
CUNCO	55,3	185,6	205,1	176,0	120,2

Continuación Tabla A.2.3

CIUDAD	QUINTIL 1 (kg/año-hogar)	QUINTIL 2 (kg/año-hogar)	QUINTIL 3 (kg/año-hogar)	QUINTIL 4 (kg/año-hogar)	QUINTIL 5 (kg/año-hogar)
GORBEA	105,2	138,7	128,1	161,0	130,8
LAUTARO	150,7	232,7	219,7	133,9	243,6
LONCOCHE	103,8	189,0	171,3	121,0	199,2
NUEVA IMPERIAL	120,5	240,2	151,0	230,6	287,9
PADRE LAS CASAS	221,8	262,3	172,6	179,6	195,7
PITRUFQUÉN	125,7	183,2	133,6	240,1	249,7
PUCÓN	133,0	123,7	210,4	159,8	483,2
TEODORO SCHMIDT	75,1	54,6	62,6	106,1	139,1
VILCÚN	84,7	320,8	174,8	138,6	220,4
VILLARRICA	86,4	116,7	145,5	165,6	153,7
ANGOL	135,3	191,2	176,0	232,8	428,5
COLLIPULLI	107,6	168,1	142,8	255,0	171,8
CURACAUTÍN	68,6	60,8	88,5	170,9	234,3
LUMACO	53,1	132,6	243,9	166,6	150,7
PURÉN	100,2	198,2	101,9	158,8	178,7
RENAICO	166,7	141,7	178,4	135,1	214,7
TRAIGUÉN	110,0	120,1	140,9	270,3	259,3
VICTORIA	78,7	202,4	109,7	162,5	339,8
PUERTO MONTT	132,5	134,2	217,1	202,3	265,1
CALBUCO	132,2	262,9	157,7	186,9	127,4
FRUTILLAR	134,4	139,8	140,7	128,6	185,8
LOS MUERMOS	120,2	219,8	185,4	164,0	160,8
LLANQUIHUE	141,4	185,1	162,7	150,6	230,3
MAULLÍN	86,3	155,2	89,1	306,0	227,4
PUERTO VARAS	102,7	192,2	284,2	191,4	549,6
CASTRO	47,1	131,0	159,6	225,2	309,0
ANCUD	86,6	125,1	125,2	214,2	313,2
CHONCHI	114,5	131,4	126,4	139,2	191,9
DALCAHUE	95,2	167,4	150,3	147,8	175,0
QUELLÓN	128,4	211,5	159,6	203,7	188,3
OSORNO	109,5	169,2	181,0	216,5	284,2
PURRANQUE	80,9	98,5	87,7	118,5	127,0
COYHAIQUE	105,5	148,3	181,7	224,6	379,8
AYSÉN	142,3	137,5	185,2	188,5	296,2
VALDIVIA	128,3	150,4	174,6	157,4	184,1
LANCO	94,6	104,5	113,0	203,6	200,0
LOS LAGOS	111,0	101,3	153,5	129,0	161,0
MARIQUINA	61,5	92,3	143,9	113,8	175,2
PAILLACO	93,4	108,2	134,4	192,1	176,9
PANGUIPULLI	58,2	83,5	94,8	162,9	176,4
LA UNIÓN	92,3	165,5	111,0	157,0	228,1
FUTRONO	93,4	126,9	125,6	173,1	185,3
RÍO BUENO	116,1	126,9	147,0	144,6	206,1

Tabla A.2.4. Consumo total de GLP en ciudades comprendidas en el área de estudio
(Fuente: Elaboración propia a partir de datos de Encuestas CASEN 2009 y 2011)

CIUDAD	QUINTIL 1 (Ton/año)	QUINTIL 2 (Ton/año)	QUINTIL 3 (Ton/año)	QUINTIL 4 (Ton/año)	QUINTIL 5 (Ton/año)	TOTAL (Ton/año)
DALCAHUE	31,4	55,2	49,5	48,7	57,7	242,4
CHONCHI	41,6	47,7	45,9	50,6	69,7	255,6
FRUTILLAR	64,8	67,5	67,9	62,0	89,6	351,9
LOS MUERMOS	52,3	95,7	80,7	71,4	70,0	370,1
MARIQUINA	39,5	59,2	92,3	73,0	112,4	376,4
LUMACO	30,5	76,0	139,9	95,6	86,4	428,4
QUILLECO	72,1	82,1	93,5	87,2	140,5	475,4
PINTO	58,1	85,9	46,4	140,8	154,3	485,5
MAULLÍN	53,5	96,2	55,3	189,7	141,0	535,7
LOS LAGOS	97,7	89,2	135,2	113,6	141,7	577,3
TEODORO SCHMIDT	99,3	72,1	82,6	140,1	183,8	577,9
VILCÚN	53,4	202,4	110,2	87,4	139,0	592,5
PAILLACO	80,2	92,9	115,4	164,9	151,9	605,3
PURRANQUE	96,0	116,8	104,0	140,5	150,7	608,0
NEGRETE	92,2	98,6	96,5	140,6	202,8	630,7
GORBEA	103,9	137,0	126,6	159,1	129,3	655,9
RENAICO	141,5	120,3	151,4	114,7	182,2	710,1
AYSÉN	109,5	105,8	142,5	145,0	227,9	730,8
FUTRONO	97,2	132,1	130,8	180,2	192,9	733,3
CARAHUE	129,2	139,0	138,1	150,4	202,0	758,7
LLANQUIHUE	125,9	164,8	144,9	134,1	205,1	775,0
SANTA JUANA	106,3	127,8	155,6	196,7	200,9	787,2
LANCO	104,4	115,3	124,7	224,7	220,7	789,8
PANGUIPULLI	83,1	119,2	135,3	232,5	251,7	821,8
PURÉN	113,1	223,6	115,0	179,1	201,6	832,5
CUNCO	63,2	212,3	234,6	201,3	137,5	849,0
COIHUECO	123,8	165,3	99,5	303,8	173,4	865,8
CALBUCO	133,6	265,7	159,4	189,0	128,8	876,5
COELEMU	149,8	145,4	133,7	174,3	273,7	876,9
TUCAPEL	145,0	226,2	154,0	158,3	212,6	896,1
SANTA BÁRBARA	126,5	150,1	181,8	232,9	206,3	897,6
QUILLÓN	168,6	112,0	221,2	211,0	200,3	913,1
YUMBEL	207,3	181,5	187,0	131,5	285,8	993,1
QUIRIHUE	121,4	147,2	195,3	245,3	306,3	1.015,5
ANCUD	103,2	149,0	149,2	255,3	373,2	1.030,0
BULNES	173,1	198,3	173,8	219,7	320,9	1.085,8
LOS ÁLAMOS	179,6	202,5	207,8	349,0	244,8	1.183,7

Continuación Tabla A.2.4

CIUDAD	QUINTIL 1 (Ton/año)	QUINTIL 2 (Ton/año)	QUINTIL 3 (Ton/año)	QUINTIL 4 (Ton/año)	QUINTIL 5 (Ton/año)	TOTAL (Ton/año)
TRAIGUÉN	150,9	164,8	193,2	370,7	355,6	1.235,1
YUNGAY	201,2	280,3	223,3	239,3	300,9	1.245,0
LAJA	233,7	221,5	276,3	282,8	244,9	1.259,3
CURACAUTÍN	143,9	127,7	185,7	358,8	491,9	1.308,0
NUEVA IMPERIAL	155,3	309,7	194,6	297,2	371,1	1.328,0
COLLIPULLI	174,5	272,7	231,6	413,7	278,7	1.371,4
NACIMIENTO	246,7	229,1	383,2	254,1	333,2	1.446,2
PITRUFQUÉN	195,2	284,5	207,5	372,9	387,9	1.448,1
LONCOCHE	196,3	357,3	323,9	228,6	376,5	1.482,6
RÍO BUENO	250,7	274,0	317,4	312,3	445,0	1.599,5
HUALQUI	234,3	270,0	309,1	516,8	301,5	1.631,7
ARAUCO	299,6	308,4	405,1	334,2	324,6	1.672,0
CABRERO	187,2	245,5	243,9	307,5	718,7	1.702,8
VILLARRICA	227,0	306,8	382,5	435,4	404,1	1.755,8
CHILLÁN VIEJO	272,8	316,0	301,1	357,7	583,9	1.831,5
LEBU	281,8	368,0	340,7	273,2	600,7	1.864,4
QUELLÓN	277,9	457,8	345,4	441,0	407,5	1.929,6
VICTORIA	170,0	437,4	237,0	351,0	734,2	1.929,7
LA UNIÓN	238,7	428,4	287,3	406,2	590,2	1.950,8
CASTRO	110,3	306,9	373,8	527,5	723,7	2.042,3
CAÑETE	457,2	426,5	318,1	406,6	458,4	2.066,8
PUERTO VARAS	166,2	311,0	460,0	309,8	889,5	2.136,5
MULCHÉN	361,7	360,7	377,4	440,7	626,3	2.166,8
LAUTARO	349,6	540,0	509,7	310,8	565,3	2.275,4
COYHAIQUE	233,0	327,5	401,2	496,0	838,5	2.296,0
PUCÓN	309,0	287,2	488,8	371,2	1.122,4	2.578,6
PADRE LAS CASAS	568,1	671,9	442,1	460,0	501,4	2.643,5
CURANILAHUE	524,9	368,8	453,9	587,6	713,7	2.648,8
PENCO	683,5	548,5	603,4	566,2	395,1	2.796,6
SAN CARLOS	456,4	454,0	577,6	594,1	783,1	2.865,1
HUALPÉN	693,4	724,1	786,3	1.046,1	824,1	4.073,9
SAN PEDRO DE LA PAZ	651,5	657,9	636,6	1.064,1	1.254,5	4.264,7
ANGOL	529,8	748,4	689,0	911,3	1.677,3	4.555,8
TOMÉ	723,0	889,6	823,1	829,6	1.504,7	4.770,1
CHIGUAYANTE	967,1	1.121,9	1.235,5	921,3	922,0	5.167,8
LOTA	765,9	940,4	1.036,9	891,7	1.590,9	5.225,8
PUERTO MONTT	1.057,9	1.071,2	1.733,5	1.615,0	2.117,2	7.594,8
VALDIVIA	1.249,9	1.465,0	1.700,6	1.532,9	1.793,4	7.741,8
CORONEL	1.384,3	1.578,0	1.594,2	1.745,0	1.846,6	8.148,2

Continuación Tabla A.2.4

CIUDAD	QUINTIL 1 (Ton/año)	QUINTIL 2 (Ton/año)	QUINTIL 3 (Ton/año)	QUINTIL 4 (Ton/año)	QUINTIL 5 (Ton/año)	TOTAL (Ton/año)
TALCAHUANO	1.334,5	1.648,2	1.585,4	1.809,8	1.965,4	8.343,4
CONCEPCIÓN	1.603,1	1.435,5	2.116,4	1.669,4	1.555,6	8.380,0
OSORNO	1.040,5	1.608,3	1.719,8	2.058,1	2.701,1	9.127,8
LOS ÁNGELES	1.622,9	1.922,5	1.948,6	1.732,9	1.915,8	9.142,6
CHILLÁN	2.209,4	1.860,3	2.380,2	3.365,6	2.725,6	12.541,1
TEMUCO	1.980,0	2.214,9	2.850,7	2.675,5	3.050,8	12.771,8

Tabla A.2.5. Consumo total de kerosene en ciudades comprendidas en el área de estudio.
(Fuente: Elaboración propia a partir de datos de la Superintendencia de Electricidad y Combustibles)

CIUDAD	CONSUMO TOTAL (m^3/año)	CIUDAD	CONSUMO TOTAL (m^3/año)
CONCEPCIÓN	1.400,4	LONCOCHE (*)	-
CORONEL	677,0	NUEVA IMPERIAL	72,2
CHIGUAYANTE	877,0	PADRE LAS CASAS	245,1
HUALQUI (*)	-	PITRUFQUÉN	82,7
LOTA	319,1	PUCÓN	142,8
PENCO	306,6	TEODORO SCHMIDT	42,0
SAN PEDRO DE LA PAZ	660,3	VILCÚN (*)	-
SANTA JUANA	67,7	VILLARRICA	192,6
TALCAHUANO	1.124,6	ANGOL	247,4
TOMÉ	328,9	COLLIPULLI	82,4
HUALPÉN	453,8	CURACAUTÍN	88,5
LEBU	155,9	LUMACO	28,2
ARAUCO	198,4	PURÉN	53,8
CAÑETE	150,4	RENAICO (*)	-
CURANILAHUE	198,1	TRAIGUÉN	75,1
LOS ÁLAMOS	122,2	VICTORIA	137,4
LOS ÁNGELES	1.051,9	PUERTO MONTT	1.673,2
CABRERO	151,3	CALBUCO	129,9
LAJA	107,8	FRUTILLAR	96,1
MULCHÉN	159,9	LOS MUERMOS	62,4
NACIMIENTO	135,6	LLANQUIHUE	117,0
NEGRETE (*)	-	MAULLÍN	60,5
QUILLECO (*)	-	PUERTO VARAS	210,9
SANTA BÁRBARA	50,3	CASTRO	406,9
TUCAPEL (*)	-	ANCUD	261,1
YUMBEL	84,0	CHONCHI	65,4
CHILLÁN	1.138,2	DALCAHUE	63,3
BULNES	103,0	QUELLÓN	237,5
COELEMU	75,1	OSORNO	1.374,2
COIHUECO	58,5	PURRANQUE (*)	-

(*) Ciudades que no cuentan con venta de Kerosene en Estaciones de Servicio

Continuación Tabla A.2.5

CIUDAD	CONSUMO TOTAL (m³/año)	CIUDAD	CONSUMO TOTAL (m³/año)
CHILLÁN VIEJO	197,3	COYHAIQUE	722,6
PINTO	34,7	AYSÉN	328,9
QUILLÓN	96,8	VALDIVIA	783,3
QUIRIHUE	70,0	LANCO	55,0
SAN CARLOS	177,9	LOS LAGOS	56,3
YUNGAY	94,2	MARIQUINA (*)	-
TEMUCO	1.557,7	PAILLACO	47,7
CARAHUE	68,0	PANGUIPULLI	62,6
CUNCO	62,9	LA UNIÓN	151,7
GORBEA	53,4	FUTRONO	53,0
LAUTARO	133,7	RÍO BUENO	95,9

(*) Ciudades que no cuentan con venta de Kerosene en Estaciones de Servicio

Tabla A.2.6. Consumos totales de combustibles por ciudad. Sector Residencial. VIII Región. Unidades energéticas. (Fuente: Elaboración propia)

	COMBUSTIBLE				
CIUDAD	GLP (Gcal/año)	KEROSENE (Gcal/año)	LEÑA (Gcal/año)	GAS CAÑERÍA (Gcal/año)	TOTAL (Gcal/año)
CONCEPCIÓN	1,01E+05	1,26E+04	2,14E+05	5,94E+04	**3,87E+05**
CORONEL	9,86E+04	6,09E+03	1,44E+05	0,00E+00	**2,49E+05**
CHIGUAYANTE	6,25E+04	7,89E+03	2,11E+05	7,72E+03	**2,89E+05**
HUALQUI	1,97E+04	0,00E+00	5,45E+04	0,00E+00	**7,42E+04**
LOTA	6,32E+04	2,87E+03	7,50E+04	3,75E+01	**1,41E+05**
PENCO	3,38E+04	2,76E+03	1,62E+05	1,19E+03	**2,00E+05**
SAN PEDRO DE LA PAZ	5,16E+04	5,94E+03	2,37E+05	3,53E+04	**3,30E+05**
SANTA JUANA	9,53E+03	6,09E+02	9,23E+03	0,00E+00	**1,94E+04**
TALCAHUANO	1,01E+05	1,01E+04	1,29E+05	8,31E+04	**3,23E+05**
TOMÉ	5,77E+04	2,96E+03	2,10E+05	3,15E+03	**2,74E+05**
HUALPÉN	4,93E+04	4,08E+03	1,91E+04	4,13E+04	**1,14E+05**
LEBU	2,26E+04	1,40E+03	2,01E+05	0,00E+00	**2,25E+05**
ARAUCO	2,02E+04	1,78E+03	9,76E+04	0,00E+00	**1,20E+05**
CAÑETE	2,50E+04	1,35E+03	7,65E+04	0,00E+00	**1,03E+05**
CURANILAHUE	3,21E+04	1,78E+03	7,75E+04	0,00E+00	**1,11E+05**
LOS ÁLAMOS	1,43E+04	1,10E+03	1,27E+05	0,00E+00	**1,42E+05**
LOS ÁNGELES	1,11E+05	9,46E+03	3,45E+05	2,72E+04	**4,93E+05**
CABRERO	2,06E+04	1,36E+03	5,78E+04	0,00E+00	**7,98E+04**
LAJA	1,52E+04	9,69E+02	6,54E+04	0,00E+00	**8,16E+04**
MULCHÉN	2,62E+04	1,44E+03	8,15E+04	0,00E+00	**1,09E+05**
NACIMIENTO	1,75E+04	1,22E+03	7,20E+04	5,26E+02	**9,12E+04**
NEGRETE	7,63E+03	0,00E+00	1,90E+04	0,00E+00	**2,66E+04**
QUILLECO	5,75E+03	0,00E+00	1,99E+04	0,00E+00	**2,57E+04**
SANTA BÁRBARA	1,09E+04	4,52E+02	1,43E+04	0,00E+00	**2,57E+04**
TUCAPEL	1,08E+04	0,00E+00	4,49E+04	1,02E+02	**5,58E+04**
YUMBEL	1,20E+04	7,55E+02	4,98E+04	0,00E+00	**6,26E+04**
CHILLÁN	1,52E+05	1,02E+04	3,45E+05	3,28E+04	**5,40E+05**
BULNES	1,31E+04	9,26E+02	3,02E+04	0,00E+00	**4,42E+04**
COELEMU	1,06E+04	6,75E+02	4,46E+04	0,00E+00	**5,59E+04**
COIHUECO	1,05E+04	5,26E+02	3,13E+04	0,00E+00	**4,23E+04**
CHILLÁN VIEJO	2,22E+04	1,77E+03	8,04E+04	0,00E+00	**1,04E+05**
PINTO	5,87E+03	3,12E+02	3,50E+04	0,00E+00	**4,12E+04**
QUILLÓN	1,10E+04	8,70E+02	4,65E+04	0,00E+00	**5,84E+04**
QUIRIHUE	1,23E+04	6,30E+02	5,06E+04	0,00E+00	**6,35E+04**
SAN CARLOS	3,47E+04	1,60E+03	5,12E+04	0,00E+00	**8,75E+04**
YUNGAY	1,51E+04	8,47E+02	5,99E+04	0,00E+00	**7,58E+04**
TOTAL REGIÓN	**1,29E+06**	**9,73E+04**	**3,59E+06**	**2,92E+05**	**5,26E+06**

Tabla A.2.7. Consumos totales de combustibles por ciudad. Sector Residencial. IX Región. Unidades energéticas. (Fuente: Elaboración propia)

CIUDAD	COMBUSTIBLE				
	GLP (Gcal/año)	KEROSENE (Gcal/año)	LEÑA (Gcal/año)	GAS CAÑERÍA (Gcal/año)	TOTAL (Gcal/año)
TEMUCO	1,55E+05	1,40E+04	9,81E+05	4,69E+04	**1,20E+06**
CARAHUE	9,18E+03	6,12E+02	5,05E+04	0,00E+00	**6,03E+04**
CUNCO	1,03E+04	5,66E+02	6,71E+04	0,00E+00	**7,79E+04**
GORBEA	7,94E+03	4,81E+02	6,31E+04	0,00E+00	**7,15E+04**
LAUTARO	2,75E+04	1,20E+03	1,49E+05	0,00E+00	**1,78E+05**
LONCOCHE	1,79E+04	0	9,33E+04	0,00E+00	**1,12E+05**
NUEVA IMPERIAL	1,61E+04	6,49E+02	5,81E+04	0,00E+00	**7,48E+04**
PADRE LAS CASAS	3,20E+04	2,20E+03	1,46E+05	5,05E+02	**1,81E+05**
PITRUFQUÉN	1,75E+04	7,43E+02	1,01E+05	0,00E+00	**1,19E+05**
PUCÓN	3,12E+04	1,28E+03	1,43E+05	0,00E+00	**1,76E+05**
TEODORO SCHMIDT	6,99E+03	3,78E+02	2,89E+04	0,00E+00	**3,62E+04**
VILCÚN	7,17E+03	0	6,88E+04	0,00E+00	**7,66E+04**
VILLARRICA	2,12E+04	1,73E+03	1,24E+05	3,38E+02	**1,47E+05**
ANGOL	5,51E+04	2,22E+03	2,73E+05	3,32E+02	**3,31E+05**
COLLIPULLI	1,66E+04	7,41E+02	1,38E+05	0,00E+00	**1,56E+05**
CURACAUTÍN	1,58E+04	7,96E+02	1,59E+05	0,00E+00	**1,76E+05**
LUMACO	5,18E+03	2,53E+02	3,83E+04	2,85E+01	**4,37E+04**
PURÉN	1,01E+04	4,83E+02	5,58E+04	8,93E+01	**6,65E+04**
RENAICO	8,59E+03	0	3,48E+04	0,00E+00	**4,37E+04**
TRAIGUÉN	1,49E+04	6,75E+02	1,00E+05	0,00E+00	**1,16E+05**
VICTORIA	2,33E+04	1,24E+03	1,97E+05	0,00E+00	**2,21E+05**
TOTAL REGIÓN	**5,09E+05**	**3,02E+04**	**3,07E+06**	**4,82E+04**	**3,66E+06**

Tabla A.2.8. Consumos totales de combustibles por ciudad. Sector Residencial. X Región. Unidades energéticas. (Fuente: Elaboración propia)

CIUDAD	COMBUSTIBLE				
	GLP	KEROSENE	LEÑA	GAS CAÑERÍA	TOTAL
	(Gcal/año)	(Gcal/año)	(Gcal/año)	(Gcal/año)	(Gcal/año)
PUERTO MONTT	9,19E+04	1,50E+04	2,18E+06	2,55E+03	**2,29E+06**
CALBUCO	1,06E+04	1,17E+03	2,23E+05	3,40E+02	**2,35E+05**
FRUTILLAR	4,26E+03	8,64E+02	1,19E+05	0,00E+00	**1,24E+05**
LOS MUERMOS	4,48E+03	5,61E+02	8,42E+04	0,00E+00	**8,92E+04**
LLANQUIHUE	9,38E+03	1,05E+03	1,63E+05	0,00E+00	**1,73E+05**
MAULLÍN	6,48E+03	5,44E+02	9,80E+04	0,00E+00	**1,05E+05**
PUERTO VARAS	2,59E+04	1,90E+03	2,25E+05	0,00E+00	**2,53E+05**
CASTRO	2,47E+04	3,66E+03	3,93E+05	0,00E+00	**4,21E+05**
ANCUD	1,25E+04	2,35E+03	2,17E+05	0,00E+00	**2,32E+05**
CHONCHI	3,09E+03	5,88E+02	5,64E+04	0,00E+00	**6,00E+04**
DALCAHUE	2,93E+03	5,69E+02	7,43E+04	0,00E+00	**7,78E+04**
QUELLÓN	2,33E+04	2,14E+03	3,47E+05	0,00E+00	**3,72E+05**
OSORNO	1,10E+05	1,24E+04	9,65E+05	1,71E+03	**1,09E+06**
PURRANQUE	7,36E+03	0	1,14E+05	0,00E+00	**1,22E+05**
TOTAL REGIÓN	**3,37E+05**	**4,28E+04**	**5,26E+06**	**4,60E+03**	**5,64E+06**

Tabla A.2.9. Consumos totales de combustibles por ciudad. Sector Residencial. XIV Región. Unidades energéticas. (Fuente: Elaboración propia)

CIUDAD	COMBUSTIBLE				
	GLP	KEROSENE	LEÑA	GAS CAÑERÍA	TOTAL
	(Gcal/año)	(Gcal/año)	(Gcal/año)	(Gcal/año)	(Gcal/año)
VALDIVIA	9,37E+04	7,04E+03	5,62E+05	3,79E+03	**6,67E+05**
LANCO	9,56E+03	4,95E+02	5,62E+04	0,00E+00	**6,62E+04**
LOS LAGOS	6,99E+03	5,06E+02	6,50E+04	0,00E+00	**7,25E+04**
MARIQUINA	4,55E+03	0	7,81E+04	0,00E+00	**8,30E+04**
PAILLACO	7,32E+03	4,29E+02	5,63E+04	0,00E+00	**6,41E+04**
PANGUIPULLI	9,94E+03	5,63E+02	1,23E+05	0,00E+00	**1,34E+05**
LA UNIÓN	2,36E+04	1,36E+03	1,78E+05	0,00E+00	**2,03E+05**
FUTRONO	8,87E+03	4,77E+02	3,75E+04	0,00E+00	**4,69E+04**
RÍO BUENO	1,94E+04	8,62E+02	1,35E+05	5,39E+02	**1,55E+05**
TOTAL REGIÓN	**1,84E+05**	**1,17E+04**	**1,29E+06**	**4,33E+03**	**1,49E+06**

Tabla A.2.10. Consumos totales de combustibles por ciudad. Sector Residencial. XI Región. Unidades energéticas. (Fuente: Elaboración propia)

CIUDAD	COMBUSTIBLE				
	GLP	KEROSENE	LEÑA	GAS CAÑERÍA	TOTAL
	(Gcal/año)	(Gcal/año)	(Gcal/año)	(Gcal/año)	(Gcal/año)
COYHAIQUE	2,78E+04	6,50E+03	7,97E+05	0,00E+00	**8,31E+05**
AYSÉN	8,84E+03	2,96E+03	3,42E+05	0,00E+00	**3,53E+05**
TOTAL REGIÓN	**3,66E+04**	**9,45E+03**	**1,14E+06**	**0,00E+00**	**1,18E+06**

Tabla A.2.11. Razones entre consumos energéticos máximos diarios y promedios diarios. Sector Residencial (Fuente: Elaboración propia)

CIUDAD	CONSUMO ENERGÉTICO MÁXIMO/CONSUMO PROMEDIO ANUAL	CIUDAD	CONSUMO ENERGÉTICO MÁXIMO/CONSUMO PROMEDIO ANUAL
CONCEPCIÓN	1,30	LAUTARO	1,41
CORONEL	1,25	LONCOCHE	1,41
CHIGUAYANTE	1,35	NUEVA IMPERIAL	1,36
HUALQUI	1,33	PADRE LAS CASAS	1,39
LOTA	1,22	PITRUFQUÉN	1,42
PENCO	1,40	PUCÓN	1,39
SAN PEDRO DE LA PAZ	1,39	TEODORO SCHMIDT	1,38
SANTA JUANA	1,20	VILCÚN	1,47
TALCAHUANO	1,23	VILLARRICA	1,42
TOMÉ	1,36	ANGOL	1,40
HUALPÉN	1,11	COLLIPULLI	1,46
LEBU	1,47	CURACAUTÍN	1,47
ARAUCO	1,41	LUMACO	1,45
CAÑETE	1,35	PURÉN	1,41
CURANILAHUE	1,32	RENAICO	1,38
LOS ÁLAMOS	1,47	TRAIGUÉN	1,44
LOS ÁNGELES	1,35	VICTORIA	1,46
CABRERO	1,34	PUERTO MONTT	1,53
LAJA	1,39	CALBUCO	1,53
MULCHÉN	1,35	FRUTILLAR	1,54
NACIMIENTO	1,38	LOS MUERMOS	1,52
NEGRETE	1,32	LLANQUIHUE	1,52
QUILLECO	1,37	MAULLÍN	1,51
SANTA BÁRBARA	1,24	PUERTO VARAS	1,48
TUCAPEL	1,39	CASTRO	1,52
YUMBEL	1,39	ANCUD	1,52
CHILLÁN	1,31	CHONCHI	1,52

CIUDAD	CONSUMO ENERGÉTICO MÁXIMO/CONSUMO PROMEDIO ANUAL	CIUDAD	CONSUMO ENERGÉTICO MÁXIMO/CONSUMO PROMEDIO ANUAL
BULNES	1,32	**DALCAHUE**	1,54
COELEMU	1,39	**QUELLÓN**	1,51
COIHUECO	1,35	**OSORNO**	1,47
CHILLÁN VIEJO	1,38	**PURRANQUE**	1,51
PINTO	1,43	**COYHAIQUE**	1,54
QUILLÓN	1,39	**AYSÉN**	1,55
QUIRIHUE	1,39	**VALDIVIA**	1,44
SAN CARLOS	1,25	**LANCO**	1,44
YUNGAY	1,39	**LOS LAGOS**	1,48
TEMUCO	1,42	**MARIQUINA**	1,52
CARAHUE	1,42	**PAILLACO**	1,46
CUNCO	1,43	**PANGUIPULLI**	1,50
GORBEA	1,45	**LA UNIÓN**	1,46

2. CONSUMOS SECTOR INDUSTRIAL

Tabla A.2.12. Consumos de combustibles. Sector industrial VIII Región. Unidades energéticas. (Fuente: Elaboración Propia a partir de información D.S. N°138/MINSAL, año 2013)

CIUDAD	COMBUSTIBLE (Gcal/año)																					
	ACEITE USADO	ASERRIN	BIOMASA COMBUSTIBLE	CARBON BITUMINOSO	COKE DE PETROLEO	GAS DE ALTO HORNO	GAS DE CAÑERIA	GAS DE REFINERIA	GLP	GAS NATURAL	KEROSENE	LEÑA	LICOR NEGRO	METANOL	DIESEL	PETROLEO 5	PETROLEO 6	PROPANO	PROPANO DILUIDO	TALL OIL	VIRUTAS	TOTAL
ARAUCO	0,0E+00	0,0E+00	2,2E+06	0,0E+00	0,0E+00	0,0E+00	0,0E+00	0,0E+00	0,0E+00	7,4E+03	0,0E+00	0,0E+00	4,3E+06	2,8E+04	9,8E+03	0,0E+00	3,2E+05	2,7E+04	0,0E+00	3,0E+04	4,1E+03	**7,0E+06**
BULNES	1,5E+03	3,4E+02	0,0E+00	0,0E+00	0,0E+00	0,0E+00	0,0E+00	0,0E+00	0,0E+00	0,0E+00	0,0E+00	0,0E+00	0,0E+00	0,0E+00	2,9E+03	0,0E+00	0,0E+00	0,0E+00	0,0E+00	0,0E+00	0,0E+00	**4,7E+03**
CABRERO	0,0E+00	6,0E+04	4,0E+05	0,0E+00	0,0E+00	0,0E+00	0,0E+00	0,0E+00	0,0E+00	0,0E+00	0,0E+00	0,0E+00	0,0E+00	0,0E+00	7,2E+03	0,0E+00	0,0E+00	0,0E+00	0,0E+00	0,0E+00	1,6E+05	**6,3E+05**
CANETE	0,0E+00	0,0E+00	0,0E+00	0,0E+00	0,0E+00	0,0E+00	0,0E+00	0,0E+00	0,0E+00	0,0E+00	0,0E+00	0,0E+00	0,0E+00	0,0E+00	5,5E+01	0,0E+00	0,0E+00	0,0E+00	0,0E+00	0,0E+00	0,0E+00	**5,5E+01**
CHIGUAYANTE	0,0E+00	0,0E+00	0,0E+00	0,0E+00	0,0E+00	0,0E+00	0,0E+00	0,0E+00	0,0E+00	7,5E+02	0,0E+00	0,0E+00	0,0E+00	0,0E+00	0,0E+00	0,0E+00	0,0E+00	0,0E+00	0,0E+00	0,0E+00	0,0E+00	**7,5E+02**
CHILLAN	2,1E+03	0,0E+00	0,0E+00	0,0E+00	0,0E+00	0,0E+00	3,0E+02	0,0E+00	9,9E+02	1,0E+04	0,0E+00	3,0E+03	0,0E+00	0,0E+00	7,4E+02	0,0E+00	4,5E+03	0,0E+00	0,0E+00	0,0E+00	0,0E+00	**2,2E+04**
CHILLAN VIEJO	0,0E+00	5,8E+03	8,4E+04	0,0E+00	0,0E+00	0,0E+00	0,0E+00	0,0E+00	0,0E+00	0,0E+00	0,0E+00	3,8E+03	0,0E+00	0,0E+00	0,0E+00	0,0E+00	0,0E+00	0,0E+00	0,0E+00	0,0E+00	3,1E+04	**1,2E+05**
COELEMU	0,0E+00	2,4E+05	0,0E+00	0,0E+00	0,0E+00	0,0E+00	0,0E+00	0,0E+00	0,0E+00	0,0E+00	0,0E+00	0,0E+00	0,0E+00	0,0E+00	1,0E+02	0,0E+00	0,0E+00	0,0E+00	0,0E+00	0,0E+00	0,0E+00	**2,4E+05**
COIHUECO	1,3E+02	0,0E+00	0,0E+00	0,0E+00	0,0E+00	0,0E+00	0,0E+00	0,0E+00	0,0E+00	0,0E+00	0,0E+00	0,0E+00	0,0E+00	0,0E+00	5,7E+01	0,0E+00	0,0E+00	0,0E+00	0,0E+00	0,0E+00	0,0E+00	**1,8E+02**
CONCEPCION	0,0E+00	0,0E+00	0,0E+00	0,0E+00	0,0E+00	0,0E+00	5,3E+00	0,0E+00	8,5E+01	0,0E+00	0,0E+00	0,0E+00	0,0E+00	0,0E+00	3,6E+02	0,0E+00	0,0E+00	0,0E+00	0,0E+00	0,0E+00	5,1E+02	**9,6E+02**
CORONEL	8,7E+03	1,9E+05	3,3E+05	5,1E+04	0,0E+00	0,0E+00	0,0E+00	0,0E+00	3,1E+04	1,6E+04	0,0E+00	0,0E+00	0,0E+00	0,0E+00	1,3E+05	8,9E+02	1,6E+05	0,0E+00	0,0E+00	0,0E+00	2,9E+04	**9,5E+05**
CURANILAHUE	0,0E+00	1,6E+05	0,0E+00	0,0E+00	0,0E+00	0,0E+00	0,0E+00	0,0E+00	0,0E+00	0,0E+00	0,0E+00	0,0E+00	0,0E+00	0,0E+00	0,0E+00	0,0E+00	0,0E+00	0,0E+00	0,0E+00	0,0E+00	9,5E+04	**2,6E+05**
HUALPEN	0,0E+00	0,0E+00	0,0E+00	0,0E+00	0,0E+00	0,0E+00	0,0E+00	4,3E+03	0,0E+00	1,5E+06	0,0E+00	0,0E+00	0,0E+00	0,0E+00	1,2E+03	0,0E+00	0,0E+00	0,0E+00	0,0E+00	0,0E+00	0,0E+00	**1,5E+06**
LAJA	0,0E+00	0,0E+00	8,3E+05	0,0E+00	0,0E+00	0,0E+00	0,0E+00	0,0E+00	0,0E+00	3,0E+04	0,0E+00	0,0E+00	8,5E+05	0,0E+00	0,0E+00	0,0E+00	2,9E+05	6,0E+03	0,0E+00	0,0E+00	0,0E+00	**2,0E+06**
LOS ANGELES	0,0E+00	1,8E+05	2,7E+05	0,0E+00	0,0E+00	0,0E+00	0,0E+00	0,0E+00	3,5E+02	0,0E+00	0,0E+00	2,2E+04	0,0E+00	0,0E+00	1,6E+03	1,5E+04	4,8E+04	0,0E+00	0,0E+00	0,0E+00	2,3E+04	**5,5E+05**
LOTA	0,0E+00	0,0E+00	1,1E+05	0,0E+00	0,0E+00	0,0E+00	0,0E+00	0,0E+00	0,0E+00	0,0E+00	0,0E+00	0,0E+00	0,0E+00	0,0E+00	0,0E+00	0,0E+00	3,1E+04	0,0E+00	0,0E+00	0,0E+00	0,0E+00	**1,4E+05**
MULCHEN	0,0E+00	7,5E+04	0,0E+00	0,0E+00	0,0E+00	0,0E+00	0,0E+00	0,0E+00	7,1E+04	0,0E+00	0,0E+00	0,0E+00	0,0E+00	0,0E+00	0,0E+00	0,0E+00	0,0E+00	0,0E+00	0,0E+00	0,0E+00	3,5E+05	**4,9E+05**
NACIMIENTO	0,0E+00	0,0E+00	9,6E+05	0,0E+00	0,0E+00	0,0E+00	0,0E+00	0,0E+00	9,8E+01	2,0E+04	0,0E+00	0,0E+00	6,4E+06	0,0E+00	3,9E+02	4,2E+00	2,6E+05	1,2E+04	0,0E+00	0,0E+00	0,0E+00	**7,7E+06**
NEGRETE	0,0E+00	0,0E+00	0,0E+00	0,0E+00	0,0E+00	0,0E+00	0,0E+00	0,0E+00	0,0E+00	0,0E+00	0,0E+00	0,0E+00	0,0E+00	0,0E+00	0,0E+00	0,0E+00	0,0E+00	0,0E+00	0,0E+00	0,0E+00	2,8E+04	**2,8E+04**
PENCO	0,0E+00	0,0E+00	0,0E+00	0,0E+00	0,0E+00	0,0E+00	0,0E+00	0,0E+00	7,3E+03	1,4E+03	2,2E+02	0,0E+00	0,0E+00	0,0E+00	1,6E+04	0,0E+00	2,0E+05	0,0E+00	0,0E+00	0,0E+00	0,0E+00	**2,2E+05**
PINTO	0,0E+00	0,0E+00	0,0E+00	0,0E+00	0,0E+00	0,0E+00	0,0E+00	0,0E+00	1,8E+00	0,0E+00	0,0E+00	0,0E+00	0,0E+00	0,0E+00	0,0E+00	0,0E+00	0,0E+00	0,0E+00	0,0E+00	0,0E+00	0,0E+00	**1,8E+00**
QUILLECO	0,0E+00	0,0E+00	3,0E+04	0,0E+00	0,0E+00	0,0E+00	0,0E+00	0,0E+00	0,0E+00	0,0E+00	0,0E+00	0,0E+00	0,0E+00	0,0E+00	0,0E+00	6,0E+00	0,0E+00	0,0E+00	0,0E+00	0,0E+00	0,0E+00	**3,0E+04**
QUILLON	0,0E+00	0,0E+00	0,0E+00	0,0E+00	0,0E+00	0,0E+00	5,3E-01	0,0E+00	1,2E+03	0,0E+00	0,0E+00	0,0E+00	0,0E+00	0,0E+00	0,0E+00	0,0E+00	0,0E+00	0,0E+00	0,0E+00	0,0E+00	0,0E+00	**1,2E+03**
RANQUIL	0,0E+00	0,0E+00	0,0E+00	0,0E+00	0,0E+00	0,0E+00	0,0E+00	0,0E+00	0,0E+00	0,0E+00	0,0E+00	0,0E+00	5,0E+06	6,5E+04	0,0E+00	0,0E+00	0,0E+00	0,0E+00	0,0E+00	0,0E+00	0,0E+00	**5,0E+06**
SAN CARLOS	0,0E+00	0,0E+00	1,8E+04	2,8E+05	0,0E+00	0,0E+00	0,0E+00	0,0E+00	0,0E+00	0,0E+00	0,0E+00	9,0E+03	0,0E+00	0,0E+00	5,3E+02	0,0E+00	9,3E+03	0,0E+00	0,0E+00	0,0E+00	0,0E+00	**3,2E+05**
SAN PEDRO DE LA PAZ	0,0E+00	0,0E+00	5,4E+05	0,0E+00	0,0E+00	0,0E+00	0,0E+00	0,0E+00	8,3E+01	2,0E+02	0,0E+00	0,0E+00	0,0E+00	0,0E+00	9,7E+02	5,5E+02	1,9E+04	0,0E+00	0,0E+00	0,0E+00	4,0E+04	**6,0E+05**

CIUDAD	COMBUSTIBLE (Gcal/año)																				
	ACEITE USADO	ASERRIN	BIOMASA COMBUSTIBLE	CARBON BITUMINOSO	COKE DE PETROLEO	GAS DE ALTO HORNO	GAS DE CAÑERIA	GAS DE REFINERIA	GLP	GAS NATURAL	KEROSENE	LEÑA	LICOR NEGRO	METANOL	DIESEL	PETROLEO 5	PETROLEO 6	PROPANO	PROPANO DILUIDO	TALL OIL	VIRUTAS	TOTAL
TALCAHUANO	0,0E+00	5,9E+03	0,0E+00	6,7E+03	1,8E+05	4,0E+04	8,4E+05	0,0E+00	1,8E+04	6,5E+04	0,0E+00	0,0E+00	0,0E+00	0,0E+00	7,5E+03	3,7E+03	3,2E+05	0,0E+00	0,0E+00	0,0E+00	1,1E+03	**1,5E+06**
TOME	0,0E+00	0,0E+00	0,0E+00	0,0E+00	0,0E+00	0,0E+00	0,0E+00	0,0E+00	2,4E+02	0,0E+00	0,0E+00	0,0E+00	0,0E+00	0,0E+00	1,8E+03	0,0E+00	3,6E+03	0,0E+00	0,0E+00	0,0E+00	0,0E+00	**5,6E+03**
TUCAPEL	0,0E+00	0,0E+00	2,2E+03	0,0E+00	0,0E+00	0,0E+00	0,0E+00	0,0E+00	0,0E+00	0,0E+00	0,0E+00	0,0E+00	0,0E+00	0,0E+00	4,6E+00	0,0E+00	0,0E+00	0,0E+00	0,0E+00	0,0E+00	2,5E+04	**2,7E+04**
YUMBEL	0,0E+00	0,0E+00	0,0E+00	0,0E+00	0,0E+00	0,0E+00	0,0E+00	0,0E+00	7,9E+00	0,0E+00	0,0E+00	0,0E+00	0,0E+00	0,0E+00	0,0E+00	2,9E+03	0,0E+00	0,0E+00	0,0E+00	0,0E+00	0,0E+00	**3,0E+03**
YUNGAY	0,0E+00	1,8E+04	3,2E+04	0,0E+00	0,0E+00	0,0E+00	0,0E+00	0,0E+00	0,0E+00	0,0E+00	0,0E+00	0,0E+00	0,0E+00	0,0E+00	0,0E+00	0,0E+00	0,0E+00	0,0E+00	0,0E+00	0,0E+00	4,0E+03	**5,4E+04**
TOTAL	**1,2E+04**	**9,3E+05**	**5,8E+06**	**3,4E+05**	**1,8E+05**	**4,0E+04**	**8,4E+05**	**4,3E+03**	**1,3E+05**	**1,6E+06**	**2,2E+02**	**3,7E+04**	**1,7E+07**	**9,2E+04**	**1,8E+05**	**2,3E+04**	**1,7E+06**	**4,4E+04**	**0,0E+00**	**3,0E+04**	**7,9E+05**	**2,9E+07**

Tabla A.2.13. Consumos de combustibles. Sector industrial IX Región. Unidades energéticas. (Fuente: Elaboración Propia a partir de información D.S. N°138/MINSAL, año 2013)

CIUDAD	COMBUSTIBLE (Gcal/año)															
	ASERRIN	BIOGAS	BIOMASA COMBUSTIBLE	CARBON BITUMINOSO	GAS DE CAÑERIA	GAS LICUADO	LEÑA	LICOR NEGRO	METANOL	DIESEL	PETROLEO 5	PETROLEO 6	PROPANO	PROPANO DILUIDO	VIRUTAS	TOTAL
ANGOL	0,0E+00	0,0E+00	3,1E+05	0,0E+00	0,0E+00	0,0E+00	0,0E+00	0,0E+00	0,0E+00	1,4E+02	0,0E+00	0,0E+00	0,0E+00	0,0E+00	0,0E+00	**3,1E+05**
COLLIPULLI	0,0E+00	0,0E+00	5,9E+04	0,0E+00	0,0E+00	1,8E+02	0,0E+00	3,0E+06	2,3E+04	2,3E+03	0,0E+00	2,3E+05	1,1E+03	0,0E+00	0,0E+00	**3,3E+06**
LAUTARO	1,7E+05	0,0E+00	2,4E+05	0,0E+00	0,0E+00	9,6E+02	0,0E+00	0,0E+00	0,0E+00	4,3E+04	0,0E+00	0,0E+00	0,0E+00	0,0E+00	6,7E+05	**1,1E+06**
LONCOCHE	0,0E+00	0,0E+00	0,0E+00	0,0E+00	0,0E+00	0,0E+00	0,0E+00	0,0E+00	0,0E+00	0,0E+00	0,0E+00	2,0E+04	0,0E+00	0,0E+00	8,4E+04	**1,0E+05**
NUEVA IMPERIAL	0,0E+00	0,0E+00	2,5E+04	0,0E+00	0,0E+00	0,0E+00	0,0E+00	0,0E+00	0,0E+00	0,0E+00	0,0E+00	0,0E+00	0,0E+00	0,0E+00	0,0E+00	**2,5E+04**
PADRE LAS CASAS	0,0E+00	0,0E+00	0,0E+00	0,0E+00	0,0E+00	0,0E+00	5,2E+03	0,0E+00	0,0E+00	8,4E+01	0,0E+00	6,4E+03	0,0E+00	0,0E+00	3,4E+03	**1,5E+04**
PITRUFQUEN	0,0E+00	0,0E+00	0,0E+00	0,0E+00	0,0E+00	0,0E+00	0,0E+00	0,0E+00	0,0E+00	1,0E+02	0,0E+00	3,1E+04	0,0E+00	0,0E+00	0,0E+00	**3,1E+04**
RENAICO	0,0E+00	0,0E+00	0,0E+00	0,0E+00	0,0E+00	0,0E+00	0,0E+00	0,0E+00	0,0E+00	1,7E+03	0,0E+00	0,0E+00	0,0E+00	0,0E+00	2,3E+03	**4,0E+03**
TEMUCO	0,0E+00	1,4E+03	0,0E+00	5,4E+04	4,5E+02	1,6E+04	0,0E+00	0,0E+00	0,0E+00	5,6E+02	3,4E+03	2,1E+04	0,0E+00	3,3E+03	8,5E+02	**1,0E+05**
VICTORIA	0,0E+00	0,0E+00	0,0E+00	2,5E+04	0,0E+00	0,0E+00	1,4E+03	0,0E+00	0,0E+00	0,0E+00	0,0E+00	0,0E+00	0,0E+00	0,0E+00	0,0E+00	**2,6E+04**
VILCUN	0,0E+00	0,0E+00	2,6E+03	0,0E+00	0,0E+00	0,0E+00	0,0E+00	0,0E+00	0,0E+00	0,0E+00	0,0E+00	0,0E+00	0,0E+00	0,0E+00	0,0E+00	**2,6E+03**
VILLARRICA	0,0E+00	0,0E+00	0,0E+00	0,0E+00	1,1E+00	1,1E+04	0,0E+00	0,0E+00	0,0E+00	5,5E+01	0,0E+00	0,0E+00	0,0E+00	0,0E+00	0,0E+00	**1,1E+04**
TOTAL	**1,7E+05**	**1,4E+03**	**6,4E+05**	**7,9E+04**	**4,5E+02**	**2,8E+04**	**6,6E+03**	**3,0E+06**	**2,3E+04**	**4,8E+04**	**3,4E+03**	**3,1E+05**	**1,1E+03**	**3,3E+03**	**7,6E+05**	**5,0E+06**

Tabla A.2.14. Consumos de combustibles. Sector industrial X Región. Unidades Energéticas. (Fuente: Elaboración Propia a partir de información D.S. N°138/MINSAL, año 2013)

CIUDAD	COMBUSTIBLE (Gcal/año)											
	ASERRIN	BIOMASA COMBUSTIBLE	CARBON BITUMINOSO	GAS DE CANERIA	GAS LICUADO	LEÑA	DIESEL	PETROLEO 5	PETROLEO 6	PROPANO	VIRUTAS	TOTAL
ANCUD	0,0E+00	0,0E+00	0,0E+00	0,0E+00	0,0E+00	0,0E+00	0,0E+00	0,0E+00	1,1E+05	0,0E+00	0,0E+00	**1,1E+05**
CALBUCO	0,0E+00	0,0E+00	2,0E+05	0,0E+00	2,3E+02	0,0E+00	4,1E+03	0,0E+00	3,9E+04	0,0E+00	0,0E+00	**2,4E+05**
CASTRO	0,0E+00	0,0E+00	4,7E+04	0,0E+00	0,0E+00	0,0E+00	3,9E+02	0,0E+00	2,0E+04	0,0E+00	0,0E+00	**6,7E+04**
CHONCHI	0,0E+00	0,0E+00	0,0E+00	0,0E+00	0,0E+00	0,0E+00	0,0E+00	3,7E+03	0,0E+00	0,0E+00	0,0E+00	**3,7E+03**
DALCAHUE	0,0E+00	0,0E+00	0,0E+00	0,0E+00	0,0E+00	8,5E+03	0,0E+00	2,3E+04	0,0E+00	1,2E+02	0,0E+00	**3,2E+04**
LLANQUIHUE	0,0E+00	7,9E+03	0,0E+00	0,0E+00	0,0E+00	8,2E+01	0,0E+00	0,0E+00	0,0E+00	0,0E+00	0,0E+00	**8,0E+03**
OSORNO	5,8E+04	0,0E+00	1,2E+05	0,0E+00	5,8E+03	1,7E+04	1,8E+03	0,0E+00	0,0E+00	0,0E+00	3,3E+04	**2,4E+05**
PUERTO MONTT	0,0E+00	1,2E+04	1,4E+04	0,0E+00	7,7E+03	9,4E+03	8,6E+02	2,5E+04	9,9E+04	0,0E+00	5,6E+04	**2,2E+05**
PUERTO VARAS	0,0E+00	0,0E+00	0,0E+00	0,0E+00	8,3E+03	0,0E+00	3,3E+02	2,6E+03	0,0E+00	9,7E+02	0,0E+00	**1,2E+04**
PURRANQUE	0,0E+00	0,0E+00	0,0E+00	0,0E+00	0,0E+00	3,4E+04	1,2E+02	0,0E+00	0,0E+00	0,0E+00	0,0E+00	**3,4E+04**
QUELLON	0,0E+00	0,0E+00	0,0E+00	2,2E+00	0,0E+00	0,0E+00	2,7E+03	0,0E+00	1,5E+02	0,0E+00	0,0E+00	**2,8E+03**
TOTAL	**5,8E+04**	**2,0E+04**	**3,8E+05**	**2,2E+00**	**2,2E+04**	**6,9E+04**	**1,0E+04**	**5,4E+04**	**2,7E+05**	**1,1E+03**	**8,9E+04**	**9,7E+05**

Tabla A.2.15. Consumos de combustibles. Sector industrial XIV Región. Unidades Energéticas. (Fuente: Elaboración Propia a partir de información D.S. N°138/MINSAL, año 2013)

CIUDAD	COMBUSTIBLE (Gcal/año)											
	ASERRIN	BIOMASA COMBUSTIBLE	CARBON BITUMINOSO	COMBUSTIBLE SÓL. ALT.	GAS LICUADO	LEÑA	LICOR NEGRO	METANOL	DIESEL	PETROLEO 5	PETROLEO 6	VIRUTAS	TOTAL
LA UNIÓN	0,0E+00	0,0E+00	0,0E+00	0,0E+00	0,0E+00	9,8E+04	0,0E+00	0,0E+00	2,7E+02	1,2E+05	0,0E+00	1,4E+04	**2,3E+05**
LANCO	0,0E+00	0,0E+00	0,0E+00	0,0E+00	0,0E+00	0,0E+00	0,0E+00	0,0E+00	0,0E+00	2,0E+04	0,0E+00	0,0E+00	**2,0E+04**
LOS LAGOS	0,0E+00	0,0E+00	0,0E+00	0,0E+00	1,0E+04	0,0E+00	0,0E+00	0,0E+00	1,1E+02	0,0E+00	3,1E+04	6,2E+04	**1,0E+05**
MARIQUINA	0,0E+00	9,9E+05	0,0E+00	1,2E+05	0,0E+00	0,0E+00	3,5E+06	2,0E+04	2,8E+03	0,0E+00	4,2E+05	0,0E+00	**5,0E+06**
PANGUIPULLI	8,3E+04	1,5E+04	0,0E+00	0,0E+00	1,8E+03	9,6E+03	0,0E+00	0,0E+00	0,0E+00	0,0E+00	0,0E+00	0,0E+00	**1,1E+05**
RIO BUENO	0,0E+00	0,0E+00	0,0E+00	0,0E+00	0,0E+00	2,3E+03	0,0E+00	0,0E+00	0,0E+00	0,0E+00	0,0E+00	0,0E+00	**2,3E+03**
VALDIVIA	0,0E+00	4,1E+05	1,4E+04	0,0E+00	4,9E+03	1,6E+03	0,0E+00	0,0E+00	4,5E+05	0,0E+00	3,1E+03	0,0E+00	**8,8E+05**
TOTAL	**8,3E+04**	**1,4E+06**	**1,4E+04**	**1,2E+05**	**1,7E+04**	**1,1E+05**	**3,5E+06**	**2,0E+04**	**4,5E+05**	**1,4E+05**	**4,5E+05**	**7,6E+04**	**6,4E+06**

Tabla A.2.16. Consumos de combustibles. Sector industrial XI Región. Unidades energéticas.

(Fuente: Elaboración Propia a partir de información D.S. N°138/MINSAL, año 2013)

CIUDAD	COMBUSTIBLE (Gcal/año)					
	GAS LICUADO	LENA	DIESEL	PETROLEO 6	PROPANO	TOTAL
AYSÉN	2,2E+03	0,0E+00	3,7E+03	1,7E+04	0,0E+00	2,3E+04
COYHAIQUE	7,8E+02	5,0E+02	9,9E+02	0,0E+00	7,2E+03	9,5E+03
TOTAL	7,8E+02	5,0E+02	9,9E+02	0,0E+00	7,2E+03	3,2E+04

3. CONSUMOS DE COMBUSTIBLES SECTOR COMERCIAL

Tabla A.2.17. Consumos sector comercial. VIII Región. Unidades energéticas. (Fuente: Elaboración Propia a partir de información D.S. N°138/MINSAL, año 2013)

CIUDAD	COMBUSTIBLE (Gcal/año)									
	ASERRIN	BIOMASA COMBUSTIBLE	CARBON BITUMINOSO	GAS DE CANERIA	GAS LICUADO	GAS NATURAL	KEROSENE	LENA	DIESEL	TOTAL
ARAUCO	0,0E+00	0,0E+00	0,0E+00	0,0E+00	1,2E+03	0,0E+00	0,0E+00	0,0E+00	0,0E+00	**1,2E+03**
CABRERO	0,0E+00	0,0E+00	0,0E+00	0,0E+00	7,9E+01	0,0E+00	0,0E+00	0,0E+00	0,0E+00	**7,9E+01**
CANETE	0,0E+00	0,0E+00	0,0E+00	0,0E+00	2,1E+02	0,0E+00	0,0E+00	0,0E+00	7,9E+01	**2,9E+02**
CHIGUAYANTE	0,0E+00	0,0E+00	0,0E+00	0,0E+00	1,2E+03	0,0E+00	3,8E+02	0,0E+00	7,3E+01	**1,7E+03**
CHILLAN	0,0E+00	0,0E+00	0,0E+00	0,0E+00	6,2E+02	4,0E+03	0,0E+00	0,0E+00	2,7E+02	**4,9E+03**
COELEMU	0,0E+00	0,0E+00	5,4E+02	0,0E+00	0,0E+00	0,0E+00	0,0E+00	0,0E+00	0,0E+00	**5,4E+02**
CONCEPCION	2,1E+00	9,2E+02	2,5E+02	6,6E+02	6,8E+03	2,3E+04	7,3E+01	0,0E+00	5,0E+02	**3,2E+04**
CORONEL	0,0E+00	0,0E+00	0,0E+00	0,0E+00	2,3E+03	0,0E+00	0,0E+00	0,0E+00	3,1E+02	**2,6E+03**
CURANILAHUE	0,0E+00	0,0E+00	0,0E+00	0,0E+00	1,7E+02	1,3E+02	0,0E+00	0,0E+00	0,0E+00	**3,0E+02**
HUALPEN	0,0E+00	0,0E+00	0,0E+00	0,0E+00	0,0E+00	1,5E+03	0,0E+00	0,0E+00	0,0E+00	**1,5E+03**
LAJA	0,0E+00	0,0E+00	2,7E+02	0,0E+00	5,0E+02	0,0E+00	0,0E+00	0,0E+00	0,0E+00	**7,7E+02**
LEBU	0,0E+00	0,0E+00	0,0E+00	0,0E+00	4,2E+02	0,0E+00	0,0E+00	0,0E+00	9,3E+01	**5,1E+02**
LOS ANGELES	0,0E+00	0,0E+00	0,0E+00	4,1E-01	3,0E+03	5,4E+02	0,0E+00	0,0E+00	3,4E+02	**3,9E+03**
LOTA	0,0E+00	0,0E+00	5,4E+02	0,0E+00	4,7E+02	0,0E+00	0,0E+00	0,0E+00	0,0E+00	**1,0E+03**
MULCHEN	0,0E+00	0,0E+00	0,0E+00	0,0E+00	3,0E+02	0,0E+00	0,0E+00	0,0E+00	0,0E+00	**3,0E+02**
NACIMIENTO	0,0E+00	0,0E+00	2,7E+02	0,0E+00	0,0E+00	0,0E+00	0,0E+00	0,0E+00	0,0E+00	**2,7E+02**
PENCO	0,0E+00	0,0E+00	0,0E+00	0,0E+00	0,0E+00	2,8E+02	0,0E+00	0,0E+00	0,0E+00	**2,8E+02**
PINTO	0,0E+00	0,0E+00	0,0E+00	0,0E+00	0,0E+00	0,0E+00	0,0E+00	1,2E+03	3,2E+03	**4,4E+03**
SAN PEDRO DE LA PAZ	1,1E+03	0,0E+00	2,7E+02	0,0E+00	2,6E+03	1,8E+03	3,3E+02	0,0E+00	6,9E+01	**6,2E+03**
TALCAHUANO	0,0E+00	0,0E+00	0,0E+00	0,0E+00	5,3E+02	2,0E+03	0,0E+00	0,0E+00	1,4E+02	**2,7E+03**
TOME	0,0E+00	0,0E+00	2,7E+02	0,0E+00	9,4E+02	3,9E+02	0,0E+00	0,0E+00	0,0E+00	**1,6E+03**
TOTAL	**1,1E+03**	**9,2E+02**	**2,4E+03**	**6,6E+02**	**2,1E+04**	**3,4E+04**	**7,8E+02**	**1,2E+03**	**5,1E+03**	**6,7E+04**

Tabla A.2.18. Consumos sector comercial. IX Región. Unidades energéticas. (Fuente: Elaboración Propia a partir de información D.S. N°138/MINSAL, año 2013)

CIUDAD	COMBUSTIBLE (Gcal/año)														
	ACEITE USADO	ASERRIN	BIOMASA COMBUSTIBLE	CARBON BITUMINOSO	COMBUSTIBLE SÓL. ALTER.	GAS DE CAÑERIA	GAS LICUADO	KEROSENE	LEÑA	DIESEL	PETROLEO 5	PROPANO	PROPANO DILUIDO	VIRUTAS	TOTAL
ANGOL	0,0E+00	0,0E+00	0,0E+00	2,7E+02	0,0E+00	0,0E+00	5,1E+02	0,0E+00	5,2E+02	0,0E+00	0,0E+00	0,0E+00	0,0E+00	0,0E+00	1,5E+03
COLLIPULLI	0,0E+00	0,0E+00	0,0E+00	0,0E+00	0,0E+00	0,0E+00	1,7E+02	0,0E+00	0,0E+00	1,9E+02	0,0E+00	0,0E+00	0,0E+00	0,0E+00	3,6E+02
CUNCO	0,0E+00	0,0E+00	0,0E+00	0,0E+00	0,0E+00	0,0E+00	0,0E+00	0,0E+00	0,0E+00	2,7E+01	0,0E+00	0,0E+00	0,0E+00	0,0E+00	2,7E+01
CURACAUTIN	0,0E+00	0,0E+00	0,0E+00	0,0E+00	0,0E+00	0,0E+00	3,2E+02	0,0E+00	2,4E+03	8,2E+01	0,0E+00	0,0E+00	0,0E+00	0,0E+00	2,8E+03
GORBEA	0,0E+00	0,0E+00	0,0E+00	0,0E+00	0,0E+00	0,0E+00	0,0E+00	0,0E+00	8,8E+02	0,0E+00	0,0E+00	0,0E+00	0,0E+00	0,0E+00	8,8E+02
LAUTARO	0,0E+00	0,0E+00	0,0E+00	0,0E+00	0,0E+00	0,0E+00	1,7E+02	0,0E+00	0,0E+00	0,0E+00	0,0E+00	0,0E+00	0,0E+00	9,0E+02	1,1E+03
LONCOCHE	0,0E+00	0,0E+00	0,0E+00	0,0E+00	0,0E+00	0,0E+00	4,5E+02	0,0E+00	0,0E+00	0,0E+00	0,0E+00	0,0E+00	0,0E+00	0,0E+00	4,5E+02
NUEVA IMPERIAL	3,4E+03	0,0E+00	0,0E+00	0,0E+00	0,0E+00	0,0E+00	1,9E+02	0,0E+00	4,7E+01	2,6E+01	0,0E+00	0,0E+00	0,0E+00	0,0E+00	4,1E+03
PADRE LAS CASAS	0,0E+00	0,0E+00	0,0E+00	0,0E+00	0,0E+00	0,0E+00	0,0E+00	0,0E+00	9,0E+02	1,0E+02	0,0E+00	0,0E+00	0,0E+00	0,0E+00	1,3E+03
PITRUFQUEN	0,0E+00	0,0E+00	0,0E+00	0,0E+00	0,0E+00	0,0E+00	0,0E+00	0,0E+00	0,0E+00	5,1E+02	0,0E+00	0,0E+00	0,0E+00	0,0E+00	5,1E+02
PUCON	0,0E+00	1,8E+04	0,0E+00	0,0E+00	0,0E+00	4,2E+02	2,8E+04	0,0E+00	2,2E+03	1,9E+03	0,0E+00	0,0E+00	0,0E+00	6,2E+02	5,2E+04
TEMUCO	0,0E+00	8,5E+03	1,4E+03	9,7E+01	4,0E+02	6,2E+02	9,6E+04	0,0E+00	1,1E+04	1,1E+04	2,1E+02	4,6E+02	2,3E+04	3,7E+02	1,5E+05
TRAIGUEN	0,0E+00	0,0E+00	2,8E+02	0,0E+00	0,0E+00	0,0E+00	1,7E+02	0,0E+00	0,0E+00	0,0E+00	0,0E+00	0,0E+00	0,0E+00	0,0E+00	4,5E+02
VICTORIA	0,0E+00	0,0E+00	0,0E+00	0,0E+00	0,0E+00	0,0E+00	2,0E+02	0,0E+00	4,6E+02	2,7E+01	0,0E+00	0,0E+00	0,0E+00	0,0E+00	6,9E+02
VILCUN	0,0E+00	0,0E+00	0,0E+00	0,0E+00	0,0E+00	0,0E+00	0,0E+00	1,9E+00	0,0E+00	0,0E+00	0,0E+00	0,0E+00	0,0E+00	0,0E+00	1,9E+00
VILLARRICA	0,0E+00	0,0E+00	0,0E+00	8,4E+01	0,0E+00	0,0E+00	7,5E+02	0,0E+00	2,0E+03	1,5E+03	0,0E+00	0,0E+00	0,0E+00	3,5E+03	7,9E+03
TOTAL	3,4E+03	2,7E+04	1,7E+03	4,5E+02	4,0E+02	1,0E+03	1,3E+05	1,9E+00	2,1E+04	1,5E+04	2,1E+02	4,6E+02	2,3E+04	5,4E+03	2,3E+05

Tabla A.2.19. Consumos sector comercial. X Región. Unidades energéticas. (Fuente: Elaboración Propia a partir de información D.S. N°138/MINSAL, año 2013)

CIUDAD	COMBUSTIBLE (Gcal/año)									
	ASERRIN	BIOMASA COMBUSTIBLE	GAS DE CANERIA	GAS LICUADO	KEROSENE	LENA	DIESEL	PETROLEO 5	PETROLEO 6	TOTAL
ANCUD	0,0E+00	0,0E+00	0,0E+00	0,0E+00	0,0E+00	0,0E+00	2,6E+02	0,0E+00	0,0E+00	**2,6E+02**
CASTRO	0,0E+00	2,8E+03	0,0E+00	0,0E+00	0,0E+00	0,0E+00	1,4E+02	1,8E+02	0,0E+00	**3,1E+03**
FRUTILLAR	0,0E+00	0,0E+00	0,0E+00	0,0E+00	0,0E+00	0,0E+00	7,1E+01	0,0E+00	0,0E+00	**7,1E+01**
LLANQUIHUE	0,0E+00	0,0E+00	0,0E+00	0,0E+00	0,0E+00	0,0E+00	8,9E+01	0,0E+00	0,0E+00	**8,9E+01**
OSORNO	6,6E+03	0,0E+00	0,0E+00	5,0E+03	0,0E+00	4,7E+03	8,7E+02	0,0E+00	0,0E+00	**1,7E+04**
PUERTO MONTT	0,0E+00	0,0E+00	1,3E+00	1,1E+04	4,0E+02	0,0E+00	3,1E+03	0,0E+00	4,0E+02	**1,4E+04**
PUERTO VARAS	0,0E+00	1,1E+03	0,0E+00	7,7E+02	0,0E+00	0,0E+00	5,4E+02	0,0E+00	0,0E+00	**2,4E+03**
QUELLON	0,0E+00	0,0E+00	0,0E+00	0,0E+00	0,0E+00	0,0E+00	6,0E+02	0,0E+00	0,0E+00	**6,0E+02**
TOTAL	**6,6E+03**	**3,8E+03**	**1,3E+00**	**1,6E+04**	**4,0E+02**	**4,7E+03**	**5,7E+03**	**1,8E+02**	**4,0E+02**	**3,8E+04**

Tabla A.2.20. Consumos sector comercial. XIV Región. Unidades energéticas. (Fuente: Elaboración Propia a partir de información D.S. N°138/MINSAL, año 2013)

CIUDAD	COMBUSTIBLE (Gcal/año)								
	BUTANO	CARBON BITUMINOSO	GAS LICUADO	LENA	DIESEL	PETROLEO 5	PROPANO	VIRUTAS	TOTAL
FUTRONO	0,0E+00	0,0E+00	3,9E+03	0,0E+00	1,2E+00	2,6E+01	0,0E+00	0,0E+00	**3,9E+03**
LA UNION	0,0E+00	0,0E+00	3,3E+02	1,1E+03	1,1E+02	0,0E+00	0,0E+00	0,0E+00	**1,5E+03**
LANCO	0,0E+00	0,0E+00	0,0E+00	3,7E+03	0,0E+00	0,0E+00	0,0E+00	0,0E+00	**3,7E+03**
PAILLACO	0,0E+00	0,0E+00	0,0E+00	1,9E+01	1,5E+02	0,0E+00	0,0E+00	0,0E+00	**1,7E+02**
PANGUIPULLI	0,0E+00	0,0E+00	0,0E+00	8,2E+03	0,0E+00	0,0E+00	0,0E+00	1,4E+03	**9,6E+03**
RIO BUENO	0,0E+00	0,0E+00	0,0E+00	0,0E+00	6,4E+01	0,0E+00	0,0E+00	0,0E+00	**6,4E+01**
VALDIVIA	5,7E+03	6,2E+03	2,1E+04	1,1E+04	6,1E+03	0,0E+00	1,1E+04	0,0E+00	**6,0E+04**
TOTAL	**5,7E+03**	**6,2E+03**	**2,5E+04**	**2,4E+04**	**6,4E+03**	**2,6E+01**	**1,1E+04**	**1,4E+03**	**7,9E+04**

Tabla A.2.21. Consumos sector comercial. XI Región. Unidades energéticas. (Fuente: Elaboración Propia a partir de información D.S. N°138/MINSAL, año 2013)

CIUDAD	COMBUSTIBLE (Gcal/año)				
	GAS LICUADO	KEROSENE	LENA	DIESEL	TOTAL
AYSÉN	0,0E+00	0,0E+00	0,0E+00	9,4E+02	**9,4E+02**
COYHAIQUE	1,3E+03	7,6E+01	4,5E+03	6,2E+03	**1,2E+04**
TOTAL	**1,3E+03**	**7,6E+01**	**4,5E+03**	**7,2E+03**	**1,3E+04**

4. CONSUMOS FISCALES

Tabla A.2.22. Consumos sector fiscal. VIII Región. Unidades energéticas. (Fuente: Elaboración Propia a partir de información D.S. N°138/MINSAL, año 2013)

CIUDAD	COMBUSTIBLE (Gcal/año)								
	ASERRIN	CARBON BITUMINOSO	GAS DE CAÑERIA	GAS LICUADO	GAS NATURAL	LEÑA	DIESEL	PETROLEO 6	TOTAL
ARAUCO	2,0E+03	0,0E+00	0,0E+00	0,0E+00	0,0E+00	0,0E+00	0,0E+00	0,0E+00	**2,0E+03**
BULNES	0,0E+00	0,0E+00	0,0E+00	8,9E+02	0,0E+00	0,0E+00	0,0E+00	0,0E+00	**8,9E+02**
CANETE	1,2E+03	0,0E+00	0,0E+00	0,0E+00	0,0E+00	0,0E+00	1,2E+03	0,0E+00	**2,4E+03**
CHILLAN	0,0E+00	0,0E+00	0,0E+00	0,0E+00	1,0E+04	0,0E+00	2,1E+02	0,0E+00	**1,0E+04**
COELEMU	0,0E+00	0,0E+00	0,0E+00	5,8E+02	0,0E+00	0,0E+00	0,0E+00	0,0E+00	**5,8E+02**
CONCEPCION	3,0E+03	5,3E+03	6,9E-02	0,0E+00	8,4E+03	0,0E+00	0,0E+00	5,6E+01	**1,7E+04**
CORONEL	0,0E+00	0,0E+00	0,0E+00	0,0E+00	0,0E+00	0,0E+00	1,5E+03	0,0E+00	**1,5E+03**
CURANILAHUE	0,0E+00	0,0E+00	0,0E+00	0,0E+00	0,0E+00	0,0E+00	1,6E+03	0,0E+00	**1,6E+03**
LAJA	9,8E+02	0,0E+00	0,0E+00	0,0E+00	0,0E+00	0,0E+00	0,0E+00	0,0E+00	**9,8E+02**
LEBU	1,0E+02	2,2E+03	0,0E+00	0,0E+00	0,0E+00	0,0E+00	1,3E+01	0,0E+00	**2,3E+03**
LOS ANGELES	0,0E+00	0,0E+00	0,0E+00	0,0E+00	1,1E+04	0,0E+00	0,0E+00	0,0E+00	**1,1E+04**
LOTA	0,0E+00	1,6E+02	0,0E+00	0,0E+00	0,0E+00	0,0E+00	1,0E+03	0,0E+00	**1,2E+03**
MULCHEN	0,0E+00	0,0E+00	0,0E+00	0,0E+00	0,0E+00	1,5E+03	0,0E+00	0,0E+00	**1,5E+03**
NACIMIENTO	0,0E+00	0,0E+00	0,0E+00	0,0E+00	0,0E+00	1,8E+03	0,0E+00	0,0E+00	**1,8E+03**
PENCO	1,3E+03	0,0E+00	0,0E+00	7,9E+01	0,0E+00	0,0E+00	0,0E+00	0,0E+00	**1,4E+03**
QUIRIHUE	0,0E+00	0,0E+00	1,4E+00	9,6E-01	0,0E+00	0,0E+00	0,0E+00	0,0E+00	**2,4E+00**
SAN CARLOS	0,0E+00	0,0E+00	0,0E+00	8,0E+02	0,0E+00	0,0E+00	0,0E+00	0,0E+00	**8,0E+02**
TALCAHUANO	0,0E+00	0,0E+00	0,0E+00	3,8E+02	9,9E+03	0,0E+00	0,0E+00	0,0E+00	**1,0E+04**
TOME	0,0E+00	1,9E+03	0,0E+00	2,5E+02	0,0E+00	0,0E+00	0,0E+00	0,0E+00	**2,2E+03**
TUCAPEL	9,2E+02	0,0E+00	0,0E+00	0,0E+00	0,0E+00	0,0E+00	0,0E+00	0,0E+00	**9,2E+02**
YUMBEL	0,0E+00	0,0E+00	0,0E+00	0,0E+00	0,0E+00	1,6E+03	0,0E+00	0,0E+00	**1,6E+03**
YUNGAY	0,0E+00	0,0E+00	0,0E+00	3,8E+02	0,0E+00	0,0E+00	0,0E+00	0,0E+00	**3,8E+02**
TOTAL	**9,5E+03**	**9,6E+03**	**1,5E+00**	**3,4E+03**	**3,9E+04**	**4,9E+03**	**5,6E+03**	**5,6E+01**	**7,2E+04**

Tabla A.2.23. Consumos sector fiscal. IX Región. Unidades energéticas. (Fuente: Elaboración Propia a partir de información D.S. N°138/MINSAL, año 2013)

CIUDAD	COMBUSTIBLE (Gcal/año)					
	GAS LICUADO	LENA	DIESEL	PETROLEO 5	PETROLEO 6	TOTAL
ANGOL	2,2E+02	0,0E+00	0,0E+00	0,0E+00	2,4E+03	**2,6E+03**
CARAHUE	5,9E+02	0,0E+00	0,0E+00	0,0E+00	0,0E+00	**5,9E+02**
COLLIPULLI	3,8E+01	7,2E+02	7,6E+01	0,0E+00	0,0E+00	**8,3E+02**
CUNCO	5,0E+02	0,0E+00	0,0E+00	0,0E+00	0,0E+00	**5,0E+02**
GORBEA	5,7E+02	0,0E+00	0,0E+00	0,0E+00	0,0E+00	**5,7E+02**
LAUTARO	1,6E+03	0,0E+00	0,0E+00	0,0E+00	0,0E+00	**1,6E+03**
LONCOCHE	9,0E+02	0,0E+00	0,0E+00	0,0E+00	0,0E+00	**9,0E+02**
PADRE LAS CASAS	0,0E+00	0,0E+00	1,6E+02	0,0E+00	0,0E+00	**1,6E+02**
PITRUFQUEN	5,5E+02	3,8E+02	0,0E+00	0,0E+00	0,0E+00	**9,3E+02**
PUCON	9,7E+01	0,0E+00	0,0E+00	0,0E+00	0,0E+00	**9,7E+01**
PUREN	5,3E+01	1,7E+03	0,0E+00	0,0E+00	0,0E+00	**1,8E+03**
TEMUCO	1,1E+03	0,0E+00	6,5E+02	0,0E+00	0,0E+00	**1,7E+03**
TRAIGUEN	0,0E+00	2,0E+03	0,0E+00	0,0E+00	0,0E+00	**2,0E+03**
VICTORIA	8,0E+01	0,0E+00	1,3E+02	2,8E+03	0,0E+00	**3,0E+03**
VILCUN	3,3E+02	0,0E+00	0,0E+00	0,0E+00	0,0E+00	**3,3E+02**
VILLARRICA	1,7E+03	0,0E+00	6,9E+01	0,0E+00	0,0E+00	**1,8E+03**
TOTAL	**8,3E+03**	**4,8E+03**	**1,1E+03**	**2,8E+03**	**2,4E+03**	1,9E+04

Tabla A.2.24. Consumos sector fiscal. X Región. Unidades energéticas. (Fuente: Elaboración Propia a partir de información D.S. N°138/MINSAL, año 2013)

CIUDAD	COMBUSTIBLE (Gcal/año)	
	DIESEL	TOTAL
CASTRO	9,7E+02	**9,7E+02**
OSORNO	9,8E+01	**9,8E+01**
PUERTO MONTT	2,1E+03	**2,1E+03**
TOTAL	**3,2E+03**	**3,2E+03**

Tabla A.2.25. Consumos sector fiscal. XIV Región. Unidades energéticas. (Fuente: Elaboración Propia a partir de información D.S. N°138/MINSAL, año 2013)

CIUDAD	COMBUSTIBLE (Gcal/año)						
	CARBON BITUMINOSO	PETCOKE	GAS LICUADO	LEÑA	DIESEL	PETROLEO 6	TOTAL
FUTRONO	0,0E+00	0,0E+00	0,0E+00	1,9E+01	1,1E+02	0,0E+00	**1,3E+02**
LA UNION	0,0E+00	0,0E+00	0,0E+00	2,3E+02	0,0E+00	0,0E+00	**2,3E+02**
MARIQUINA	0,0E+00	0,0E+00	0,0E+00	3,9E+02	0,0E+00	0,0E+00	**3,9E+02**
PAILLACO	1,4E+03	0,0E+00	0,0E+00	5,2E+01	3,2E+01	0,0E+00	**1,5E+03**
RIO BUENO	0,0E+00	0,0E+00	0,0E+00	5,5E+01	4,0E+02	0,0E+00	**4,5E+02**
VALDIVIA	7,2E+03	9,2E+03	1,7E+02	4,5E+02	4,7E+03	2,5E+02	**2,2E+04**
TOTAL	**8,6E+03**	**9,2E+03**	**1,7E+02**	**1,2E+03**	**5,3E+03**	**2,5E+02**	**2,5E+04**

Tabla A.2.26. Consumos sector fiscal. XI Región. Unidades energéticas. (Fuente: Elaboración Propia a partir de información D.S. N°138/MINSAL, año 2013)

CIUDAD	COMBUSTIBLE (Gcal/año)					
	CARBON BITUMINOSO	GAS LICUADO	KEROSENE	LEÑA	DIESEL	TOTAL
AYSÉN	0,0E+00	0,0E+00	1,3E+02	4,8E+02	3,0E+02	**9,2E+02**
COYHAIQUE	2,7E+02	5,5E+02	7,5E+01	2,9E+03	2,7E+03	**6,5E+03**
TOTAL	**2,7E+02**	**5,5E+02**	**2,1E+02**	**3,4E+03**	**3,0E+03**	**7,4E+03**

5. CONSUMOS EN GENERACIÓN ELÉCTRICA

Tabla A.2.27. Consumos sector generación eléctrica. VIII Región. Unidades energéticas. (Fuente: Elaboración Propia a partir de información D.S. N°138/MINSAL, año 2013)

CIUDAD	COMBUSTIBLE (Gcal/año)										
	BIOMASA COMBUSTIBLE	CARBON BITUMINOSO	PETCOKE	GAS LICUADO	GAS NATURAL	DIESEL	PETROLEO 5	PETROLEO 6	PROPANO	VIRUTAS	TOTAL
ANTUCO	0,0E+00	0,0E+00	0,0E+00	0,0E+00	0,0E+00	8,6E+00	0,0E+00	0,0E+00	0,0E+00	0,0E+00	**8,6E+00**
ARAUCO	0,0E+00	0,0E+00	0,0E+00	0,0E+00	0,0E+00	3,6E+03	0,0E+00	0,0E+00	0,0E+00	0,0E+00	**3,6E+03**
CABRERO	1,6E+06	0,0E+00	0,0E+00	0,0E+00	2,0E+04	2,0E+05	0,0E+00	0,0E+00	0,0E+00	3,9E+05	**2,2E+06**
CAÑETE	0,0E+00	0,0E+00	0,0E+00	0,0E+00	0,0E+00	1,1E+04	0,0E+00	0,0E+00	0,0E+00	0,0E+00	**1,1E+04**
CONTULMO	0,0E+00	0,0E+00	0,0E+00	0,0E+00	0,0E+00	5,8E+01	0,0E+00	0,0E+00	0,0E+00	0,0E+00	**5,8E+01**
CORONEL	7,1E+05	1,4E+07	0,0E+00	9,1E+04	0,0E+00	0,0E+00	3,7E+01	6,6E+04	0,0E+00	0,0E+00	**1,5E+07**
CURANILAHUE	0,0E+00	0,0E+00	0,0E+00	0,0E+00	0,0E+00	4,0E+01	0,0E+00	0,0E+00	0,0E+00	0,0E+00	**4,0E+01**
HUALPEN	0,0E+00	0,0E+00	1,3E+06	0,0E+00	0,0E+00	0,0E+00	0,0E+00	0,0E+00	0,0E+00	0,0E+00	**1,3E+06**
LEBU	0,0E+00	0,0E+00	0,0E+00	0,0E+00	0,0E+00	6,0E+03	0,0E+00	0,0E+00	0,0E+00	0,0E+00	**6,0E+03**
LOS ALAMOS	0,0E+00	0,0E+00	0,0E+00	0,0E+00	0,0E+00	1,9E+02	0,0E+00	0,0E+00	0,0E+00	0,0E+00	**1,9E+02**
LOS ANGELES	0,0E+00	1,7E+05	0,0E+00	0,0E+00	0,0E+00	7,1E+02	0,0E+00	0,0E+00	0,0E+00	0,0E+00	**1,7E+05**
SANTA JUANA	0,0E+00	0,0E+00	0,0E+00	0,0E+00	0,0E+00	4,8E+01	0,0E+00	0,0E+00	0,0E+00	0,0E+00	**4,8E+01**
TALCAHUANO	0,0E+00	0,0E+00	0,0E+00	0,0E+00	4,5E+04	0,0E+00	0,0E+00	0,0E+00	2,7E+04	0,0E+00	**7,1E+04**
TIRUA	0,0E+00	0,0E+00	0,0E+00	0,0E+00	0,0E+00	1,9E+02	0,0E+00	0,0E+00	0,0E+00	0,0E+00	**1,9E+02**
TOTAL	**2,4E+06**	**1,4E+07**	**1,3E+06**	**9,1E+04**	**6,4E+04**	**2,2E+05**	**3,7E+01**	**6,6E+04**	**2,7E+04**	**3,9E+05**	**1,9E+07**

Tabla A.2.28. Consumos sector generación eléctrica. IX Región. Unidades energéticas. (Fuente: Elaboración Propia a partir de información D.S. N°138/MINSAL, año 2013)

CIUDAD	COMBUSTIBLE (Gcal/año)			
	BIOMASA COMBUSTIBLE	DIESEL	PETROLEO 6	TOTAL
COLLIPULLI	8,5E+05	2,7E+03	8,5E+02	**8,6E+05**
CURACAUTIN	0,0E+00	3,9E+03	0,0E+00	**3,9E+03**
LAUTARO	1,3E+06	8,4E+03	0,0E+00	**1,3E+06**
LONQUIMAY	0,0E+00	5,9E+01	0,0E+00	**5,9E+01**
LOS SAUCES	0,0E+00	5,1E+03	0,0E+00	**5,1E+03**
TRAIGUEN	0,0E+00	3,4E+03	0,0E+00	**3,4E+03**
TOTAL	**2,2E+06**	**2,3E+04**	**8,5E+02**	**2,2E+06**

Tabla A.2.29. Consumos sector generación eléctrica. X Región. Unidades energéticas. (Fuente: Elaboración Propia a partir de información D.S. N°138/MINSAL, año 2013)

CIUDAD	COMBUSTIBLE (Gcal/año)	
	DIESEL	TOTAL
CHAITEN	2,1E+03	**2,1E+03**
CHONCHI	8,2E+02	**8,2E+02**
COCHAMO	1,2E+04	**1,2E+04**
FUTALEUFU	5,0E+02	**5,0E+02**
HUALAIHUE	2,2E+04	**2,2E+04**
OSORNO	9,4E+03	**9,4E+03**
PALENA	3,8E+02	**3,8E+02**
PUERTO MONTT	7,1E+04	**7,1E+04**
QUELLON	2,8E+04	**2,8E+04**
QUEMCHI	3,8E+02	**3,8E+02**
TOTAL	**1,5E+05**	**1,5E+05**

Tabla A.2.30. Consumos sector generación eléctrica. XIV Región. Unidades energéticas.

(Fuente: Elaboración Propia a partir de información D.S. N°138/MINSAL, año 2013)

CIUDAD	COMBUSTIBLE (Gcal/año)	
	DIESEL	TOTAL
PANGUIPULLI	1,7E+03	**1,7E+03**
VALDIVIA	5,1E+05	**5,1E+05**
TOTAL	**5,1E+05**	**5,1E+05**

Tabla A.2.31. Consumos sector generación eléctrica. XI Región. Unidades energéticas.

(Fuente: Elaboración Propia a partir de información D.S. N°138/MINSAL, año 2013)

CIUDAD	COMBUSTIBLE (Gcal/año)	
	DIESEL	TOTAL
AYSÉN	4,6E+04	**4,6E+04**
CHILE CHICO	9,5E+03	**9,5E+03**
CISNES	6,9E+02	**6,9E+02**
COCHRANE	1,1E+03	**1,1E+03**
COYHAIQUE	5,2E+04	**5,2E+04**
LAGO VERDE	5,9E+01	**5,9E+01**
RIO IBAÑEZ	9,6E+00	**9,6E+00**
TOTAL	**1,1E+05**	**1,1E+05**

6. GASTOS EN COMBUSTIBLES

Tabla A. 2.32. Gastos en combustibles por ciudad y sector económico. VIII Región. (Elaboración Propia)

CIUDAD	GASTOS (MM USD/AÑO)					
	RESIDENCIAL	INDUSTRIAL	GENERACIÓN ELÉCTRICA	COMERCIAL	FISCAL	TOTAL
CONCEPCIÓN	37,2	0,1	0,0	5,4	1,6	**44,2**
CORONEL	23,5	40,2	228,5	0,4	0,2	**292,8**
CHIGUAYANTE	19,9	0,0	0,0	0,3	0,0	**20,1**
HUALQUI	5,4	0,0	0,0	0,0	0,0	**5,4**
LOTA	14,6	4,5	0,0	0,1	0,1	**19,2**
PENCO	11,2	14,7	0,0	0,0	0,1	**25,9**
SAN PEDRO DE LA PAZ	22,9	15,0	0,0	0,9	0,0	**38,8**
SANTA JUANA	2,2	0,0	0,0	0,0	0,0	**2,2**
TALCAHUANO	38,9	23,0	8,6	0,5	1,8	**72,7**
TOMÉ	17,4	0,4	0,0	0,2	0,1	**18,1**
HUALPÉN	18,6	0,1	18,4	0,3	0,0	**37,4**
LEBU	9,5	0,0	0,5	0,1	0,0	**10,2**
ARAUCO	6,6	73,2	0,3	0,2	0,1	**80,3**
CAÑETE	6,9	0,6	1,0	0,0	0,2	**8,7**
CURANILAHUE	8,4	6,1	0,0	0,0	0,2	**14,7**
LOS ÁLAMOS	6,0	0,0	0,0	0,0	0,0	**6,0**
LOS ÁNGELES	36,6	15,7	0,1	0,7	1,8	**54,8**
CABRERO	5,6	15,5	68,4	0,0	0,0	**89,5**
LAJA	4,7	37,3	0,0	0,1	0,0	**42,1**
MULCHÉN	7,3	21,3	0,0	0,1	0,0	**28,8**
NACIMIENTO	5,4	38,8	0,0	0,0	0,1	**44,3**
NEGRETE	2,0	0,7	0,0	0,0	0,0	**2,7**
QUILLECO	1,7	0,7	0,0	0,0	0,0	**2,4**
SANTA BÁRBARA	2,5	0,0	0,0	0,0	0,0	**2,5**
TUCAPEL	3,3	0,6	0,0	0,0	0,0	**4,0**
YUMBEL	3,7	0,0	0,0	0,0	0,0	**3,7**
CHILLÁN	45,2	0,6	0,0	0,8	1,7	**48,4**
BULNES	3,4	0,3	0,0	0,0	0,2	**3,9**
COELEMU	3,3	5,7	0,0	0,0	0,1	**9,0**
COIHUECO	2,9	0,0	0,0	0,0	0,0	**2,9**
CHILLÁN VIEJO	6,5	3,0	0,0	0,0	0,0	**9,5**
PINTO	2,0	0,0	0,0	0,4	0,0	**2,4**
QUILLÓN	3,4	0,2	0,0	0,0	0,0	**3,6**
QUIRIHUE	3,7	0,0	0,0	0,0	0,0	**3,7**
SAN CARLOS	8,2	5,1	0,0	0,0	0,2	**13,5**
YUNGAY	4,5	0,1	0,0	0,0	0,1	**4,7**
TOTAL	**405,3**	**323,2**	**325,7**	**10,5**	**8,5**	**1073,2**

Tabla A. 2.33. Gastos en combustibles por ciudad y sector económico. IX Región. (Elaboración Propia)

CIUDAD	GASTOS (MM USD/AÑO)					
	RESIDENCIAL	INDUSTRIAL	GENERACIÓN ELÉCTRICA	COMERCIAL	FISCAL	TOTAL
TEMUCO	65,7	5,0	0,0	24,5	0,3	**95,4**
CARAHUE	3,1	0,0	0,0	0,0	0,1	**3,2**
CUNCO	3,7	0,0	0,0	0,0	0,1	**3,8**
GORBEA	3,2	0,0	0,0	0,0	0,1	**3,3**
LAUTARO	9,2	29,5	32,4	0,1	0,3	**71,5**
LONCOCHE	5,9	3,2	0,0	0,1	0,2	**9,4**
NUEVA IMPERIAL	4,7	0,6	0,0	0,0	0,0	**5,3**
PADRE LAS CASAS	10,2	0,6	0,0	0,0	0,0	**10,9**
PITRUFQUÉN	6,0	1,9	0,0	0,1	0,1	**8,0**
PUCÓN	9,8	0,0	0,0	6,2	0,0	**16,0**
TEODORO SCHMIDT	2,1	0,0	0,0	0,0	0,0	**2,1**
VILCÚN	3,2	0,1	0,0	0,0	0,1	**3,3**
VILLARRICA	7,5	1,7	0,0	0,5	0,3	**10,0**
ANGOL	17,8	7,4	0,0	0,1	1,1	**26,5**
COLLIPULLI	6,7	15,7	20,6	0,1	0,0	**43,1**
CURACUATÍN	7,1	0,0	0,3	0,1	0,0	**7,6**
LUMACO	2,0	0,0	0,0	0,0	0,0	**2,0**
PURÉN	3,4	0,0	0,0	0,0	0,1	**3,5**
RENAICO	2,6	0,2	0,0	0,0	0,0	**2,8**
TRAIGUÉN	5,5	0,0	0,3	0,0	0,1	**5,9**
VICTORIA	9,6	0,4	0,0	0,1	0,0	**10,0**
TOTAL	**188,9**	**66,2**	**53,7**	**31,9**	**2,8**	**343,5**

Tabla A. 2.34. Gastos en combustibles por ciudad y sector económico. X Región. (Elaboración Propia)

CIUDAD	GASTOS (MM USD/AÑO)					
	RESIDENCIAL	INDUSTRIAL	GENERACIÓN ELÉCTRICA	COMERCIAL	FISCAL	TOTAL
PUERTO MONTT	**73,9**	**10,8**	6,2	2,4	0,2	**93,5**
CALBUCO	**7,8**	**5,4**	0,0	0,0	0,0	**13,2**
FRUTILLAR	**3,9**	**0,0**	0,0	0,0	0,0	**3,9**
LOS MUERMOS	**3,0**	**0,0**	0,0	0,0	0,0	**3,0**
LLANQUIHUE	**6,0**	**0,2**	0,0	0,0	0,0	**6,2**
MAULLÍN	**3,7**	**0,0**	0,0	0,0	0,0	**3,7**
PUERTO VARAS	**10,8**	**1,5**	0,0	0,2	0,0	**12,6**
CASTRO	**14,9**	**1,9**	0,0	0,1	0,1	**17,0**
ANCUD	**8,1**	**6,5**	0,0	0,0	0,0	**14,6**
CHONCHI	**2,1**	**0,2**	0,1	0,0	0,0	**2,4**
DALCAHUE	**2,5**	**1,6**	0,0	0,0	0,0	**4,1**
QUELLÓN	**13,4**	**0,2**	2,4	0,1	0,0	**16,1**
OSORNO	**47,1**	**5,4**	0,8	1,4	0,0	**54,7**
PURRANQUE	**4,4**	**0,8**	**0,0**	**0,0**	**0,0**	**5,2**
TOTAL	**201,4**	**34,5**	**9,5**	**4,2**	**0,3**	**250,0**

Tabla A. 2.35. Gastos en combustibles por ciudad y sector económico. XIV Región. (Elaboración Propia)

CIUDAD	GASTOS (MM USD/AÑO)					
	RESIDENCIAL	INDUSTRIAL	GENERACIÓN ELÉCTRICA	COMERCIAL	FISCAL	TOTAL
VALDIVIA	33,7	66,8	44,5	5,5	0,8	**151,3**
LANCO	3,3	0,0	0,0	0,1	0,0	**3,4**
LOS LAGOS	3,0	3,5	0,0	0,0	0,0	**6,5**
MARIQUINA	2,9	49,4	0,0	0,0	0,0	**52,3**
PAILLACO	2,9	0,0	0,0	0,0	0,0	**2,9**
PANGUIPULLI	5,0	2,8	0,2	0,2	0,0	**8,3**
LA UNIÓN	9,2	11,0	0,0	0,1	0,0	**20,3**
FUTRONO	2,7	0,0	0,0	0,7	0,0	**3,5**
RIO BUENO	7,3	0,1	0,0	0,0	0,0	**7,4**
TOTAL	**70,0**	**133,6**	**44,6**	**6,7**	**0,9**	**255,8**

Tabla A. 2.36. Gastos en combustibles por ciudad y sector económico. XI Región. (Elaboración Propia)

CIUDAD	GASTOS (MM USD/AÑO)					
	RESIDENCIAL	INDUSTRIAL	GENERACIÓN ELÉCTRICA	COMERCIAL	FISCAL	TOTAL
COYHAIQUE	25,8	0,2	4,6	1,0	0,5	**32,1**
AYSÉN	10,5	1,7	4,0	0,1	0,1	**16,4**
TOTAL	**36,3**	**1,9**	**8,6**	**1,1**	**0,5**	**48,5**

ANEXO 3. SISTEMAS DE ABASTECIMIENTO PRIMARIO DE GAS NATURAL

A continuación se describen los sistemas de abastecimiento primario de gas natural a toda el área del estudio. Se detallan las inversiones, costos de operación y antecedentes técnicos para las distintas alternativas incluyendo:

i) Transporte de gas natural por gasoductos
ii) Transporte de GNL en camiones cisterna desde GNL Quintero hasta Pemuco
iii) Buques metaneros desde GNL Quintero
iv) Floating Storage & Regasification Unit (FSRU)
v) Instalaciones del Terminal de GNL Quintero, relevantes para viabilizar las distintas alternativas evaluadas.

I. GASODUCTO PARA TRANSPORTAR GAS NATURAL A LA VIII REGIÓN

1. ANTECEDENTES GENERALES

Este gasoducto permitiría transportar gas natural hacia la VIII Región, maximizando aprovechamiento de la infraestructura existente, viabilizando la construcción de Centrales de Ciclo Combinado al sur de la VI Región, junto con abastecer los consumos de gas entre las VI y IX Región.

Este proyecto aprovecharía capacidad del terminal de GNL Quintero y transporte de gas natural hacia la Región Metropolitana a través del gasoducto existente de Electrogas. En este mismo Anexo (punto 5) se describen las instalaciones del terminal de GNL Quintero relevantes para llegar con el gas natural hasta la cabecera del gasoducto. Considera construir un gasoducto entre la Región Metropolitana y la VIII Región que conecte la estación de compresión Los Ratones, del gasoducto de Electrogas, con el gasoducto de propiedad de Gasoducto del Pacífico, en la localidad de Pinto.

Un proyecto de gasoducto entre la Región Metropolitana y Pinto (en adelante Gasoducto Valle Central ó GVC) se comenzó a estudiar a mitad de los años 90, para transportar gas natural desde la cuenca de Neuquén hacia la Región Metropolitana. En 2007 – 2009, en un

trabajo conjunto entre Enap[72] y Sonacol, se analizó la factibilidad técnico económica de la construcción del Gasoducto Valle Central, para abastecer con gas natural proveniente de la planta regasificadora de GNL Quintero la Zona Centro Sur incluyendo la VIII Región.

2. DESCRIPCIÓN DEL PROYECTO

El proyecto contempla interconectar los gasoductos existentes de Electrogas, en el sector de Chena en la región Metropolitana, y de Gasoducto del Pacífico, en el sector de Pinto en la VIII Región.

Con el objeto de facilitar la obtención de las servidumbres se consideró construir el proyecto, en la medida que ello resultara factible, dentro de la franja de servidumbre del oleoducto que conecta la Refinería de ENAP en la VIII Región, con el terminal de SONACOL en Maipú.

El diseño del gasoducto se ajustó a las condiciones que establece la normativa vigente[73], quedando la mayor parte de la ruta clasificada como "Clase 3", por lo cual debe restringirse la presión de operación a un máximo de 50 barg. Esta condición implica por un lado incrementar el diámetro del gasoducto a 24", y por otra parte instalar hasta 5 estaciones intermedias de compresión, con una potencia total de 36.000 HP, para un caudal de 8 MMsm3/d.

Como alternativa se evaluó un trazado más cerca de la costa que estaría libre de áreas clase 3, lo que permitiría aumentar la presión máxima de operación a 100 barg o más, con lo cual se puede reducir el diámetro a 20". Con una presión inicial de 35 barg en Casablanca y una presión de 37,5 barg a la llegada al Gasoducto del Pacifico en la VIII Región, se requerirían 2 estaciones compresoras con una potencia total de 26.900 HP, para el caudal máximo. Si bien el trazado más cerca de la costa tendría ciertas ventajas de costo, por su menor diámetro y menor número de estaciones intermedias de compresión, para efectos del presente estudio **se seleccionó, el GVC, que corresponde al trazado por la servidumbre del oleoducto,** asumiendo que la obtención de las servidumbres, y por tanto el plazo de

72 Los estudios de Ingeniería, EIA y otros desarrollados, son propiedad de ENAP
73 DS 280/2010 Ministerio de Economía Fomento y Reconstrucción

ejecución del Gasoducto podría ser menor. En la figura siguiente se muestran ambos trazados.

En todo caso cuando se tome la decisión de estudiar la factibilidad del proyecto, será necesario revisar en detalle ambos trazados, a fin de confirmar en detalle cuál es la alternativa técnica, económica y política más conveniente.

En la Figura A.3.1 se muestra el trazado del GVC y la alternativa más cerca de la costa, junto a los gasoductos existentes, con los que se conecta.



Figura A.3.1 Gasoductos entre la V y la VIII Región

Para el diseño del gasoducto se tuvo en cuenta la proyección de la demanda residencial, comercial, fiscal e industrial de las Regiones que son parte del estudio, además de los consumos de la VI Región y consumos para generar energía eléctrica en dos Centrales de Ciclo Combinado. Esta última demanda ingresaría gradualmente con un desfase de 2 años entre ellas, con lo cual el diseño mira la demanda futura máxima, desfasando la instalación

de las estaciones de compresión hasta el año en que sea requerido transportar el gas adicional.

3. INVERSIONES

Las estimaciones de Inversión[74] fueron desarrolladas, en el periodo año 2007 – 2009, para transportar hasta 8 MMm^3/día, y para la ruta que, en lo principal, sigue el trazado del oleoducto ENAP-Sonacol (GVC). El trazado tiene una longitud estimada de 430 Km y 24" de diámetro.

Dado que el año 2008 se alcanzó el precio record del acero en el mundo [75], muy por sobre el nivel actual, lo más probable es que una inversión estimada en el período 2007-2009, esté sobredimensionada respecto de costos actuales. Sobre esa base, se decidió mantener la inversión estimada de 397,2 MMUSD en el gasoducto más 51,9 MMUSD en las estaciones de compresión, por estimarla conservadora.

En la Tabla a continuación se muestra un desglose de la inversión.

Tabla A.3.2. Inversiones Gasoducto Valle Central

	2017	2018	2019	2020	2021	2022
Administración y Estudios	7,1	7,1				
Servidumbres	24	24				
Gasoducto	147,8	147,8				
Contingencia	0	39,4				
Compresión San Bernardo	13,5	13,5				
Compresión Molina		4,1	4.0	4,0		
Compresión San Carlos				4,7	4,5	3,6

[74] Desarrolladas por ENAP – SONACOL. Los estudios son de propiedad de ENAP

[75] Ver http://www.tradingeconomics.com/commodity/steel

El monto de la inversión, sin las estaciones de compresión, representa un valor unitario de **924.000 USD/Km**, siendo la principal incertidumbre el costo de las servidumbres, sobre campos fértiles del Valle Central y modificaciones de trazado.

4. COSTOS DE OPERACIÓN

En proyectos de gasoductos, el costo principal es la Inversión, siendo muy poco relevantes los costos de operación.

Los costos de operación, que incluyen operación y mantenimiento del gasoducto y compresores, los seguros y el consumo de gas natural en los compresores, alcanzan a 7,8 MMUSD para la operación entre los años 2019 y 2020, a 9,8 MMUSD entre los años 2021 y 2022 y a 11,7 MMUSD/año desde el año 2023 en adelante.

Los costos de operación antes indicados se han estimado como sigue:

- Operación y Mantenimiento Gasoducto: 1% Inversión, en MMUSD/año
- Operación y Mantenimiento Compresores: 0,5 MMUSD/Año por cada estación de compresión.
- Consumo de Gas Natural en Compresores: 0,5% del gas transportado, por cada estación de compresión.
- Seguros: 0,5% Inversión, en MMUSD/Año.
- Costos Corporativos: 1,5 MMUSD/Año.

Los 7,8 MMUSD correspondientes a los costos de operación y mantenimiento para los años 2019 y 2020 resultan de la suma de las cinco partidas antes enumeradas, esto es (2,96 + 0,5 + 0,91 +1,97 + 1,5) MMUSD

5. PLAZOS DE IMPLEMENTACIÓN

Se estima que el gasoducto se construiría en 30 meses, a partir de Resolución de Calificación Ambiental (RCA) autorizando la construcción del proyecto, considerando que la ingeniería de detalles tendría una duración aproximada de 12 meses y la construcción propiamente tal unos 18 meses.

6. ESTRUCTURA TARIFARIA

El costo unitario, en **US$/MMBTU**, se calculó para la capacidad de transporte estimada, de manera de obtener un Valor Presente de los Flujos Netos de Caja, descontados a la Tasa de Rentabilidad que se defina, igual a cero en un plazo de 20 años. Se considera una tarifa única de transporte cualquiera sea el punto de entrega del gas.

En lo principal se determinaron dos costos por concepto de transporte**: i) Costo Directo,** que corresponde al cálculo unitario considerando solo el flujo transportado por el gasoducto y **ii) Costo Socializado,** que corresponde al cálculo unitario considerando todo el flujo de gas natural abastecido.

Los costos unitarios están calculados para el proyecto puro (sin financiamiento) y parametrizados para distintas tasas entre 7% y 15%.

En Figura A.3.2 a continuación se muestran las tarifas correspondientes al Costo Directo C1, para distintas demandas y tasas.

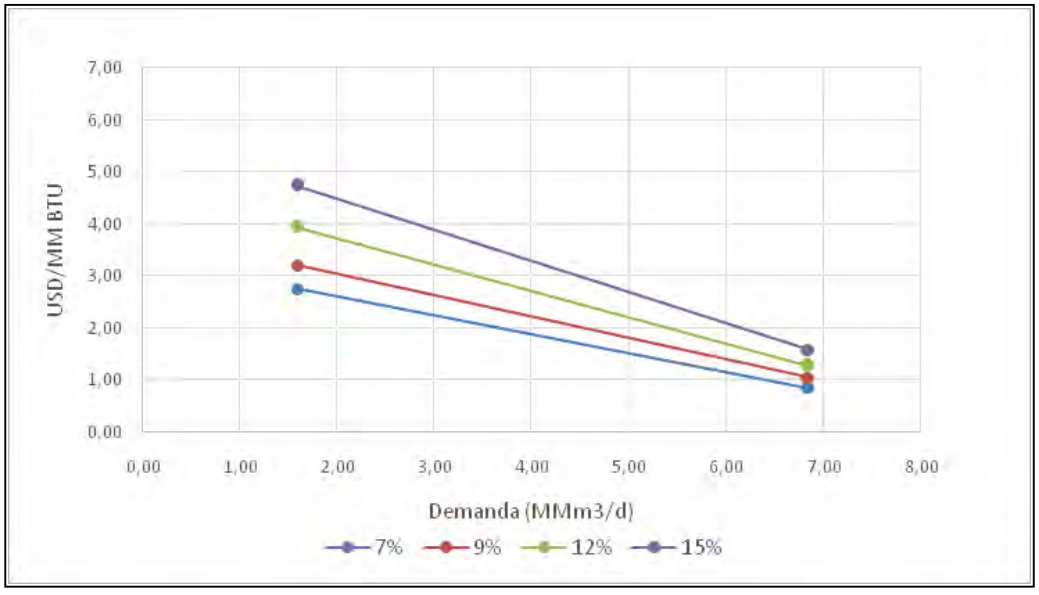


Figura A.3.2. Costo Directo C1. Gasoducto a la VIII Región

Para obtener el costo unitario total, por concepto de logística, para llevar el gas natural a la VIII Región se requiere agregar 1,31 USD/MMBTU, correspondiente a la tarifa del terminal de GNL Quintero más el transporte hasta la Región Metropolitana.

En la Figura A.3.3. a continuación se muestran las tarifas correspondientes al Costo Directo, para distintas demandas y tasas más 1,31 USD/MMBTU, esto es el Costo Directo Total, identificado como **Costo Primario de Distribución.**

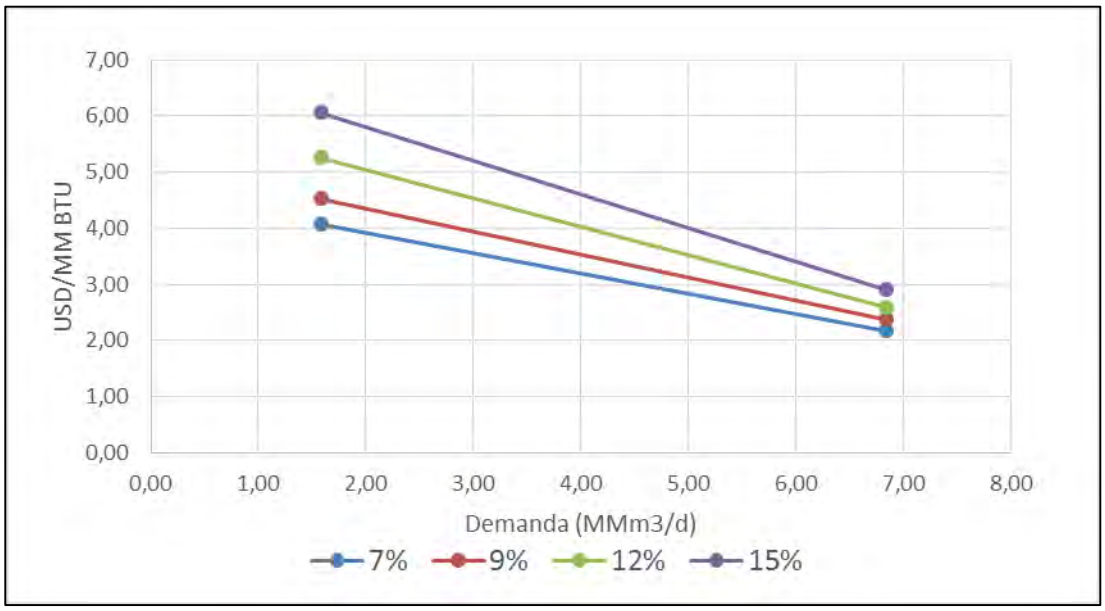


Figura A.3.3. Costo Primario de Distribución. Gasoducto a la VIII Región

Es relevante tener presente que un proyecto como GVC se financiaría con deuda, reduciéndose por tanto la tarifa para obtener la rentabilidad que se fije sobre el capital invertido. Solo a título de referencia, en caso de evaluar el gasoducto en una alternativa de financiamiento con deuda bancaria, suponiendo que pueden obtenerse fondos hasta por un 60% de la inversión, los valores de tarifa requeridos serían bastante menores, representando entre un 60% y un 70% de los obtenidos para el proyecto sin financiamiento que se muestran en la Figura A.3.2.

II. TRANSPORTE DE GNL MEDIANTE CAMIONES CISTERNA DESDE GNL QUINTERO HASTA PEMUCO

1. ANTECEDENTES GENERALES

En la actualidad existen las instalaciones para cargar GNL en camiones cisterna en el Terminal de GNL Quintero y transportarlo hasta Pemuco donde existe una Planta Satélite de Regasificación (PSR) de propiedad de Enap. Dada la demanda proyectada, será necesario construir alguno de los proyectos de distribución primaria que se describen en este Anexo. Como consecuencia de ello, no se requeriría la vaporización de GNL en Pemuco y por tanto se considera factible la utilización de parte de esas instalaciones para recibir camiones cisterna con GNL, almacenarlo y cargar camiones más pequeños para abastecer centros urbanos de la VIII Región, que no están conectados a gasoductos.

2. DESCRIPCIÓN DEL PROYECTO

El proyecto y todas sus instalaciones existe, con excepción de ciertas adecuaciones menores en la planta de Pemuco. La capacidad de las instalaciones de Pemuco permite transportar, recibir y regasificar hasta 1.000 m^3 por día de GNL.

3. INVERSIÓN Y COSTO DE OPERACIÓN

Dado que toda la inversión está realizada, en lo principal las cisternas para transportar el GNL desde Quintero hasta Pemuco y estanques de almacenamiento en Pemuco, se ha optado por considerar sólo un costo de operación unitario que incluye:

- Carga de Cisternas en el Patio de Carga del Terminal de GNL Quintero, igual a 0,35 USD/MMBtu y
- Transporte, por ruta 5 Sur, entre Quintero y Pemuco, igual a 1,30 USD/MMBtu

No se agregó un costo por concepto de descarga de GNL y almacenamiento en Pemuco, entendiendo que éste dependerá de la forma como se estructure el abastecimiento de las

ciudades relevantes. Lo mismo aplica para las cisternas que transporta el GNL. En todo caso es un costo poco significativo que debiera ser inferior a 0,2 USD/MMBtu

4. PLAZO DE IMPLEMENTACIÓN

No es relevante porque sólo se requiere modificaciones menores a instalaciones existentes

III. TRANSPORTE DE GNL EN BUQUES METANEROS DESDE GNL QUINTERO

1. ANTECEDENTES GENERALES

Esta es una tecnología probada, de amplia utilización en Escandinavia, que permite hacer descargas parciales ("*Milkrun"*) en varios puntos, optimizando tiempos de viaje.

En general se considera utilizar, en los puertos de destino, muelles existentes a los que se les incorpora las instalaciones necesarias para descargar los barcos metaneros en forma segura. De esta forma se optimiza la infraestructura portuaria y la inversión, necesaria para descarga del GNL.

El óptimo es diseñar, en base a modelo de optimización de toda la cadena de abastecimiento, los tamaños de buques y el tamaño del almacenamiento en los puntos de destino. Para ello se requiere analizar la cadena de distribución incluyendo: (i) Perfil de demanda y estacionalidad, (ii) Distancia de GNLQ y (iii) Necesidad de Almacenamiento, así como también la necesidad de redundancia y las condiciones geográficas y ambientales. Para este estudio, se hizo una simulación preliminar con el objetivo de determinar tamaño del barco y capacidad de almacenamiento

Para los buques, existe la posibilidad de comprarlos o arrendarlos. Lo más conveniente suele ser arrendarlos, por los menores costos de financiamiento que tienen los armadores.

En la primera etapa del Estudio se consideró, como alternativa para abastecer los consumos de la VIII Región, transportar GNL en Buque Metanero desde GNL Quintero. Como consecuencia de análisis más detallados conducentes a seleccionar un escenario óptimo de abastecimiento, se priorizaron aquellos escenarios que, en principio, tienen mayores posibilidades de ser implementados, en particular dado el efecto en demanda potencial de

gas natural derivado del resultado del proceso de licitación de suministro eléctrico del SIC[76], por lo que se descartó dicha opción.

2. DESCRIPCIÓN DE LOS PROYECTOS EVALUADOS

Se consideraron dos opciones de Cabotaje Marítimo para abastecer las Regiones IX, X, XIV y XI:

- Alternativa de Cabotaje Marítimo 1, con terminales de recepción en Valdivia (Corral), Chiloé (Castro) y Aysén (Puerto Chacabuco).
- Alternativa de Cabotaje Marítimo 2, con un terminal de recepción en Puerto Montt (Calbuco).

Adicionalmente, el escenario B considera un terminal de GNL en la Bahía de Concepción.

Los Barcos Metaneros se cargarán en instalaciones de GNL Quintero. A la fecha, GNL Quintero no tiene una definición respecto de la estructura tarifaria para la carga de barcos metaneros pequeños. Existirían dos opciones: (i) que GNL Quintero preste el servicio de carga de barcos como un servicio complementario al servicio base de regasificación o (ii) que GNL Quintero preste el servicio independiente del servicio base. Para la presente evaluación se optó por incorporar la inversión requerida en el Terminal de GNL Quintero a las inversiones en los terminales de descarga.

En general se considera utilizar, en los puertos de destino, muelles existentes a los que se les incorpora las instalaciones para descargar barcos metaneros. En cada terminal de recepción se requiere instalar: brazos para descarga de GNL sistema detección de gas y sistema contra incendio, modificaciones en la pasarela de acceso al buque y habilitar cabezo con cañerías criogénicas y otros.

El Terminal de descarga considera, además de las instalaciones de descarga, estanque para almacenar GNL y patio de carga de camiones cisterna e iso-contenedores. En todos los casos, el estanque de GNL está diseñado para almacenar 5 días de demanda promedio más el volumen que descargue el barco en cada viaje.

[76]" LICITACIÓN DE SUMINISTRO SIC 2013/03 – 2° LLAMADO" Central El Campesino S.A. (Bulnes, VIII Región)

Para dimensionar el tamaño de barcos y estanques de almacenamiento, se deben considerar limitaciones de atraque, entregas parcializadas de GNL y necesidad de redundancia y respaldo, además de los siguientes parámetros críticos:

- Tiempo de Navegación: se considera velocidades entre 10 – 12 nudos.
- Tiempos de carga y descarga de GNL: 1 día de carga y 1 día de descarga.
- Tiempo de viaje ida y vuelta:
  - Quintero-Concepción-Quintero : 2 días
  - Quintero-Valdivia-Quintero : 3,7 días
  - Quintero-Castro-Puerto Chacabuco-Quintero: 6,9 días
  - Quintero-Puerto Montt: 5 días
- Mantenimiento y reparación en dique seco: 1 – 2 meses cada 2,5 años

3.1. TERMINAL DE RECEPCIÓN EN LA VIII REGIÓN (ESCENARIO B)

DESCRIPCIÓN DEL PROYECTO

En la zona de Concepción existen dos muelles en los cuales podría descargarse GNL desde barcos metaneros: (i) Muelle de ENAP en San Vicente para descarga de crudo y derivados y (ii) Muelle de Penco. La localización debe considerar que, además del muelle, exista espacio para instalar estanque de almacenamiento, PSR y que la descarga de la PSR pueda conectarse al Gasoducto del Pacífico. Se decidió considerar el proyecto en la Bahía de Concepción (Penco), en lo principal, considerando que no existe diferencia significativa de costos y que no existe certeza sobre el redestino de uno de los sitios de atraque del muelle de Enap para descargar GNL.

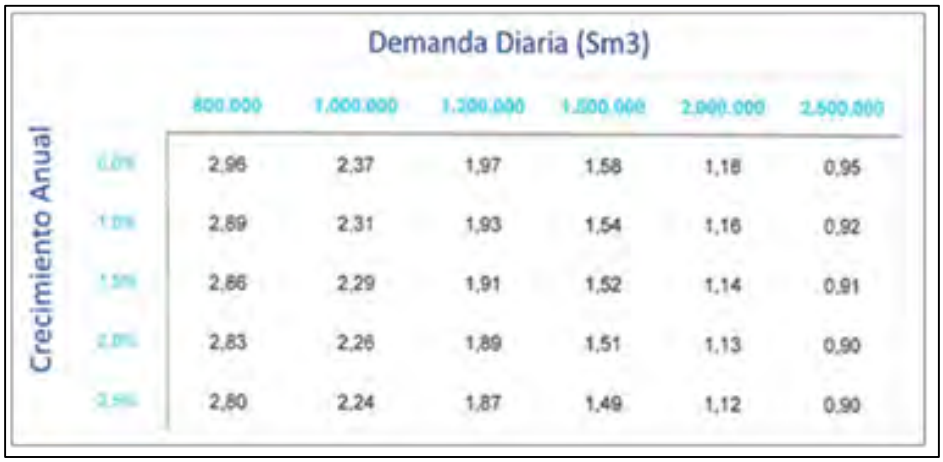
INVERSIONES

- **En GNL Quintero: 13,7MMUSD** (ver punto 5 de este Anexo)
- **En la Bahía de Concepción: 110 MMUSD**

ESTRUCTURA TARIFARIA

Incluye costos de carga en GNLQuintero, transporte marítimo, descarga, almacenamiento, regasificación y conexión al Gasoducto del Pacífico.

En la Figura A.3.4 se presentan las costos de abastecimiento primario, parametrizando la demanda.



Demanda Diaria (Sm3)

Crecimiento Anual	800.000	1.000.000	1.200.000	1.500.000	2.000.000	2.500.000
0,0%	2,96	2,37	1,97	1,58	1,18	0,95
1,0%	2,89	2,31	1,93	1,54	1,16	0,92
1,5%	2,86	2,29	1,91	1,52	1,14	0,91
2,0%	2,83	2,26	1,89	1,51	1,13	0,90
2,5%	2,80	2,24	1,87	1,49	1,12	0,90

Figura A.3.4 Costos de Abastecimiento Primario (USD/MM Btu)

3.2. TERMINAL DE RECEPCIÓN EN VALDIVIA, PUERTO CHACABUCO Y CHILOÉ (ESCENARIOS A, B Y C)

DESCRIPCIÓN DEL PROYECTO

Se considera abastecer GNL, en barcos metaneros pequeños, desde el terminal de GNL Quintero a Terminales localizados en Valdivia; Castro y Puerto Chacabuco. El abastecimiento de estos tres terminales se hará con un barco que operará en la modalidad "*milkrun*".

INVERSIONES

Terminal de recepción en la zona de Valdivia, dimensionado para abastecer 1,3 MMsm3/d (2.200 m^3/d de GNL): La inversión alcanza a 50,7MMUSD, incluyendo modificaciones en muelle, estanque de 20.000 m^3, y Patio de Carga de cisternas para 2.200 m^3/d de GNL.

Terminal de recepción en Chiloé, dimensionado para abastecer 75.000 m3s/d (125 m3/d de GNL) : Desde este terminal se abastece todo el consumo de la isla de Chiloé vía camiones cisterna. La inversión estimada para el Terminal de Chiloé, es de 25,7MMUSD, incluyendo modificaciones en muelle existente, capacidad de almacenamiento de 1200 m3 de GNL (seis estanques de 200 m^3 cada uno), y patio de carga de cisternas para 125 m^3/d de GNL.

Terminal de recepción en Aysén (Puerto Chacabuco) dimensionado para abastecer 180.000 sm3/d (300 m3/d de GNL): Desde este terminal se abastece el consumo de las ciudades de Aysén y Coyhaique vía camiones cisterna. La inversión estimada para el Terminal en Aysén alcanza a 29,7 MM incluyendo modificaciones en muelle, capacidad de almacenamiento de 2.800 m^3 de GNL (14 estanques de 200 m^3 de GNL) y Patio de Carga de cisternas para 300 m^3/d. La capacidad del estanque está diseñada para almacenar 5 días de consumo y para descargar una fracción de un barco de 10.000 $m.^3$

COSTOS DE OPERACIÓN

Para el abastecimiento conjunto de Valdivia, Chiloé y Aysén, se considera arrendar tres barcos metaneros de 10.000 m^3 cada uno, que operarían en modalidad *"milkrun".* El costo de operación relevante es el arriendo de los barcos metaneros, que incluye CAPEX y OPEX, y se estima en 14 MMUSD/año por buque.

3.3. TERMINAL DE RECEPCIÓN EN PUERTO MONTT (CALBUCO) - ESCENARIOS A, B Y C

DESCRIPCIÓN DEL PROYECTO

Considera abastecer todo el consumo de la IX Región no conectada a Gasoducto, de la X, XIV y XI, con un barco metanero de 20.000 m^3 de GNL. Desde este Terminal se abastecerá una PSR para el consumo de Puerto Montt, se cargarán iso-contenedores para el consumo de Aysén y el resto de la zona se abastecerá con cisternas que se cargarán en este terminal.

INVERSIÓN

El monto de inversión del terminal alcanza a los 110 MMUSD. Incluye un estanque de 45.000 m^3 de GNL, además de las instalaciones antes descritas que son similares para todos los terminales de descarga.

COSTOS DE OPERACIÓN

Se estiman en 26,5 MMUSD/año. Incluyen el arriendo de un barco de 20.000 m3 de GNL y 1,5 MMUSD/año que corresponden a los costos operacionales propiamente tales que incluyen personal, remolcadores y otros.

En la Tabla A.3.3 se resumen los CAPEX y OPEX para los terminales marítimos

Tabla A.3.3 CAPEX y OPEX de terminales marítimos.

	CAPEX	OPEX	
TERMINAL	**(MMUSD)**	**(MMUSD/año)**	**DESCRIPCION**
Puerto Mont (Calbuco)	**110**	**26,5**	**El costo Operacional corresponde a un buque de 20,000 metros cúbicos de GNL.**
Penco	**110**	**26,5**	**El costo Operacional corresponde a un buque de 20,000 metros cúbicos de GNL**
Valdivia	**50,7**	**3*14**	**El Costo Operacional corresponde al arriendo de tres buques de 10,000 m3 de GNL que abastecen conjuntamente ("milk run") los terminales de Valdivia, Chiloé y Aysén**
Chiloé	**25,7**		
Aysén	**29,7**		
Quintero	**13,7**		**Modificación del muelle de GNLQ para el amarre de buques pequeños**

IV. SUMINISTRO DE GAS NATURAL DESDE FSRU[77] LOCALIZADA EN LA BAHÍA DE CONCEPCIÓN (ESCENARIO C)

1. DESCRIPCIÓN DEL PROYECTO

Las instalaciones para suministrar gas natural desde un barco regasificador (FSRU) incluyen: (i) el barco que trae incorporada una planta de regasificación, (ii) un terminal marítimo tipo isla con brazos de carga para trasvasijar GNL, desde el barco que trae el suministro hasta el barco regasificador, (iii) un gasoducto para transportar el Gas Natural comprimido hasta 98 barg, desde el barco regasificador hasta conectarse con el gasoducto de propiedad de Gasoducto del Pacífico en la zona de Penco (Las Mercedes).

A la fecha está ingresado al SEIA el Proyecto Terminal GNL Penco Lirquén[78], de la empresa Octopus LNG S.p.A., que incluye el terminal marítimo tipo isla y el gasoducto. En la Figura A.3.5 se muestra un esquema del proyecto.

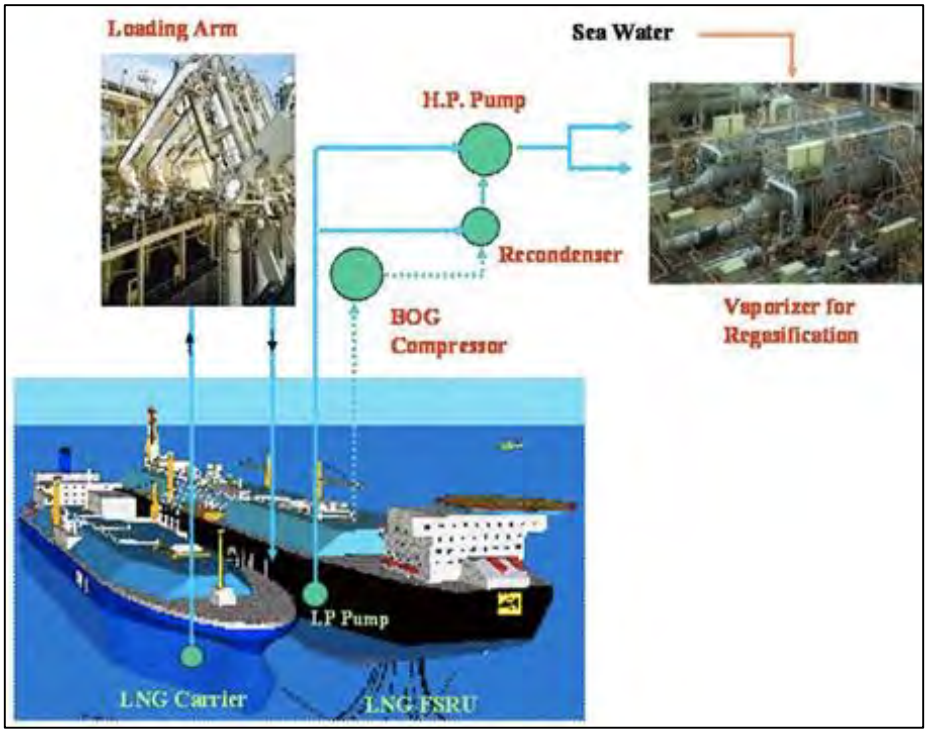


Figura A.3.5 Floating Storage & Regasification Unit (FSRU)

[77] **F**loating **S**torage **R**egasification **U**nit
[78] http://seia.sea.gob.cl/expediente/ficha/fichaPrincipal.php?modo=ficha&id_expediente=2129895985

El objetivo declarado por el Proyecto es "*mejorar la disponibilidad y aumentar el suministro de Gas Natural existente en la región del Biobío".*

El Proyecto contempla la construcción y operación de un terminal marítimo del tipo isla u "offshore", el que estará habilitado para la recepción, almacenamiento y regasificación de Gas Natural Licuado (GNL). Este último proceso generará Gas Natural Comprimido (GNC) el que será transportado a tierra mediante un ducto submarino, el que enlazará con un gasoducto terrestre, para conectarse al sistema de transporte y distribución de gas natural existente de propiedad de Gasoducto del Pacífico S.A. y así abastecer la demanda de industrias, además del mercado comercial y residencial de la región.

Tal como está diseñado, el Proyecto no considera la distribución de GNL.

El terminal marítimo tendrá capacidad para atracar dos naves, una de ellas del tipo FSRU (*Floating Storage Regasification Unit*), que será donde se almacenará y regasificará el GNL para luego descargarlo hacia el gasoducto existente y una segunda nave de transporte o "*carrier*", la cual abastecerá de GNL a la nave FSRU. La capacidad de almacenamiento del buque FSRU alcanza a 170.000 metros cúbicos de GNL.

2. INVERSIÓN

La inversión declarada por el titular del Proyecto alcanza a 165 MMUSD, que incluye la construcción del terminal marítimo y los gasoductos para la inyección del gas natural a la red de gasoductos existente en la región.

Dicho monto no incorpora la inversión en el FSRU, ya que el proyecto considera arrendarlo.

3. COSTOS DE OPERACIÓN

El costo de operación estimado es de 55 MMUSD/año e incluye, en lo principal, el arriendo del FSRU, remolcadores, personal, mantenimiento y energía.

El arriendo del FSRU a una empresa noruega se estima en 45 MMUSD/año y los otros costos de operación en 10 MMUSD/año.

La opción de arriendo se prefiere por razones de costo y continuidad del servicio. En lo principal es relevante tener presente que el barco FSRU deberá ir a mantenimiento, por 1 a 2 meses, cada 2,5 años.

4. ESTRUCTURA TARIFARIA

La tabla siguiente muestra los costos unitarios calculados con una tasa de descuento del 15% para distintos flujos.

Tabla A.3.4. Costos Unitarios

		Costos Unitarios (USD/MMBtu)			
Capex	Opex	Millones de m3 de Gas Natural por día			
MMUSD	MMUSD	2,0	3,5	5,0	6,5
165	55	3,30	1,89	1,32	1,02

Cabe destacar que este proyecto (FSRU) se diferencia del proyecto de gasoducto descrito en la sección I del presente Anexo (incorporado en el modelo de simulación) en los siguientes aspectos:

- La inversión es significativamente menor: 165 MMUSD vs 397,2 a 449,1 MMUSD.
- Los costos de operación son mucho más altos: 55 MMUSD/año vs 7,8 a 11,7 MMUSD/año, en lo principal por el arriendo del FSRU.
- Los riesgos de indisponibilidad son más altos porque existe una probabilidad alta que el FSRU deba salir del terminal una o dos veces al año en invierno, por causas de mal tiempo. Este riesgo no es relevante para uso de gas natural en generación eléctrica, porque esas centrales tienen normalmente la opción de quemar Diesel. Para otros usos (rescom, fiscal e industrial) se requeriría considerar almacenamiento de GNL en tierra y/o almacenamiento de gas natural comprimido en gasoductos, costo que no está incluido en esta evaluación.

V. TERMINAL GNL QUINTERO

1. ANTECEDENTES GENERALES

Todos los escenarios de abastecimiento primario de gas natural, a las Regiones que están dentro del alcance del presente estudio, consideran en mayor o menor medida el aprovisionamiento de GNL y/o gas natural desde el Terminal Quintero.

2. DESCRIPCIÓN DE LAS INSTALACIONES DE GNL QUINTERO

GNL Quintero abastece con gas natural a la zona central de Chile por gasoducto, suministrando de manera segura, confiable y eficiente a usuarios eléctricos, industriales, comerciales, residenciales y de transporte.

Inició sus operaciones con una capacidad de regasificación de 10 $MMsm^3/d$ la que se está ampliando a 15 $MMsm^3/d$ y, adicionalmente, tiene diseñada una ampliación a 20 $MMsm^3/d$.

Tiene una capacidad de almacenamiento de 310.000 m^3, que está diseñada para ampliarse a 450.000 m^3 junto con el aumento de capacidad de regasificación a 20 $MMsm^3$/día.

Puede recibir hasta 60 barcos metaneros por año, de capacidades entre 140.000 y 240.000 $m.^3$ En el periodo 2012 a 2014, ha recibido unas 42 naves, operando por sobre los 9 $MMsm^3/d$.

Además, tiene una capacidad de carga de 48 camiones cisterna con GNL por día, en cuatro islas de carga, que se ampliaría a 72, junto con el aumento de capacidad de regasificación a 20 $MMsm^3/d$. Estos camiones cisterna son los que alimentan a Plantas Satélites de Regasificación ubicadas en zonas del país no conectadas por gasoducto.

GNL Quintero cobra una tarifa por prestar el servicio completo de recepción y descarga de naves, almacenamiento de GNL, regasificación y entrega de Gas Natural en Quillota. La tarifa por todo el servicio es la siguiente:

- Tarifa para 10 MMsm3/d: 1,5 USD/MMBtu
- Tarifa para 15 MMsm3/d: 1,1 USD/MMBtu

- Tarifa por la carga de camiones cisterna: 0,35 USD/MMBtu. Esta es una tarifa marginal complementaria a la tarifa por el servicio base antes indicada.

GNL Quintero ha evaluado opciones para, además de aumentar la capacidad de regasificación, abastecer áreas geográficas que hoy no tienen asegurado el acceso a gas natural. Los nuevos mercados se pueden accesar vía construcción de gasoductos y/o vía cabotaje, utilizando GNLQ como "*hub*" de almacenaje y transferencia de GNL

3. AMPLIACIÓN DE GNL QUINTERO.

Este proyecto se encuentra con Estudio de Impacto Ambiental (EIA) terminado y tiene un plazo de construcción estimado de 3,5 años.

La Inversión estimada es de 250 a 300 MMUSD e incluye modificaciones en el muelle para cargar metaneros de pequeño tamaño (13,7MMUSD); un estanque de 160.000 m^3 (200 MMUSD); 2 vaporizadores (30 MMUSD) y 2 islas (5 y 6) adicionales en el patio de carga de camiones cisterna de GNL(10 MMUSD)

Las modificaciones en el muelle permitirán cargar barcos desde 6.000 a 240.000 m^3. En todo caso para cargar barcos pequeños se requiere que ellos mismos tengan *manifolds* altos.

Por lo tanto, la ampliación del terminal Quintero abre la posibilidad de abastecer de gas natural a los consumidores de la zona sur, a través de tres opciones: i) camiones cisterna ; ii) gasoducto y iii) barcos metaneros pequeños (entre 6.000 y 40.000 m^3)

Con el terminal ampliado a 20MMsm^3/d, incluyendo además las islas 5 y 6 para carga de cisternas, las tarifas de GNLQ serían las siguientes:

- Tarifa por descarga de GNL, almacenamiento, regasificación y entrega de Gas Natural en Quillota: 1,1, USD/MMBtu.
- Tarifa por carga de camiones cisternas: 0,35 USD/MMBtu

ANEXO 4. SISTEMAS DE ABASTECIMIENTO SECUNDARIO DE GAS NATURAL

A continuación se describen los sistemas de abastecimiento secundario de gas natural a toda el área del estudio y se detallan las inversiones, costos de operación y antecedentes técnicos para las distintas alternativas incluyendo:

i) Gasoducto entre Nacimiento y Temuco
ii) PSR en Terminal de Calbuco y gasoducto hasta Puerto Montt
iii) Transporte de GNL en camiones cisterna y Plantas satélites de regasificación ubicadas en los City Gate de la ciudades que serán abastecidas por camiones cisternas
iv) Transporte de GNL en iso-contenedores a Aysén y Plantas Satélites de Regasificación ubicadas en Coyhaique y Aysén .

Se incluyen adicionalmente las estimaciones de inversión y costos para el transporte de GNL y Plantas Satélites de Regasificación. Cabe señalar que en el modelo de simulación se incorporó las ecuaciones que permiten calcular los costos de abastecimiento secundario para cada ciudad, a partir de las inversiones y costos de operación antes indicados, parametrizando la tasa de descuento y la demanda.

I. GASODUCTO PARA TRANSPORTAR EL GAS NATURAL ENTRE NACIMIENTO Y TEMUCO

1. ANTECEDENTES GENERALES

Se trata del dimensionamiento preliminar de un gasoducto para transportar gas natural desde la estación de transferencia de Nacimiento de propiedad de Gasoducto del Pacífico, hasta las ciudades de Temuco y Padre Las Casas, maximizando el aprovechamiento de la infraestructura existente, cuyo trazado se muestra en la Figura A.4.1.



Figura A.4.1. Trazado preliminar de nuevo Gasoducto a Temuco.

Este gasoducto permitiría transportar gas natural, a las ciudades de Mulchén, Collipulli, Victoria, Lautaro, Temuco y Padre Las Casas, para cualquiera de las dos opciones que se describe a continuación:

- Desde el terminal de GNL Quintero hasta la ciudad de Temuco/Padre Las Casas, a través del gasoducto existente de Electrogas, del Gasoducto del Valle Central (ver A.1) y del gasoducto existente de propiedad de Gasoducto del Pacífico.
- Desde el FSRU instalado en la bahía de Concepción, a través del gasoducto existente de propiedad de Gasoducto del Pacífico.

2. DESCRIPCIÓN DEL PROYECTO

El proyecto se estructura sobre los siguientes supuestos:

- Punto de Inicio: Estación de Transferencia de Nacimiento, en el gasoducto de propiedad de Gasoducto del Pacífico S.A.
- Punto de Término: Padre Las Casas
- Puntos de entrega: Mulchén, Collipulli, Victoria, Lautaro, Temuco y Padre Las Casas
- Longitud Estimada: 185 km

- Presión de Recepción: 45 barg
- Presión mínima de Entrega: 30 barg
- Diámetro estimado: 8 pulg.

3. ESTIMACIÓN DE INVERSIÓN

La inversión estimada sobre los supuestos del párrafo anterior alcanza a 53 MMUSD.

4. COSTOS DE OPERACIÓN

Se estima un costo de operación de 1,10 MMUSD/año que incluye operación, mantenimiento y seguros estimado como 1,5% de la inversión más 0,3 MMUSD/año en gastos de administración.

5. PLAZO DE IMPLEMENTACIÓN

Se estima que el proyecto de construcción del gasoducto Nacimiento – Temuco se construiría en 24 meses, a partir de obtención de la Resolución de Calificación Ambiental (RCA).

6. ESTRUCTURA TARIFARIA

Se estima la tarifa, con los flujos descontados al 9%, para dos casos de demanda:

- Consumo Base (Residencial/Comercial/Industrial de Temuco + Padre Las Casas): 240.000 sm^3/d.
- Consumo Máximo (Residencial/Comercial/Industrial de Mulchén, Collipulli, Lautaro, Victoria, Temuco y Padre Las Casas): 400.000 sm^3/d. Esta demanda máxima ha sido calculada para el escenario basal de demanda descrito en la sección 4.8.2.1.

La tarifa estimada para atender el consumo base de 240.000 metros cúbicos por día de Gas Natural sería igual a 2,72USD/MMBtu y para el Consumo Máximo de 400.000 metros cúbicos por día de gas natural sería igual a 1,63 USD/MMBtu.

En el modelo de simulación los costos unitarios están calculados para el proyecto puro (sin financiamiento) y parametrizados para distintas tasas entre 7% y 15%.

II. PSR EN CALBUCO Y GASODUCTO PARA TRANSPORTAR EL GAS NATURAL HASTA PUERTO MONTT

1. ANTECEDENTES GENERALES

Se trata del dimensionamiento preliminar de un gasoducto de 50 km para transportar gas natural desde el Terminal Marítimo de Puerto Montt (ubicado en Calbuco) hasta la ciudad de Puerto Montt. Atiende los consumos de gas natural de Puerto Montt y de Calbuco.

2. DESCRIPCIÓN DEL PROYECTO

El proyecto se estructura sobre los siguientes supuestos:

- Punto de Inicio: Vaporizador de GNL ubicado en el Terminal Marítimo.
- Punto de Término: City Gate Puerto Montt y Calbuco
- Puntos de entrega: Calbuco y Puerto Montt
- Longitud Estimada: 50 km
- Presión de Recepción: 45 barg
- Presión mínima de Entrega: 30 barg
- Diámetro estimado: 8 pulgadas.

3. ESTIMACIÓN DE INVERSIÓN

La inversión estimada sobre los supuestos del párrafo anterior alcanza a 17,7 MMUSD. La cifra anterior incluye 2,8 MMUSD por el vaporizador, 12,2 MMUSD por el Gasoducto, 1,98 MMUSD por las servidumbres y 0,58 MMUSD por costos de estudios y Administración.

4. COSTOS DE OPERACIÓN

Se estima un costo de operación de 1,6 MMUSD/año que incluye la operación y mantenimiento del Gasoducto (0,6 MMUSD/año), del vaporizador (0,8 MMUSD/año) y costos de Seguros y Administración (0,2 MMUSD/año).

5. PLAZO DE IMPLEMENTACIÓN

Se estima que el proyecto de construcción del gasoducto Calbuco – Puerto Montt se construiría en 18 meses, a partir de obtención de la Resolución de Calificación Ambiental (RCA).

6. ESTRUCTURA TARIFARIA

Se estima la tarifa, con los flujos descontados al 9%, para dos casos de demanda:

- Consumo Bajo (Residencial/Comercial/Industrial de Calbuco y Puerto Montt) que alcanza a 283.235 sm^3/d.
- Consumo Alto (Residencial/Comercial/Industrial de Calbuco y Puerto Montt) que alcanza a 465.748 sm^3/d.

La tarifa estimada para atender el consumo bajo alcanza 1,08 USD/MMBTU. Para el consumo alto alcanza a 0,66 USD/MMBTU.

En el modelo de simulación los costos unitarios están calculados para el proyecto puro (sin financiamiento) y parametrizados para distintas tasas entre 7% y 15%.

III. PLANTAS SATÉLITES DE REGASIFICACIÓN (PSR)

1. ANTECEDENTES GENERALES

Estas plantas se ubican en el *City Gate* de cada ciudad no conectada a gasoducto. Forman parte de las PSR el sistema de descarga de cisternas, los estanques de almacenamiento, equipos de la planta satélite, las obras civiles y el montaje. Dentro de los equipos de la planta satélite de regasificación se incluye la zona de descarga, el sistema de vaporización

forzado (incluyendo el circuito de agua caliente con la caldera, bomba, filtro, etc.), el sistema de regulación, odorización y seguridad de la planta y el sistema de control.

Para el dimensionamiento de estas plantas, se ha considerado que el estanque de almacenamiento de GNL debe ser suficiente para almacenar el equivalente a 15 días promedio de consumo más la capacidad para recibir una cisterna y que la unidad de vaporización debe ser capaz de vaporizar un flujo correspondiente a 1,6 veces el consumo promedio diario. Este último criterio corresponde a estándares internacionales de diseño de este tipo de unidades.

Dadas las condiciones climáticas del área bajo estudio, se ha considerado unidades de vaporización calefaccionadas con agua, que previamente se calienta en una caldera, en lugar de vaporizadores atmosféricos que requerirían mayor diseño y, por tanto, aumentaría la inversión.

2. ESTIMACIÓN DE INVERSIÓN Y COSTO DE OPERACIÓN

Los costos que a continuación se detallan corresponden a costos en España, para plantas estándares instaladas, a los que se ha agregado los costos de transporte a Chile de todo el equipamiento.

En lo principal se ha seleccionado cuatro tamaños de PSR, considerando tres parámetros críticos: (i) tamaño del almacenamiento; (ii) capacidad de vaporización y (iii) presión de descarga a la red terciaria.

- **PSR1: 59/500/3:**Incluye 1 estanque de almacenamiento de GNL de 59 m^3; capacidad de regasificar 500 sm^3/hora de Gas Natural, entregándolo a una presión de 3 bares.

- **PSR2: 80/1500/3:** Incluye 1 estanque de almacenamiento de GNL de 80 m^3; capacidad de regasificar1.500 m^3/hora de Gas Natural, entregándolo a una presión de 3 bares.

- **PSR3: 150/3000/3:** Incluye 1 estanque de almacenamiento de GNL de 150 m^3; capacidad de regasificar 3.000 m^3/hora de Gas Natural, entregándolo a una presión de 3 bares.

- **PSR4: 2x150/4500/3:** Incluye 2 estanques de almacenamiento de GNL de 150 m3 cada uno; capacidad de regasificar 4.500 m3/hora de Gas Natural, entregándolo a una presión de 3 bares

Los costos de operación son poco significativos. Lo más relevante es el consumo de combustible en la vaporización. Se utilizan también costos estándares de operación de PSR en España.

La Tabla A.4.1, a continuación, muestra la inversión y la tabla A.4.2 muestra los costos operacionales para las Plantas Satélites de Regasificación todas las cifras en Euros ya que corresponden a costos efectivos en Europa

Tabla A.4.1 Inversión para las PSR seleccionadas (EUROS)

Tipo Planta	CAPEX PREVISTO (€)						
	Depósito	Planta	Obra Civil	Montaje	Permisos	Transporte	TOTAL
PSR1: 59/500/3	95.000	100.000	30.000	25.000	12.000	40.000	302.000
PSR2: 80/1500/3	120.000	140.000	35.000	30.000	12.000	40.000	377.000
PSR3: 150/3000/3	170.000	200.000	45.000	35.000	12.000	50.000	512.000
PSR4: 2x150/4500/3	340.000	275.000	50.000	45.000	12.000	70.000	792.000

Tabla A.4.2 Costos de Operación para las PSR seleccionadas (EUROS)

Tipo Planta	OPEX PREVISTO (€/PLANTA)				
	Personal	Consumibles	Material	Reposición	TOTAL
PSR1: 59/500/3	1.000	12.681	1.000	2.000	16.681
PSR2: 80/1500/3	1.000	27.531	1.000	2.000	31.531
PSR3: 150/3000/3	1.000	64.656	2.000	3.000	70.656
PSR4: 2x150/4500/3	1.000	116.631	3.000	4.000	124.631

El costo de Operación incluye: (i) personal directo de operación y mantenimiento; (ii) consumibles de la planta (fundamentalmente gas y electricidad); (iii) materiales necesarios para el mantenimiento y (iv) amortización de materiales y equipos que requieren reposición. Los costos correspondientes a consumos de energía son los más relevantes. En lo principal el consumo de gas para la caldera se estima entre 1,5 y 3,0 % del caudal de gas entregado.

En la Tabla A.4.3 a continuación se muestra la inversión para los distintos estanques de los tamaños seleccionados, todos estándares y en USD.

Tabla A.4.3 Inversión. Estanques de GNL (USD)

	CAPEX PREVISTO (EN USD)				
Capacidad del Estanque m3 de GNL	**Costo**	**Obra Civil**	**Montaje**	**Transporte**	**Total**
59	118.750	18.750	15.625	25.000	178.125
80	150.000	21.875	18.750	25.000	215.625
150	212.500	28.125	21.875	31.250	293.750

A continuación, en Tabla A.4.4**,** se muestra la inversión de las Plantas de Vaporización de la Tabla A.4.1 en dólares.

Tabla A.4.4 Inversión. PSR seleccionadas.

	CAPEX PREVISTO (EN USD)					
Capacidad de PSR m3 de gas Natural por hora	**Costo**	**Obra Civil**	**Montaje**	**Transporte**	**Permisos**	**Total**
500	125000	18750	15625	25000	15000	199375
1500	175000	21875	18750	25000	15000	255625
3000	250000	28125	21875	31250	15000	346250
4500	343750	31250	28125	31250	15000	449375

En la tabla A.4.5, se muestran los costos operacionales de la Tabla A.4.2., también en dólares.

Tabla A.4.5 Costos de Operación, en USD/año, para las PSR seleccionadas

Capacidad de PSR m3 de gas Natural por hora	**OPEX USD/Año**
500	20800
1500	39400
3000	88800
4500	155800

IV. TRANSPORTE DE GNL EN CAMIONES CISTERNA

1. ANTECEDENTES GENERALES

Para estimar el costo de transportar GNL en camiones cisternas, desde un Patio de Carga hasta estanques en el punto de consumo, que son parte de la PSR, se identifica: (i) Servicio de Tracto Camión, que corresponde al costo de operación y mantenimiento e (ii) Inversión, en cisternas.

El Servicio de Tracto camión: Incluye el arriendo del tracto camión, combustible, costos de personal y en general todos los costos necesarios para mantener operativo el tracto-camión. Se asume que este servicio, que consiste en mover la cisterna entre el punto de carga y el (o los) punto (s) de descargas, se contratará y por tanto se considera costo operacional

No se incluye, dentro de la partida de costo de transporte de GNL en camiones cisterna: i) el costo de carga de la cisterna en el Patio de Carga, que está incorporado en la inversión del terminal respectivo; ii) el costo de descarga en la PSR que ya está incorporado como inversión en la cisterna, que posee una bomba de descarga.

2. BASES DE CALCULO DEL SERVICIO DE TRACTO CAMIÓN

A continuación se describen las bases de cálculo consideradas para estimar el costo unitario (USD/MMBtu) del Servicio de Tracto-Camión. La tabla siguiente resume los costos de capital[79] (Inversión) que solo se presentan como referencia por cuanto, como hemos dicho, el servicio de transporte completo se considera Costo Operacional:

Tabla A.4.6 Inversión, en USD, en Tracto-camiones

	Capex	
Costo Unitario	**110,000**	USD/camión
Plazo Amortización	**5**	años
Valor residual	**30%**	% de la inversión original
Tasa descuento	**10%**	

[79] Estimación basada en experiencia de los consultores en proyectos semejantes

Para las estimaciones que siguen, se supone que el Tracto Camión está disponible para operar 8000 horas por año.

Los Costos de Operación[80] se estimaron con los considerandos que se detalla en la Tabla A.4.7 siguiente.

Tabla A.4.7 Bases para la estimación del Costo Operacional

	Opex		
	Ruta 5	Otra Ruta	
Velocidad Promedio	55	45	Km/hora
Rendimiento Combustible	0.35	0.35	Litros de Diesel/Km
Costo Combustible	1	1	USD/litro
Duración procedimiento carga/descarga	4	4	horas
Valor HH chofer/operador	25	25	USD/HH
Costo mantenimiento y peaje	0.08	0.08	USD/KM

Se ha estimado que la velocidad promedio cae en 10 Km/hora cuando los camiones no circulan por la Ruta 5. Con el propósito de simplificar el cálculo, adoptando una posición conservadora, todo el transporte que se integra al Costo de Abastecimiento Secundario, se ha estimado como si ocurriera fuera de la Ruta 5

Para estimar el costo de operación, en USD/MMBtu, se supone que el Servicio del Tracto Camión se asocia con una cisterna que transporta 43 metros cúbicos netos de GNL (17630 kilos de GNL o 947,8 MMBtu).

La Tabla A.4.8 muestra, para distintas distancias, el costo de operación (OPEX) desglosado en tres conceptos: combustible, personal y mantenimiento.

[80] Estimación basada en experiencia de los consultores en proyectos semejantes

Tabla A.4.8 Costo Operacional del Servicio de Tracto Camión

	OPEX (USD/MMBtu)					
	Combustible (USD/MMBtu)		Personal (USD/MMBtu)		Mantención(USD/MMBtu)	
Round-Trip (Km)	Ruta 5	Otra Ruta	Ruta 5	Otra Ruta	Ruta 5	Otra Ruta
50	0,02	0,02	0,13	0,13	0,004	0,004
100	0,04	0,04	0,15	0,16	0,008	0,008
200	0,07	0,07	0,20	0,22	0,017	0,017
300	0,11	0,11	0,25	0,28	0,025	0,025
500	0,18	0,18	0,35	0,40	0,042	0,042
800	0,30	0,30	0,49	0,57	0,068	0,068
1000	0,37	0,37	0,59	0,69	0,084	0,084
1200	0,44	0,44	0,68	0,81	0,101	0,101
1400	0,52	0,52	0,78	0,93	0,118	0,118

3. BASES DE CALCULO PARA EL COSTO DE LAS CISTERNAS

En la Tabla A.4.9 se muestra la inversión para dos tipos de cisternas de doble pared para transporte de GNL, que cumplen con la normativa aplicable en Chile: i) Cisterna de 60 m^3 (nominal) de GNL, sine bomba de descarga que, consecuentemente, solo puede utilizarse para llevar GNL hasta una PSR que disponga de las instalaciones para descargar GNL (Planta de Pemuco); ii) Cisterna de 50 m^3 (nominal)de GNL, que incluye bomba y sistema de descarga, por lo que permiten reducir la inversión en las PSR.

Tabla A.4.9 Inversión en Cisternas

	Cisternas de Transporte de GNL					
		Capacidad Neta			Inversión Miles de USD	
	Bomba	m^3 GNL	Kg GNL	MMBtu	FOB	CIF
Cisterna 60 M3 GNL (nominal)	No	55	22.250	1212,3	270	235
Cisterna 50 M3 GNL (nominal)	SI	43	17.630	947,8	304	350

Para el suministro de las Plantas Satélites de Regasificación (PSR) en las ciudades cubiertas por este estudio, se seleccionó la cisterna de 50 m3 de GNL con bomba.

La tabla A.4.10 resume las bases para estimar el costo unitario de las cisternas.

Tabla A.4.10 Bases para Estimar Costo Unitario de Cisternas

	Capex	
Costo Unitario	**350,000**	USDCIF /cisterna
Plazo Amortización	**10**	años
Valor residual	**30%**	% de la inversión original
Tasa descuento	**10%**	

Para el cálculo del costo unitario (USD/MMBtu), correspondiente al costo de las cisternas, se asume que estos equipos están disponibles durante 8000 hrs. por año y que su uso es intensivo, de forma de minimizar el número de cisternas necesario para el servicio.

En la tabla A.4.11 se muestra el costo unitario correspondiente a la Inversión en cisternas, para viajes de distinta longitud:

Tabla A.4.11 Costo Unitario (Capex) de Cisternas

	Tiempo de viaje (hrs) (1)		Capex de Cisternas USD/MMBtu	
Round-Trip (Km)	**Ruta 5**	**Otra Ruta**	**Ruta 5**	**Otra Ruta**
50	4,9	5,1	0,03	0,03
100	5,8	6,2	0,04	0,04
200	7,6	8,4	0,05	0,06
300	9,5	10,7	0,06	0,07
500	13,1	15,1	0,09	0,10
800	18,5	21,8	0,12	0,14
1000	22,2	26,2	0,15	0,17
1200	25,8	30,7	0,17	0,20
1400	29,5	35,1	0,20	0,23

(1) Incluye 4 hrs. para carga y descarga

4. ESTRUCTURA TARIFARIA

En la Tabla A.4.12 que sigue se resume el costo total unitario, en USD/MMBtu, para distintas distancias y dos rutas.

Tabla A.4.12 Cisternas: CAPEX Unitario

	Costo Total USD/MMBtu		Capex Cisternas USD/MMBtu		Opex Tracto Camión USD/MMBtu	
Round-Trip (Km)	**Ruta 5**	**Otra Ruta**	**Ruta 5**	**Otra Ruta**	**Ruta 5**	**Otra Ruta**
50	**0,20**	**0,21**	0,03	0,03	0,17	0,17
100	**0,26**	**0,27**	0,04	0,04	0,22	0,23
200	**0,37**	**0,40**	0,05	0,06	0,32	0,34
300	**0,48**	**0,52**	0,06	0,07	0,41	0,45
500	**0,70**	**0,77**	0,09	0,10	0,61	0,67
800	**1,03**	**1,15**	0,12	0,14	0,91	1,01
1000	**1,26**	**1,40**	0,15	0,17	1,11	1,23
1200	**1,48**	**1,65**	0,17	0,20	1,31	1,45
1400	**1,70**	**1,90**	0,20	0,23	1,50	1,67

ANEXO 5. DISTRIBUCIÓN TERCIARIA DE GAS NATURAL

La distribución terciaria de gas natural abarca desde el punto de entrega de la red secundaria hasta los puntos de consumo (Clientes residenciales, comerciales y fiscales) conectados a la red de distribución terciaria en cada ciudad.

1. CÁLCULO DE LOS COSTOS DE INVERSIÓN

Supuestos realizados

- En todas las ciudades se considera una distribución central que cruza el eje mayor de cada centro urbano, a modo de arteria principal distribución.
- A esta arteria central de distribución se conectan distintos ductos periféricos, o interdomiciliarios, que llegan a las calles y sus respectivos puntos de consumo. Finalmente, cada punto de consumo tendrá costos adicionales asociados a la conexión (empalme, medidor y regulador), así como al tendido de redes internas y adaptación de artefactos.

De esta manera, el costo total de inversión para distribución terciario de gas natural, queda definido por la siguiente función:

$$\boldsymbol{CT_{distribución\ terciario}}\left(\boldsymbol{US}\frac{\$}{\boldsymbol{cliente}}\right) = \boldsymbol{C_{eje\ central}} + \boldsymbol{C_{ducto\ distrib}} + \boldsymbol{C_{conexión}} + \boldsymbol{C_{interno}}$$

Donde:

$CT_{distribución}$: Costo de inversión total para la distribución, USD/cliente
$C_{eje\ central}$: Costo de inversión asociado a la red central de distribución, o eje central
$C_{ducto\ distrib}$: Costo de inversión de la red de distribución interdomiciliaria
$C_{conexión}$: Costo de conexión (empalme, medidor, regulador)
$C_{interno}$: Costo de instalación de redes internas y adaptación de equipos

De acuerdo a la información recopilada, cada uno de los componentes de la función de costos anterior tiene valores diferentes según la fuente de información (distintos distribuidores). Así, a partir de la información proporcionada por las distintas empresas distribuidoras, se generaron cuatro casos o escenarios de cálculo para las redes de distribución.

Caso 1: Existe un ducto central que atraviesa la ciudad en su eje mayor, del cual derivan los ductos periféricos de distribución. La distribución a casas se estima por cliente conectado, y el trazado del ducto en cada cuadra llega por ambos lados de la calle, de modo que el ducto de distribución requiere ser duplicado en las manzanas de la zona urbana.

Caso 2: Existe un ducto central que atraviesa la ciudad en su eje mayor, del cual derivan los ductos periféricos de distribución. La distribución a casas se estima por cliente conectado, y el trazado del ducto en cada cuadra llega por ambos lados de la calle, de modo que el ducto de distribución requiere ser duplicado en las manzanas de la zona urbana. Este caso es análogo al caso 1, sin embargo varían entre ellos los valores para los cuatro componentes de la función de costos.

Caso 3: Existe un ducto central que atraviesa la ciudad en su eje mayor, del cual derivan los ductos periféricos de distribución. La distribución a casas se estima a partir de la longitud de ducto asignable a cada cliente conectado. El trazado del ducto en cada cuadra llega sólo por un lado de la calle, de modo que la distribución central tiene empalmes hacia las casas a ambos lados de la calle. Esto se supone en todas las manzanas de la zona urbana. Este es el único caso que contempla distribución en las calles del tipo “espina de pescado”.

Caso 4: Existe un ducto central que atraviesa la ciudad en su eje mayor, del cual derivan los ductos periféricos de distribución. La distribución a casas se estima a partir de la longitud de ducto asignable a cada cliente conectado, y el trazado del ducto en cada cuadra llega por ambos lados de la calle, de modo que el ducto de distribución requiere ser duplicado en las manzanas de la zona urbana.

En las tablas siguientes se presentan los datos relativos a los distintos parámetros utilizados en los cálculos de los costos de inversión en redes de distribución para los cuatro casos expuestos. Cabe señalar que los costos presentados en estas tablas son aproximados, obtenidos desde los propios distribuidores, por lo que podrían variar, dependiendo de la ciudad y las exigencias municipales específicas relativas a intervención de veredas y calzadas. En efecto, cada municipalidad establece criterio de reposición de veredas y

calzadas distintas (e.g. vereda completa de cemento – vereda con franja lateral de tierra – sólo tierra, etc.).

CASO 1

Tabla A.5.1. Supuestos Caso 1

Supuestos	Cantidad	Unidad
Costo de distribución	1000	USD/cliente
Costo empalme+ medido+ regulador	1000	USD/cliente
Costo red interior+ artefactos[81]	550	USD/cliente
Área de manzanas	1	há
Perímetro manzanas	400	m
Costo especifico de distribución eje urbano	143	USD/m

El cálculo de las inversiones asociadas a este caso, realizado para las 82 ciudades comprendidas en el área de estudio, arroja un valor promedio de 2.630 USD/casa. Estos valores corresponden al valor del dólar observado para el mes de Octubre de 2014, fecha en la cual se hicieron estas estimaciones.

CASO 2

Tabla A.5.2. Supuestos Caso 2

Supuestos	Cantidad	Unidad
Costo de distribución	1200	USD/cliente
Costo empalme+ medidor+ regulador	500	USD/cliente
Costo red interior+ artefactos	567	USD/cliente
Área de manzanas	1	há
Perímetro manzanas	400	m
Costo especifico de distribución eje urbano	143	USD/m

El cálculo de las inversiones asociadas a este caso, realizado para las 82 ciudades comprendidas en el área de estudio, arroja un valor promedio de 2.347 USD/casa. Estos

[81] Considera adecuación de artefactos menores (calefont, inyectores de cocinas)

valores corresponden al valor del dólar observado para el mes de Octubre de 2014, fecha en la cual se hicieron estas estimaciones.

CASO 3

Tabla A.5.3. Supuestos Caso 3

Supuestos	Cantidad	Unidad
Costo de distribución	110	USD/m
Costo empalme+ medidor+ regulador	1000	USD/cliente
Costo red interior+ artefactos	550	USD/cliente
Área de manzanas	1	há
Costo especifico de distribución eje urbano	143	USD/m
Frente de casa (una vereda)	10	m

El cálculo de las inversiones asociadas a este caso, realizado para las 82 ciudades comprendidas en el área de estudio, arroja un valor promedio de 2.180 USD/casa. Estos valores corresponden al valor del dólar observado para el mes de Octubre de 2014, fecha en la cual se hicieron estas estimaciones.

CASO 4

Tabla A.5.4. Supuestos Caso 4

Supuestos	Cantidad	Unidad
Costo de distribución	90	USD/m
Costo empalme+ medidor+ regulador	1000	USD/cliente
Costo red interior+ artefactos	550	USD/cliente
Área de manzanas	1	há
Perímetro manzanas	400	m
Costo especifico de distribución eje urbano	143	USD/m

El cálculo de las inversiones asociadas a este caso, realizado para las 82 ciudades comprendidas en el área de estudio, arroja un valor promedio de 3.145 USD/casa. Estos

valores corresponden al valor del dólar observado para el mes de Octubre de 2014, fecha en la cual se hicieron estas estimaciones.

2. RESULTADOS. DISTRIBUCIÓN TERCIARIA DE GAS NATURAL. COSTOS DE INVERSIÓN POR CIUDAD.

Para el cálculo de las inversiones en redes terciarias se decidió utilizar el caso 3, dado que arroja los menores costos de inversión. Para efectos de cálculo se utilizó un valor promedio de 2.100 USD/hogar, valor que al ser corregido al tipo de cambio promedio para el año 2013 (tipo de cambio utilizado para el cálculo de todas las inversiones), corresponde a 1756 USD/hogar.

De esta manera se obtuvo la estimación de las inversiones en redes terciarias que se presenta en las tablas siguientes.

Tabla A.5.6. Inversiones asociadas a la distribución de gas natural en ciudades. VIII Región

CIUDAD	N° DE CLIENTES	COSTO DE LA RED TERCIARIA (MM USD)
CONCEPCIÓN	20.316	35,7
CORONEL	14.767	25,9
CHIGUAYANTE	14.588	25,6
HUALQUI	3.376	5,9
LOTA	7.530	13,2
PENCO	5.519	9,7
SAN PEDRO DE LA PAZ	12.367	21,7
SANTA JUANA	1.042	1,8
TALCAHUANO	15.477	27,2
TOME	5.415	9,5
HUALPÉN	5.678	10,0
LEBU	3.450	6,1
ARAUCO	3.160	5,5
CAÑETE	2.837	5,0
CURANILAHUE	3.385	5,9
LOS ALAMOS	2.566	4,5
LOS ÁNGELES	23.898	42,0
CABRERO	2.328	4,1
LAJA	2.222	3,9
MULCHÉN	2.870	5,0
NACIMIENTO	1.920	3,4
NEGRETE	776	1,4
QUILLECO	816	1,4
SANTA BÁRBARA	965	1,7
TUCAPEL	1.333	2,3

CIUDAD	N° DE CLIENTES	COSTO DE LA RED TERCIARIA (MM USD)
YUMBEL	1.565	2,7
CHILLAN	24.055	42,2
BULNES	1.411	2,5
COELEMU	1.341	2,4
COIHUECO	1.083	1,9
CHILLAN VIEJO	4.401	7,7
PINTO	554	1,0
QUILLÓN	1.126	2,0
QUIRIHUE	1.348	2,4
SAN CARLOS	3.317	5,8
YUNGAY	1.861	3,3
TOTALES	**200.663**	**352.3**

Tabla A.5.7. Inversiones asociadas a la distribución de gas natural en ciudades. IX Región

CIUDAD	N° DE CLIENTES	COSTO DE LA RED TERCIARIA (MM USD)
TEMUCO	47.523	83,5
CARAHUE	1.331	2,3
CUNCO	1.337	2,3
GORBEA	1.158	2,0
LAUTARO	3.268	5,7
LONCOCHE	2.242	3,9
NUEVA IMPERIAL	1.696	3,0
PADRE LAS CASAS	7.057	12,4
PITRUFQUÉN	1.936	3,4
PUCÓN	3.143	5,5
TEODORO SCHMIDT	1.492	2,6
VILCÚN	894	1,6
VILLARRICA	4.748	8,3
ANGOL	5.808	10,2
COLLIPULLI	2.062	3,6
CURACAUTÍN	2.526	4,4
LUMACO	757	1,3
PURÉN	1.409	2,5
RENAICO	874	1,5
TRAIGUÉN	1.785	3,1
VICTORIA	2.848	5,0
TOTALES	**95.894**	**168,1**

Tabla A.5.8. Inversiones asociadas a la distribución de gas natural en ciudades. X Región.

CIUDAD	N° DE CLIENTES	COSTO DE LA RED TERCIARIA (MM USD)
PUERTO MONTT	31.083	54,6
CALBUCO	1.426	2,5
FRUTILLAR	1.016	1,8
LOS MUERMOS	886	1,6
LLANQUIHUE	1.327	2,3
MAULLÍN	842	1,5
PUERTO VARAS	2.523	4,4
CASTRO	4.524	7,9
ANCUD	3.378	5,9
CHONCHI	757	1,3
DALCAHUE	574	1,0
QUELLÓN	2.883	5,1
OSORNO	27.524	48,3
PURRANQUE	1.314	2,3
TOTALES	**80.057**	**140,5**

Tabla A.5.9. Inversiones asociadas a la distribución de gas natural en ciudades. XIV Región

CIUDAD	N° DE CLIENTES	COSTO DE LA RED TERCIARIA (MM USD)
VALDIVIA	27.543	48,4
LANCO	1.411	2,5
LOS LAGOS	1.268	2,2
MARIQUINA	806	1,4
PAILLACO	1.101	1,9
PANGUIPULLI	1.635	2,9
LA UNIÓN	3.955	6,9
FUTRONO	1.302	2,3
RIO BUENO	2.553	4,5
TOTALES	**41.574**	**73,0**

Tabla A.5.10. Inversiones asociadas a la distribución de gas natural en ciudades. XI Región

CIUDAD	N° DE CLIENTES	COSTO DE LA RED TERCIARIA (MM USD)
COIHAIQUE	10.058	17,7
AYSÉN	2.012	3,5
TOTALES	**12.070**	**21,2**

3. EJEMPLO DE CÁLCULO.

A continuación se presenta un ejemplo de cálculo de los distintos componentes de la tarifa de distribución terciaria para las ciudades de Temuco, Valdivia y Chillán Viejo, en el escenario de demanda basal de gas natural. Los parámetros de demanda estimada y tipo de clientes se detallan en la tabla siguiente. Los resultados corresponden al escenario basal de demanda.

Tabla A.5.11. Demanda basal de gas estimada según tipo de cliente. Temuco, Valdivia y Chillán Viejo.

Ciudad	Temuco	Valdivia	Chillán Viejo
Clientes residenciales (hogares)	47.523	27.543	4.401
Consumo gas natural sector residencial, total ciudad (m^3/d)	143.935	82.455	11.784

La evaluación económica realizada de acuerdo a lo indicado en la sección 4.8.2.8, considerando la opción que el distribuidor provea los equipos de calefacción a gas, entrega los siguientes resultados para el costo de distribución terciaria, desagregado en sus dos componentes (costo de la red, C_D y costo de recambio de equipos, C_E).

Tabla A.5.12. Costos de distribución terciaria. Temuco, Valdivia y Chillán Viejo.

Ciudad	C_D (USD/MM BTU)	C_E (USD/MM BTU)	C_3 (USD/MM BTU)	C_3+C_E (USD/MM BTU)
Temuco	3,39	1,18	**3,39**	**4,57**
Valdivia	3,43	1,19	**3,43**	**4,62**
Chillán Viejo	3,83	1,33	**3,83**	**5,16**

ANEXO 6. DATOS DE COSTOS DE RECAMBIO DE EQUIPOS

1. Selección de principales opciones tecnológicas de calefacción disponibles para los hogares.

Para realizar la comparación entre los equipos, se utiliza la siguiente ecuación:

$$CC = \frac{CE+CO}{A}$$

Donde:

CC: Costo de calefacción anual por metro cuadrado de superficie (USD/m^2/año).

CE: costo de inversión del equipo anualizado (USD/año).

CO: costo de operación y mantención anual del equipo, de acuerdo al consumo de combustible y el precio de la energía (USD/año).

A: Corresponde a la superficie que puede calefaccionar el equipo (m^2).

Para estimar, el consumo de gas natural frente a una sustitución de combustible (por ejemplo: de leña a GN), se determinaron los requerimientos de energía útil para calefacción en función del consumo actual del energético, considerando el poder calorífico inferior del combustible y la eficiencia del calefactor. Los requerimientos de energía para calefacción, en base a una posible sustitución por calefactores a gas natural, se pueden calcular a partir de la siguiente ecuación:

$$E = ConC \times PCS \times \eta$$

Donde:

E= corresponde a los requerimientos de energía útil para calefacción (kCal/año)

ConC= Corresponde al consumo de combustible para calefacción, (kg/año)

PCS Corresponde al poder calorífico inferior del combustible (kCal/kg)

η= Corresponde a la eficiencia térmica del calefactor (%)

Para la estimación de los requerimientos de gas natural para calefacción de los hogares de las zonas pobladas bajo estudio se consideraron los siguientes parámetros para el poder calorífico del energético y eficiencia térmica promedio del calefactor según el tipo de combustible utilizado. Las fuentes de información y supuestos realizados se detallan a continuación de la tabla A.6.1.

Tabla A.6.1. Poder calorífico del combustible y eficiencia térmica promedio del calefactor (Fuente: Elaboración Propia)

COMBUSTIBLE	PODER CALORÍFICO SUPERIOR (PCS)	EFICIENCIA MEDIA CALEFACTOR, %	OBSERVACIONES
Leña	3.500 kcal/kg	50	Valor promedio entre distintos calefactores
Kerosene	11.100 kcal/kg	85	Tradicional sin evacuación de gases al exterior
Gas licuado de petróleo (GLP)	12.100 kcal/kg[2]	85	Infrarroja sin evacuación de gases al exterior
Gas Natural	9.341 kcal/m^3	70	Tiro balanceado y/o tiro natural

Tabla A.6.2. Características de artefactos de calefacción que utilizan gas natural como combustible. (Fuente: Elaboración Propia)

Marca	Modelo	Potencia (kW)	Consumo de gas natural (m^3/h)	Superficie Calefacción (m^2)	Precio equipo (Pesos Chilenos de 2014)
Longie	EB3S 15.000BTU	3.000	0,27	26	128.000
Longie	Tiro Balanceado con	3.000	0,32	26	219.000
Longie	Por Convección	3.200	0,34	35	128.000
Longie	Mod EB5S 25.000BTU	5.000	0,54	44	188.000
Longie	Tiro Balanceado con	5.000	0,54	44	289.000
Longie	Por Convección	5.200	0,56	57	188.000

Tabla A.6.3. Precios de Calderas Industriales y Comerciales a Gas Natural
(Fuente: Elaboración Propia)

Modelo	Potencia MW	Costo de Inversión (Pesos Chilenos de 2014)
XP 60	0,06	1.724.952
XP 80	0,08	2.186.784
XP 100	0,10	2.644.187
MAGMA 15	0,15	5.613.983
REX 25	0,25	5.198.112
REX 30	0,30	5.451.733
REX 35	0,35	6.336.636
REX 40	0,40	6.817.850
REX 50	0,50	8.589.871
REX 62	0,62	10.025.761
REX 75	0,75	12.029.253
REX 85	0,85	13.233.673
REX 95	0,95	13.632.931
REX 100	1,00	15.639.745
REX 120	1,20	16.450.998
REX 130	1,30	18.067.413

Tabla A.6.4. Precios de Quemadores Duales
(Fuente: Elaboración Propia)

Potencia MW	Costo de Inversión (Pesos Chilenos de 2014)
0,36	1.201.064
0,66	2.009.445
1,11	3.319.827
1,31	3.263.730
1,32	2.576.174
1,33	2.576.174
1,88	3.762.854
1,88	4.689.184
1,98	3.946.970
2,78	6.182.243
2,78	4.854.600
3,97	5.438.590
3,97	7.053.914
4,76	7.439.405
5,16	6.606.571
7,34	11.051.227
7,82	10.877.181
8,40	12.232.154
8,79	8.938.586

ANEXO 7. PRECIOS DE COMBUSTIBLES

I. PRECIOS HISTÓRICOS

1. COMBUSTIBLES LÍQUIDOS

En la figura A.7.1 se presentan los datos correspondientes a la evolución de los precios de combustibles líquidos (Kerosene, Diesel y FO N°6) en Chile y crudo Brent. Como escenario histórico se seleccionó el período **Julio de 2013 a Julio de 2014** dado que a partir de Agosto de 2014 se inició un fuerte caída en el precio del crudo Brent lo que originó variaciones significativas de los precios de los combustibles y su referencia al crudo Brent.

Los datos relativos a los precios de combustibles líquidos en Chile corresponden a los precios de paridad de los distintos combustibles líquidos derivados del petróleo publicados por ENAP[82], mientras que el precio del crudo Brent diario es el publicado por la EIA para el mismo período.[83]

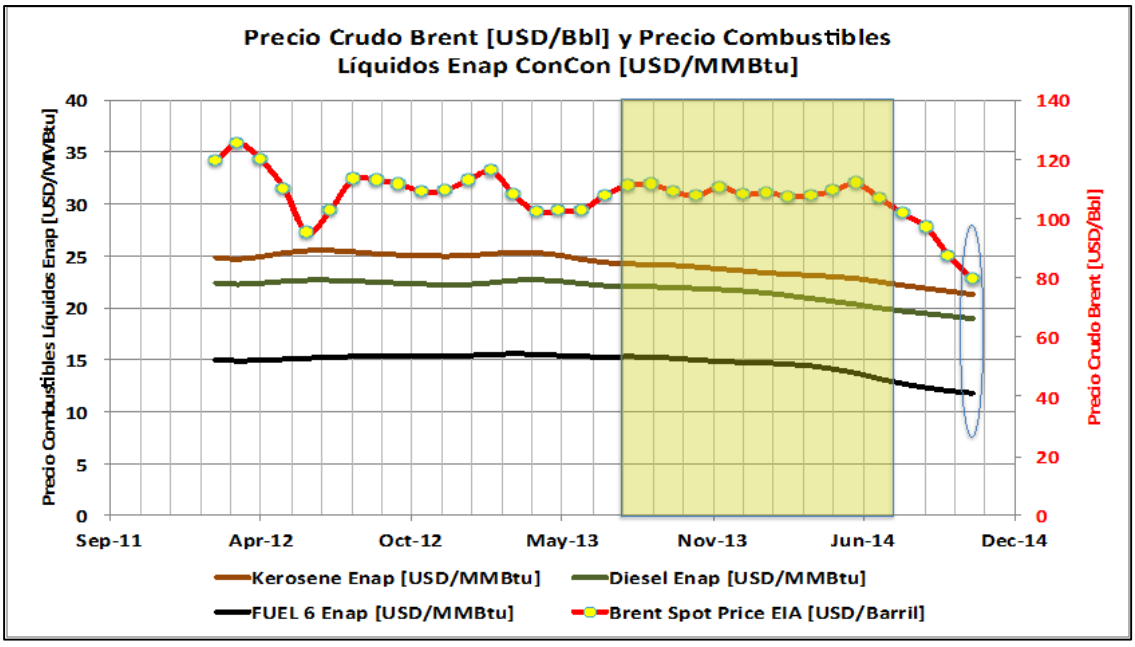


Figura A.7.1. Precios de Combustibles Líquidos en Chile referidos al Crudo Brent. Período: Julio 2013 a Julio 2014.

[82] http://www.enap.cl/pag/66/991/tabla_de_precios_de_paridad
[83] http://tonto.eia.gov/dnav/pet/hist/LeafHandler.ashx?n=PET&s=RBRTE&f=M

2. GAS LICUADO DE PETRÓLEO (ENAP Paridad Concón)

Tradicionalmente los precios de paridad publicados por ENAP en su página web, para el GLP en Aconcagua, estaban referidos al precio en *MontBelvieu* (Louisiana, USA). A contar de Marzo de 2012, el precio de referencia cambió a ARA (Rotterdam)[84]. Finalmente, a partir de Enero de 2014, ENAP introdujo dos cambios: (i) retomó la referencia de *MontBelvieu* y (ii) dejó de usar Propano catalítico[85].

En la Figura A.7.2 siguiente se presenta la evolución de precios de GLP en Chile en el período comprendido entre Febrero de 2012 y Noviembre de 2014.

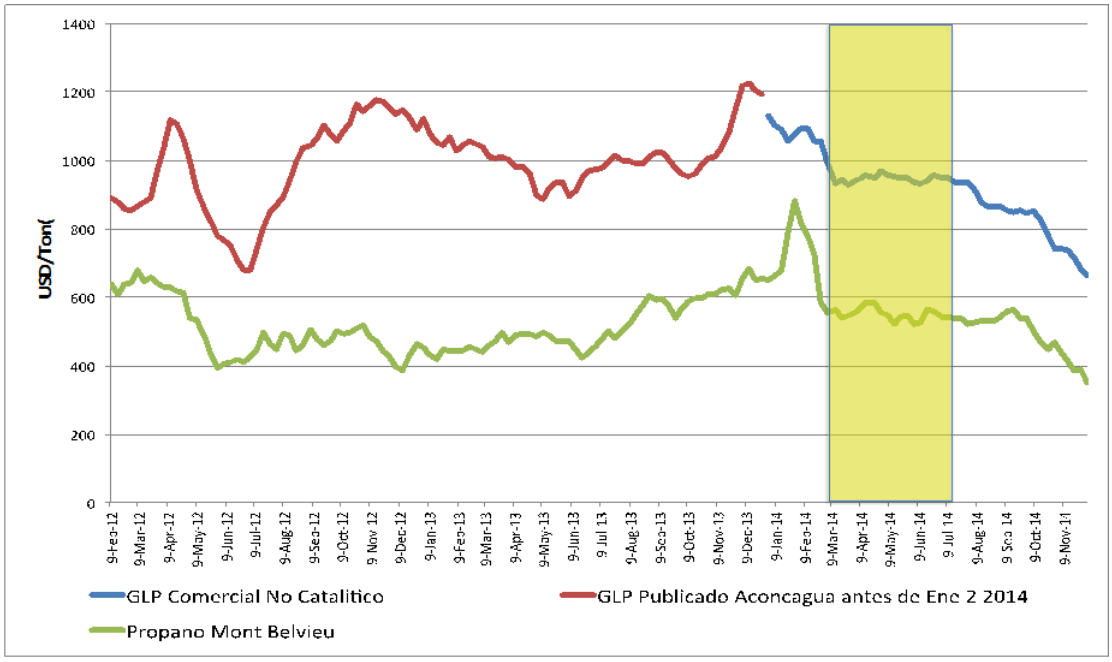


Figura A. 7.2. Evolución de Precios del GLP en Chile (ENAP, Paridad Concón) y Propano MontBelvieu[86].

Los precios históricos del GLP, corresponden al precio promedio Enap, paridad Concón, para el período comprendido entre Marzo y Julio de 2014. Cabe señalar que en este caso no fue posible utilizar el precio promedio del período Julio 2013 Julio 2014, como en el caso de los

[84] Memoria 2013 de GASMAR "el precio en el mercado internacional durante el último año fue el indicador europeo CIF ARA por lo que, a partir de marzo de 2012, el precio del gas licuado en Chile se indexó a él.
[85] Precio paridad Concón del GLP comercial (no catalítico)
[86] Precios de Propano MontBelvieu publicados por EIA para el mismo período

combustibles líquidos, dado los cambios introducidos por Enap en el cálculo del precio de paridad Concón

3. GAS DE RED

En la Figura A.7.3 siguiente se presenta la evolución de precios del gas natural en la VIII Región y del Propano diluido en Temuco, para el periodo comprendido entre Enero del 2000 y Octubre de 2013. En este gráfico se distingue entre el costo de internación del gas natural[87], precio Rescom para gas natural en la VIII Región (Intergas VIII y Gas Sur VIII)[88] y precio de propano diluido en la IX Región (Intergas). [89]

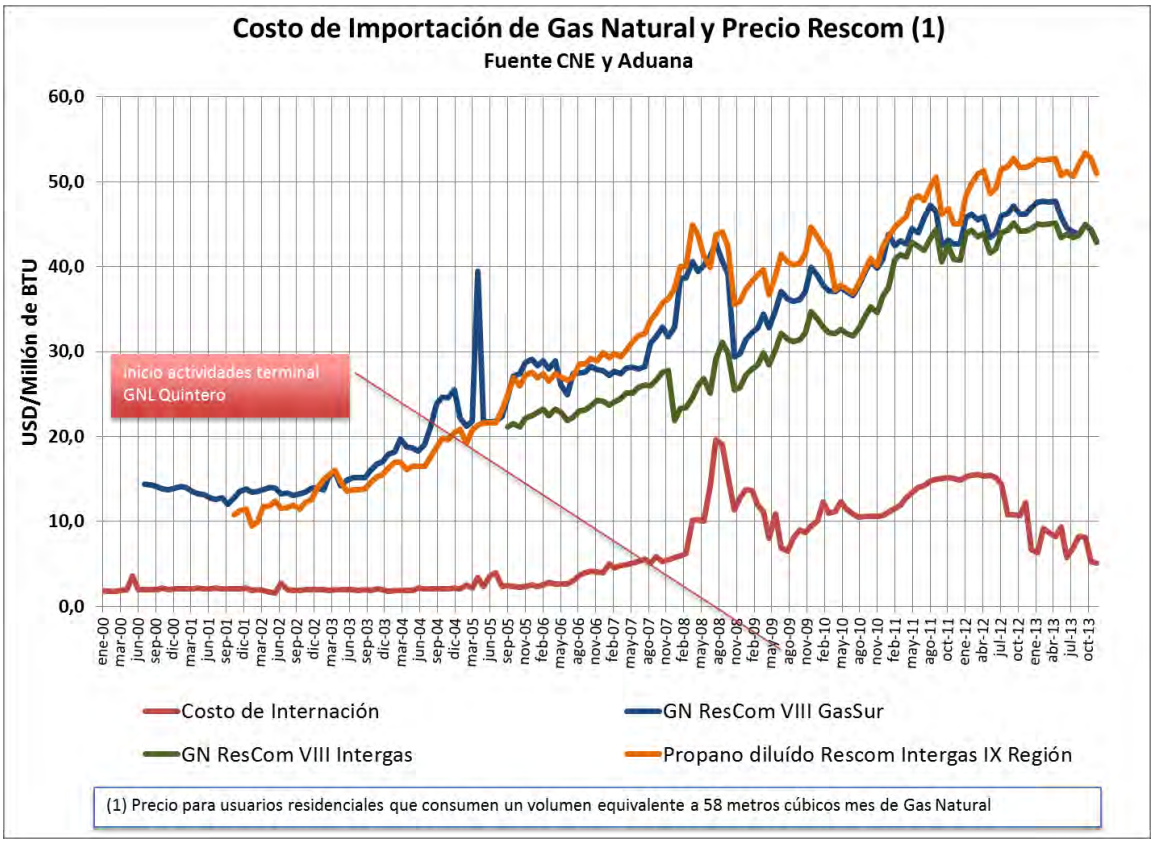


Figura A.7.3 Costo de Gas Natural (VIII Región) y Propano diluido (IX Región).

[87] http://www.legalpublishing.cl/
[88] http://www.cne.cl/estadisticas/energia/hidrocarburos
[89] http://www.cne.cl/estadisticas/energia/hidrocarburos

4. LEÑA

En la Tabla A.7.1. se presentan precios de referencia para la leña, certificada y no certificada, para el año 2014, en distintas regiones del país.

Tabla A.7.1. Precios de referencia para la leña.

Ciudad	Región	Precio ($)	Unidad física	Especie	Fuente de Información
Chillán	VIII	20.000 - 28.000	m^3 granel	Hualle	http://www.lignum.cl/2014/01/17/diferencia-entre-el-metro-de-lena-informal-con-la-certificada-llega-15-000/
Concepción	VIII	20.000 - 32.000	m^3 granel	Eucaliptus/Aromo	http://concepcion.olx.cl/q/lena-en-concepcion/c-210
Los Ángeles	VIII	22.000 - 28.000	m^3 granel	Hualle/Eucaliptus	http://losangeles.olx.cl/q/vendo-astilla-le%C3%B1a/c-210
Angol	IX	25.000 - 27.000	m^3 granel	Aromo	http://angol.olx.cl/venta-de-lena-de-aromo-en-angol-region-de-la-araucania-iid-508491209
Temuco	IX	26.000 - 30.000	m^3 trozado	Eucaliptus/Nativa (Certificada)	SERNAC
Temuco	IX	24.000 - 28.000	m^3 trozado	Eucaliptus/Nativa (No Certificada)	SERNAC
Valdivia	XIV	25.000 - 28.000	m^3 trozado	Eucaliptus/Nativa (No Certificada)	http://www.lignum.cl/tag/precio-de-la-lena/
Valdivia	XIV	20.000 - 23.000	m^3 granel	S/I	Encuesta Ministerio del Medio Ambiente proporcionada para este estudio
Osorno	X	16.500 - 23.000	m^3 granel	S/I	Encuesta Ministerio del Medio Ambiente proporcionada para este estudio
Puerto Montt	X	24.000 - 30.000	m^3 granel	Eucaliptus/Nativa (No Certificada)	http://www.olx.cl/q/lena-seca-puerto-montt/c-210
Castro	X	36.000	m^3 granel	Nativa	http://www.datossur.cl/
Coyhaique	XI	20.000 - 45.000	m^3 granel	S/I	Encuesta Ministerio del Medio Ambiente proporcionada para este estudio
Coyhaique	XI	16.000 - 40.000	m^3 trozado	S/I	Encuesta Ministerio del Medio Ambiente proporcionada para este estudio

5. PRECIOS PROYECTADOS PARA EL AÑO 2018.

5.1. PRECIO DEL CRUDO BRENT.

En la Figura A.7.4 siguiente se presenta la evolución y proyección de precios para el crudo Brent[90].

De acuerdo a la proyección, el precio proyectado para el crudo, año 2018, es de **75,53 USD/Barril**, en el escenario de precios bajos de la EIA (*Low Oil Price Case*), que es el considerado en este estudio.

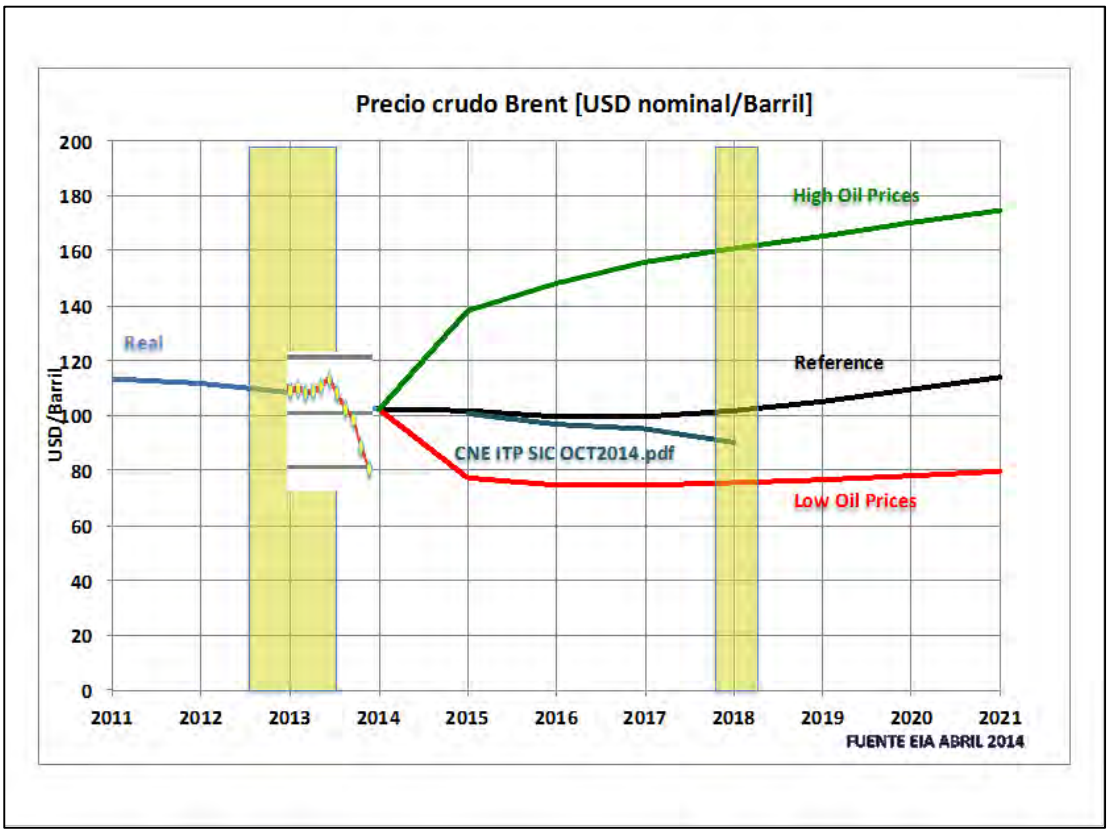


Figura A.7.4. Proyección de Precios para el Crudo Brent.

(Fuente: EIA, Abril 2014)

[90]EIA, Abril 2014

5.2. EVOLUCIÓN Y PROYECCIONES DE PRECIOS PARA INDEXADOR HENRY HUB (HH)

En la Figura A.7.5 siguiente se presenta la evolución de precios y su proyección al año 2030 para el indexador Henry Hub (HH) de acuerdo a las proyecciones de la EIA (Abril de 2014).

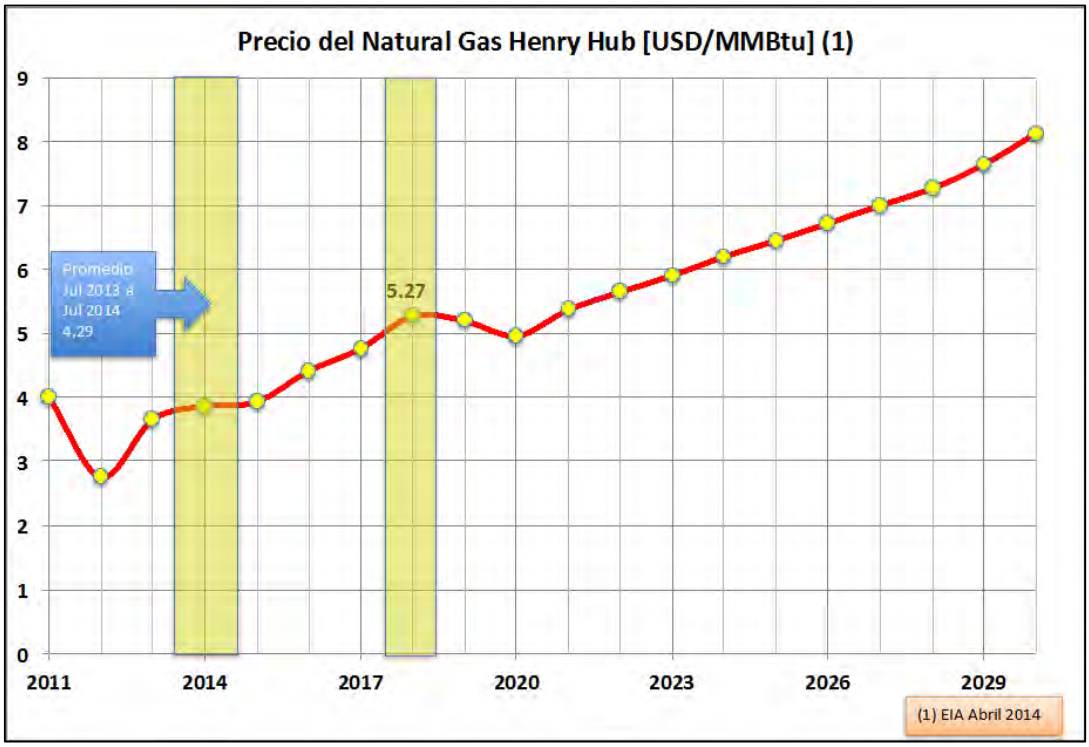


Figura A.7.5. Precios Históricos y proyectados para el Indexador Henry Hub (Fuente: EIA, Abril de 2014)

EIA solo proyecta un escenario de precio para el HH, por lo que no existe sensibilización asociada a incrementos de producción. Es relevante tener presente que el precio del HH debería tener una tendencia a la baja, en la medida que los precios del petróleo se estabilicen en un nivel equivalente al escenario de precios bajos de la EIA (*Low Oil Price Case*), teniendo como nivel de resistencia el costo marginal de producción del gas natural.

5.3. PRECIOS HISTÓRICOS Y PROYECTADOS PARA CRUDO BRENT, HH Y COMBUSTIBLES DERIVADOS DEL PETRÓLEO COMERCIALIZADOS EN EL MERCADO NORTEAMERICANO.

En la Figura A.7.6 se muestran los precios de los combustibles en el mercado de USA, para el periodo 2011 – 20130 y en la Figura A.7.7 se muestra la razón entre el precio de combustibles líquidos y precio del crudo Brent, también en el mercado de USA.

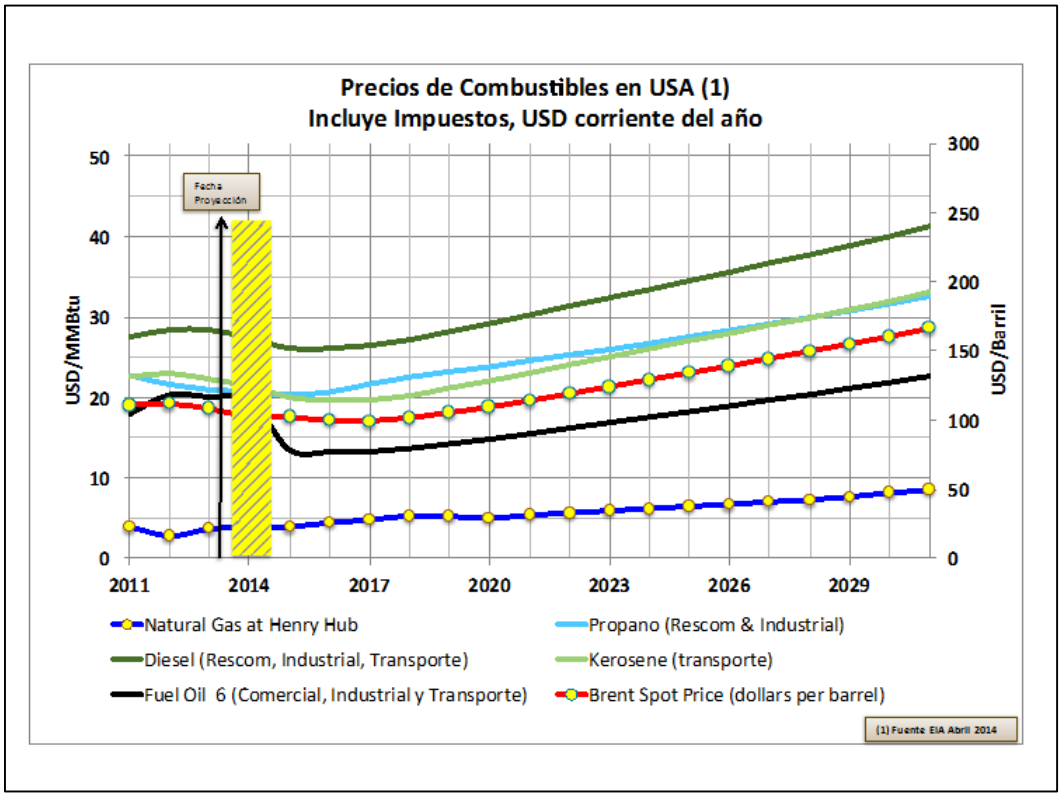


Figura A.7.6. Precios de Combustibles en el mercado norteamericano (2011-2030)[91]

[91] EIA, Abril 2014

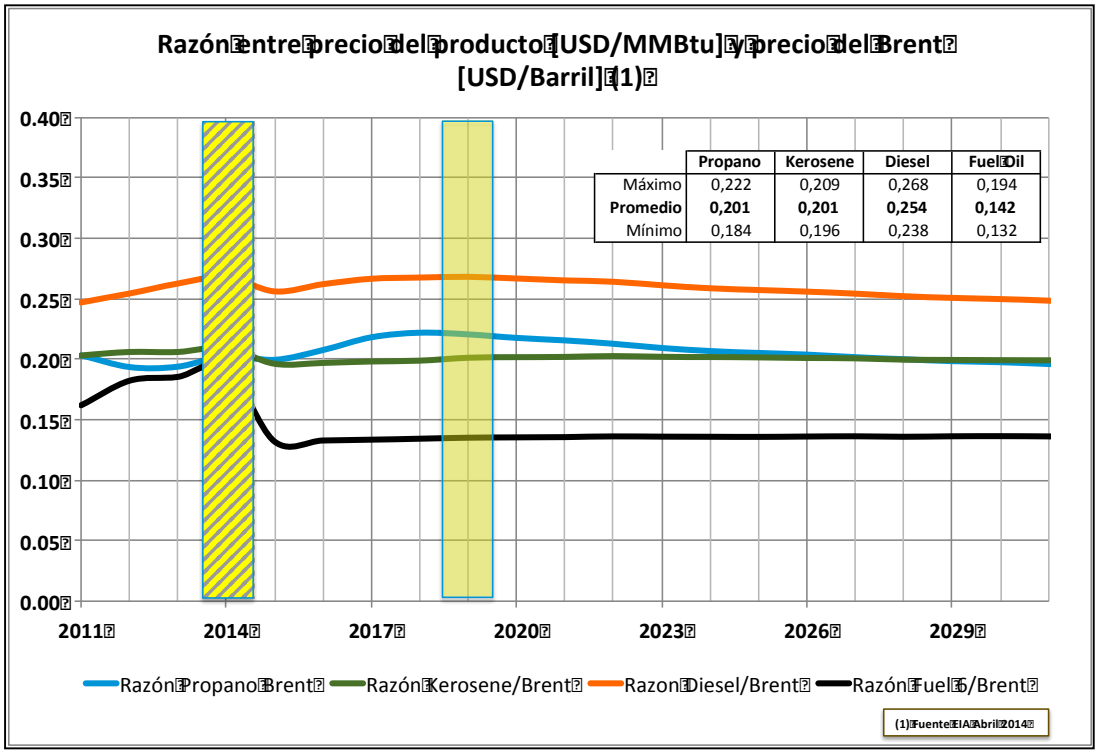


Figura A.7.7. Razón entre precio de combustibles líquidos y precio de crudo Brent. Mercado Norteamericano (2011-2030)

6. MARGEN HISTÓRICO DE DISTRIBUCIÓN DE GAS NATURAL Y PROPANO EN USA.

En la Figura A.7.8 se presenta la información referida a precios para gas natural y propano a consumidores, en el mercado norteamericano, junto con el costo del gas natural (Henry Hub) y del propano (MontBelvieu) en el mismo mercado. Lo anterior con el objetivo de determinar la evolución de los márgenes brutos de distribución, en ese país, para ambos combustibles.

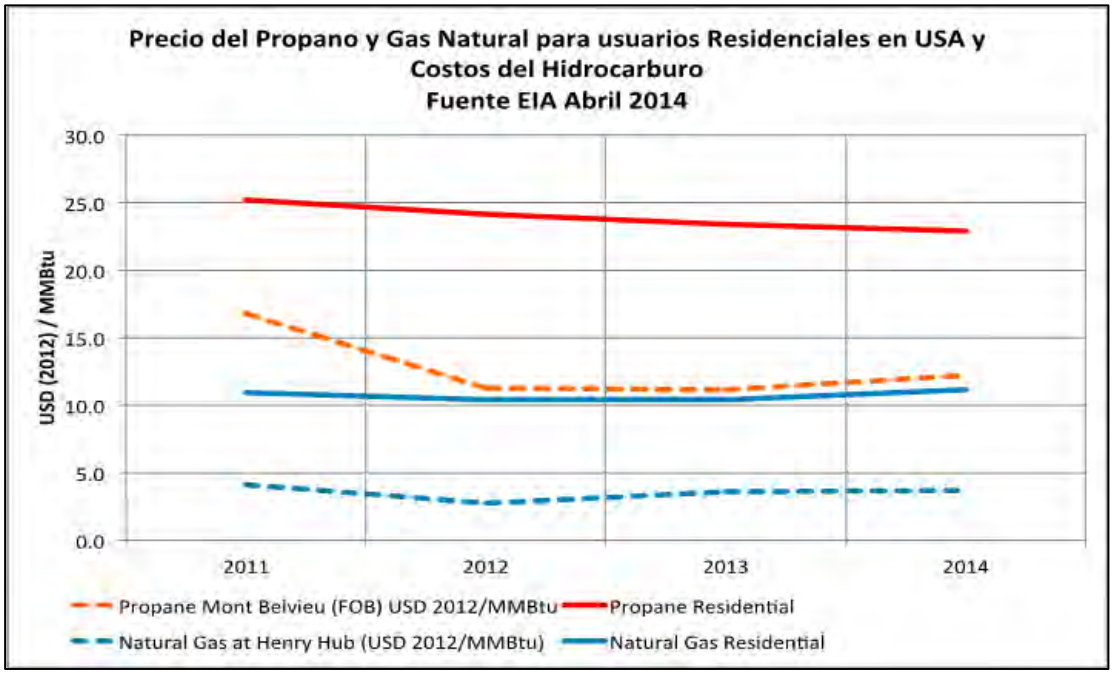


Figura A.7.8. Precios de propano y gas natural en el mercado norteamericano comparados con el costo de los mismos combustibles. 2011-2014[92].

A partir de estos datos es posible determinar el margen bruto de distribución en USA, entre los años 2011 y el 2014, correspondiente a la diferencia entre el precio para consumidores y el precio HH y *MontBelvieu* según corresponda. En la Tabla A.7.2. se muestra que el margen bruto máximo para el gas natural ha sido de 8,8 USD/MMBTU, y de 12,8 USD/MMBTU para el propano.

Tabla A.7.2. Márgenes brutos de distribución de gas de red en el mercado norteamericano.

COMBUSTIBLE	VALORES EN USD/MMBTU		
	PROMEDIO	MÁXIMO	MÍNIMO
GAS NATURAL	7,7	8,8	7,2
PROPANO	11,1	12,8	8,5

[92] EIA, Abril 2014

7. MARGEN DE DISTRIBUCIÓN DE GAS NATURAL Y PROPANO EN CHILE.

7.1. MARGEN HISTÓRICO DE DISTRIBUCIÓN EN CHILE PARA GAS NATURAL Y PROPANO

El margen bruto de distribución[93] de gas natural en Chile alcanzó, en el primer semestre de 2014, a 20,4 USD/MMBtu, algo más que el doble del margen bruto en USA.

En relación con el margen bruto de distribución del Propano[94],éste alcanzó a 18,1 USD/MMBtu durante 2013, en la Región Metropolitana. Este margen bruto es superior al margen bruto en USA en un porcentaje cercano al 50%.

7.2. MARGEN PROYECTADO PARA EL GAS NATURAL A SER UTILIZADO EN MODELACIÓN DE DEMANDA Y TARIFAS DE GAS NATURAL.

En el modelo de simulación de la demanda de gas natural y tarifas asociadas, el precio del gas natural se determina a partir de la ecuación de cálculo del precio a consumidor.

$$\boldsymbol{P_{GN} = (1.15 * HH + 4) + C_1 + C_2 + C_3 + M}$$

Se obtiene que el término (C_1+C_2+C_3+M) debiese aproximarse al margen máximo en el mercado norteamericano, que es de 8,8 USD/MMBTU, sin perjuicio de esperar valores más altos para lugares de muy bajo consumo.

Los valores para los costos de distribución primarios y secundarios (C_1 y C_2) dependerán del escenario de abastecimiento que se modele, de la demanda agregada y también de la opción de cálculo de dichos costos: Costos Directos o Costos Socializados. Por su parte el costo de distribución terciario (C_3) dependerá fundamentalmente del número de clientes Rescom que cambie sus combustibles a gas natural.

[93] Fuentes: Costos CIF importación Gas Natural en Terminal Quintero entre Enero y Junio de 2014 de Aduana. Precios de venta de Gas Natural en Región Metropolitana entre Enero y Junio de 2014 de Precios_del_gas_natural.xls en www.CNE.cl/estadisticas/energia/hidrocarburos

[94] Fuente: margen_bruto_nominal_regional.xls en www.CNE.cl/estadisticas/energia/hidrocarburos

7.3. MARGEN PROYECTADO PARA EL GLP. ESCENARIO PRECIOS 2018

Se propone estimar el precio del GLP para consumo residencial considerando un costo de distribución igual al más alto en USA. Lo anterior para evitar distorsiones respecto del precio del gas natural. En consecuencia, el Margen de distribución sería entonces igual a 12,8 USD/MMBtu.

ANEXO 8. CONSUMOS MÁXIMOS PROYECTADOS PARA GAS NATURAL POR CIUDAD Y REGIÓN.

Tabla A.8.1. Consumo máximo adicional[95] proyectado por ciudad. VIII Región (m^3/día)

Ciudad	Residencial	Comercial	Fiscal	Generación Eléctrica	Industrial	Total
	m^3/d	m^3/d	m^3/d	m^3/d	m^3/d	m^3/d
Concepción	85.420	9.053	4.927	0	131	**99.531**
Coronel	67.404	762	451	46.186	100.125	**214.928**
Chiguayante	69.286	485	0	0	220	**69.991**
Hualqui	18.909	0	0	0	0	**18.909**
Lota	39.245	138	355	0	9.098	**48.836**
Penco	46.953	83	416	0	65.957	**113.410**
San Pedro de la Paz	70.241	1.426	0	0	6.018	**77.685**
Santa Juana	5.543	0	0	0	0	**5.543**
Talcahuano	66.509	780	3.021	20.965	365.503	**456.777**
Tomé	65.704	392	641	0	1.631	**68.368**
Hualpén	23.020	432	0	0	186.726	**210.178**
Lebu	50.646	150	670	1.759	0	**53.226**
Arauco	28.281	343	586	1.057	107.670	**137.937**
Cañete	25.406	84	701	3.248	16	**29.456**
Curanilahue	28.291	87	470	12	0	**28.860**
Los Álamos	32.009	0	0	57	0	**32.065**
los Ángeles	114.951	1.151	3.097	209	18.982	**138.390**
Cabrero	19.929	23	0	63.460	2.098	**85.510**
Laja	19.484	147	288	0	95.587	**115.505**
Mulchén	26.915	88	449	0	20.934	**48.386**
Nacimiento	21.748	0	527	0	86.470	**108.745**
Negrete	6.822	0	0	0	0	**6.822**
Quilleco	6.344	0	0	0	2	**6.346**
Santa Bárbara	7.017	**0**	**0**	0	0	**7.017**
Tucapel	13.546	0	271	0	1	**13.819**
Yumbel	14.976	0	468	0	866	**16.310**
Chillán	129.969	1.433	2.982	0	4.847	**139.231**
Bulnes	11.334	0	260	0	843	**12.438**
Coelemu	13.353	0	169	0	31	**13.553**

[95] Considera sólo nuevos consumos

Ciudad	Residencial	Comercial	Fiscal	Generación Eléctrica	Industrial	Total
	m^3/d	m^3/d	m^3/d	m^3/d	m^3/d	m^3/d
Coihueco	10.468	0	0	0	17	**10.485**
Chillán Viejo	25.359	0	0	0	0	**25.359**
Pinto	9.539	950	0	0	1	**10.490**
Quillón	13.993	0	0	0	364	**14.356**
Quirihue	15.202	0	1	0	0	**15.202**
San Carlos	23.636	0	234	0	2.899	**26.769**
Yungay	18.221	0	113	0	0	**18.334**
TOTAL	**1.245.671**	**18.008**	**21.098**	**136.953**	**1.077.037**	**2.498.767**

Tabla A.8.2. Consumo máximo proyectado por ciudad. IX Región (m^3/día)

Ciudad	Residencial	Comercial	Fiscal	Generación Eléctrica	Industrial	Total
	m^3/d	m^3/d	m^3/d	m^3/d	m^3/d	m^3/d
Temuco	265.649	38.375	499	0	13.248	317.771
Carahue	14.077	0	173	0	0	14.249
Cunco	17.908	8	146	0	0	18.062
Gorbea	16.222	0	166	0	0	16.388
Lautaro	41.420	49	462	2.454	12.777	57.161
Loncoche	26.194	131	265	0	5.908	32.498
Nueva Imperial	18.129	185	0	0	0	18.314
Padre Las Casas	42.783	113	48	0	1.894	44.839
Pitrufquén	27.682	150	272	0	8.991	37.095
Pucón	41.624	8.912	28	0	0	50.564
Teodoro Schmidt	8.669	0	0	0	0	8.669
Vilcún	17.189	1	98	0	0	17.287
Villarrica	34.084	669	532	0	3.242	38.527
Angol	77.593	212	764	0	40	78.610
Collipulli	35.172	106	244	1.038	69.053	105.614
Curacautín	39.237	118	0	1.144	0	40.499
Lumaco	9.953	0	0	0	0	9.953
Purén	15.454	0	517	0	0	15.971
Renaico	10.465	0	0	0	503	10.968
Traiguén	26.579	49	586	992	0	28.206
Victoria	49.925	66	888	0	0	50.880
TOTAL	**836.009**	**49.143**	**5.688**	**5.629**	**115.655**	**1.012.125**

Tabla A.8.3. Consumo máximo proyectado por ciudad. X Región (m^3/día)

Ciudad	Residencial	Comercial	Fiscal	Generación Eléctrica	Industrial	Total
	m^3/d	m^3/d	m^3/d	m^3/d	m^3/d	m^3/d
Puerto Montt	494.351	4.225	629	20.749	38.810	**558.765**
Calbuco	50.814	0	0	0	12.584	**63.398**
Frutillar	26.817	21	0	0	0	**26.838**
Los Muermos	19.431	0	0	0	0	**19.431**
Llanquihue	37.877	26	0	0	0	**37.903**
Maullín	23.033	0	0	0	0	**23.033**
Puerto Varas	57.096	382	0	0	3.575	**61.053**
Castro	92.425	91	285	0	5.860	**98.662**
Ancud	50.698	78	0	0	31.431	**82.207**
Chonchi	13.117	0	0	241	1.082	**14.440**
Dalcahue	16.819	0	0	0	6.798	**23.617**
Quellón	81.754	177	0	8.096	824	**90.851**
Osorno	245.876	1.731	29	2.745	2.228	**252.609**
Purranque	26.797	0	0	0	34	**26.831**
TOTAL	**1.236.906**	**6.732**	**943**	**31.832**	**103.226**	**1.379.639**

Tabla A.8.4.Consumo máximo proyectado por ciudad. XIV Región (m^3/día)

Ciudad	Residencial	Comercial	Fiscal	Generación Eléctrica	Industrial	Total
	m^3/d	m^3/d	m^3/d	m^3/d	m^3/d	m^3/d
Valdivia	153.664	12.759	6.446	148.464	134.101	**455.433**
Lanco	15.347	0	0	0	5.848	**21.195**
Los Lagos	16.294	0	0	0	12.194	**28.488**
Mariquina	18.115	0	115	0	126.840	**145.071**
Paillaco	14.558	45	0	0	0	**14.604**
Panguipulli	29.554	0	0	513	514	**30.581**
La Unión	46.118	128	66	0	33.923	**80.234**
Futrono	11.191	1.158	37	0	0	**12.386**
Río Bueno	35.411	19	133	0	0	**35.563**
TOTAL	**340.251**	**14.109**	**6.797**	**148.977**	**313.419**	**823.554**

Tabla A.8.5. Consumo máximo proyectado por ciudad. XI Región (m3/día)

Ciudad	Residencial	Comercial	Fiscal	Generación Eléctrica	Industrial	Total
	m³/d	m³/d	m³/d	m³/d	m³/d	m³/d
Coyhaique	179.123	2.232	1.905	15.337	2.646	**201.244**
Aysén	75.751	277	269	13.461	6.671	**96.428**
Otras Comunas (1)	S/I	S/I	S/I	3.330	S/I	**3.330**
TOTAL	**254.874**	**2.510**	**2.174**	**32.129**	**9.317**	**297.673**

(1) Otras Comunas: Contienen menos de 5000 habitantes

ANEXO 9. EMISIONES ATMOSFÉRICAS.

I. CÁLCULO DE PORCENTAJE DE LEÑA A DESPLAZAR POR COMUNA EN SITUACIÓN DE SATURACIÓN POR MATERIAL PARTICULADO FINO.

1. Evaluación del requerimiento de gas natural para descontaminar el aire de los principales centros urbanos de la VIII, IX, X, XI y XIV Región.

Para evaluar los requerimientos basales de gas natural para cumplir con los objetivos ambientales de reducir los niveles actuales de concentración ambiental de material particulado fino ($MP_{2,5}$), se estimó la cantidad de leña que se requiere sustituir por gas natural. Esto considera las zonas urbanas que se encuentran con problemas de calidad del aire producto de uso intensivo de la leña, entre ellas el Concepción Metropolitano[96], Chillán y Chillán Viejo, Los Ángeles, Temuco y Padre las Casas, Osorno, Valdivia y Coyhaique, las que actualmente se encuentran declaradas en condición de saturadas[97] o latentes[98] por material particulado respirable (MP_{10}, material particulado con diámetro aerodinámico ≤ 10 µm) y/o fino ($MP_{2,5}$, material particulado con diámetro aerodinámico ≤ 2.5 µm). En el caso de Puerto Montt, esta ciudad registra un gran consumo de leña y por ello fue considerada en el análisis a pesar de no registrar datos de medición en línea en el SINCA (Sistema Nacional de Calidad del Aire).

En estas ciudades La principal fuente de emisiones de material particulado fino corresponde a la combustión de residencial de leña para calefacción y cocina, situación que ha sido documentada en los inventarios de emisiones desarrollados para gran parte de estas zonas urbanas (Gran Concepción, Chillán y Chillán Viejo, Los Ángeles, Temuco y Padre las Casas, Osorno y Coyhaique).

[96] Constituidos por las comunas de Concepción, Talcahuano, Chiguayante, San Pedro de la Paz, Hualpén, Lota, Coronel, Penco, Tomé y Hualqui.

[97] Decreto Supremo No 36/2013 declara zona saturada por MP10 a Chillán y Chillán viejo, Decreto Supremo No 2/2013 declara saturado a Temuco y Padre las Casas por $MP_{2,5}$. Los Ángeles actualmente está en proceso de declaración de zona saturada por material particulado respirable.

[98] Valores de concentración ambiental entre el 80 y 100% de la norma. Decreto Supremo No 41/2006 declara zona de latencia por material particulado respirable (MP10) a las comunas del Concepción Metropolitano.

Relación entre las emisiones y la concentración ambiental

Para conocer la relación que existe entre las emisiones atmosféricas de un contaminante (ejemplo MP_{10} y $MP_{2,5}$) y sus efectos en la concentración ambiental (concentración en el aire) se utiliza la relación una aproximación simplificada para proyectar cambios en las concentraciones ambientales en función de los escenarios de emisiones (relación emisión-concentración). Esto se puede realizar mediante el método denominado "roll-back", el cual permite estimar y proyectar la relación que existe entre las tasas de emisión de una sustancia y las concentraciones ambientales de ésta. El modelo simplificado (roll-back) permite establecer un cambio en las concentraciones anuales de una sustancia mediante la siguiente relación:

$$C_i = (C_O - B) \times \left({}^{E_i}\!/\!_{E_O} \right) + B$$

Donde:

C_i = Concentración en el período *i*.

C_O = Concentración para año inicial *0*.

E_i = Emisión en el período *i*.

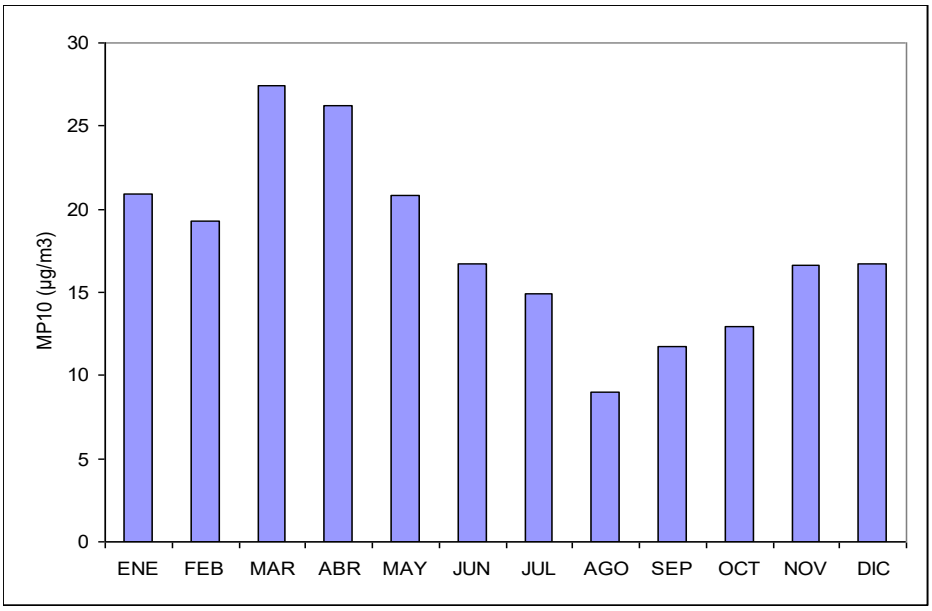
E_O = Emisión para año inicial *0*.

B = Concentración background o concentración de fondo, que representa a los niveles basales que no están sujetas a las fuentes de emisión evaluadas.

A partir de la relación anterior, se estimaron los cambios en las concentraciones ambientales en la condición actual de concentración ambiental C_O, explicada por una tasa de emisión, E_O y un nivel de background, B. Las condiciones de background permiten establecer en la concentración basal de esta sustancia sin los efectos del aporte de las fuentes a gestionar. En este contexto, esta relación permite evaluar las proyecciones de concentraciones ambientales de material particulado fino ($MP_{2,5}$) en función de metas de reducción de emisiones, en este caso, las emisiones de material particulado provenientes de la combustión residencial de leña. Cabe señalar que las fuentes de combustión, entre ellas la leña, aportan mayoritariamente con partículas finas y se encuentran dentro del rango del $MP_{2,5}$.

Niveles basales de material particulado

Los niveles de concentración basal (background) de MP_{10} y $MP_{2,5}$ se estimaron a partir de los registros de concentraciones de MP10 para los años 2012 y 2013 de la estación de monitoreo Colicheu, ubicada en la región del Bío Bío. Esta estación de monitoreo de calidad del aire se encuentra una zona rural al sur de Chillán y no se encuentra afectada directamente por actividades industriales y/o combustión residencial de leña. El promedio anual de MP_{10} sería 16,0 µg/m^3N (para el periodo marzo 2012- marzo 2013) con una variación mensual como se muestra en la siguiente figura.



Fuente: Elaboración propia en base a datos del SINCA

figura A.9.1. Concentración promedio mensual de MP_{10} en la Estación de monitoreo de calidad del aire Colicheu. Marzo 2012 – Marzo 2013

Dado que solo se contaban con registros de MP10 para esta estación, se procedió a estimar el background de $MP_{2,5}$ en base a estudios internacionales considerando la relación que existe entre ambas fracciones del material particulado (Barmpadimos et al., 2012) que reportaban la relación existente entre MP_{10} y $MP_{2,5}$ para background rural y urbano en países como España, Inglaterra, Alemania, y Suiza. En promedio, se determinó una relación de $MP_{2,5}/MP_{10}$ de 0,65. Por lo tanto, se estimó que el background para la concentración

promedio anual para las zonas pobladas de la VIII y IX regiones estaría en el orden de los 10 µg/m^{3}N considerando los niveles de MP10 registrados en la estación Colicheu y la relación entre el $MP_{2,5}$ y MP_{10} establecidos en otros estudios.

Niveles ambientales de material particulado fino en las principales zonas pobladas de la VIII, IX, X, XI y XIV Región.

Los niveles ambientales de $MP_{2,5}$ de los principales centros urbanos de las VIII, IX, X, XI y XIV regiones muestran niveles de concentración de material particulado fino que superan la norma nacional[99] para este contaminante. Los promedios anuales de $MP_{2,5}$ para los años 2013 y 2014 se muestran en la siguiente figura. Esto representa los datos de calidad del aire para este parámetro ($MP_{2,5}$) registrados en las estaciones de monitoreo de calidad del aire[100] ubicadas en las comunas de Concepción, Talcahuano, Chillán, Los Ángeles, Temuco, Osorno, Valdivia y Coyhaique.

Se puede apreciar en la figura siguiente que en el año 2013 se supera la norma anual de $MP_{2,5}$ en todos estos centros urbanos, mientras que en el año 2014 se observa una reducción de la concentración ambiental de este contaminante. Sin embargo, en la mayoría de estas zonas urbanas, los niveles ambientales de este contaminante se mantienen por sobre el límite establecido en la norma.

[99] El Decreto Supremo 12/2011 establece la norma primaria de material particulado fino y considera un límite de 50 µg/m^{3}N para el promedio diario (24 horas) y un límite de 20 µg/m^{3}N para el promedio anual.

[100] SINCA. Sistema Nacional de Calidad del Aire del Ministerio del Medio Ambiente

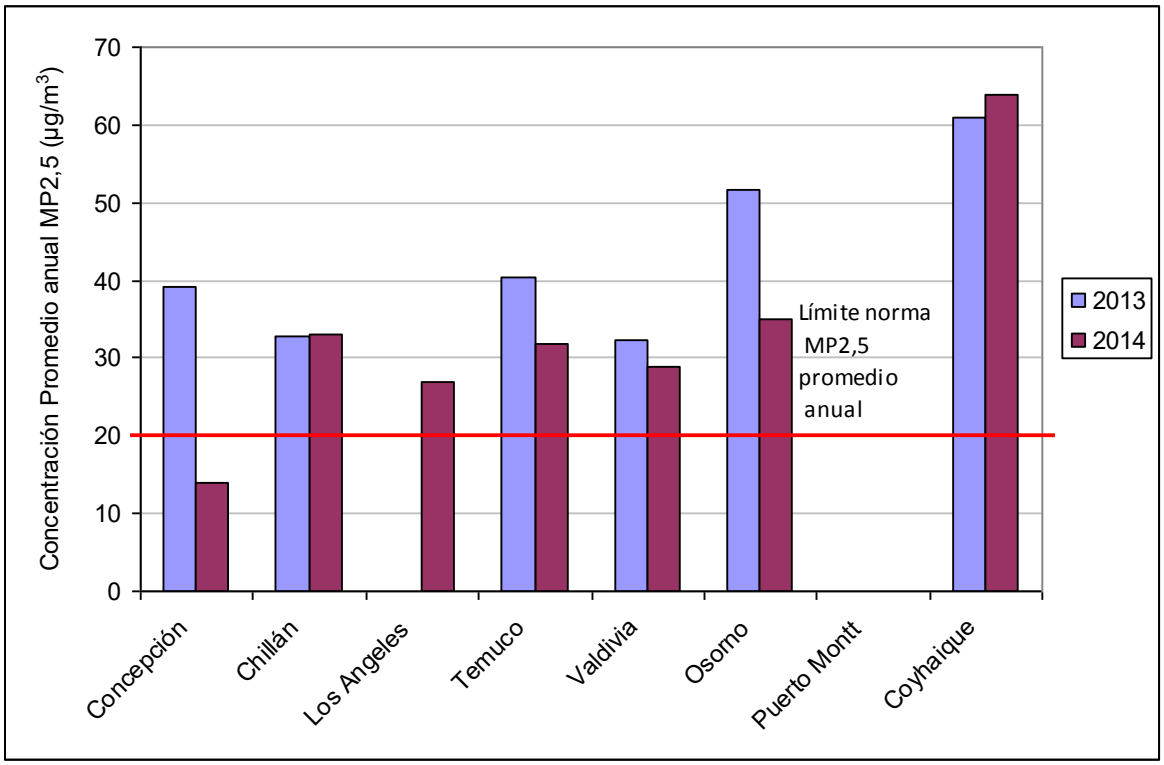


Figura A.9.2. Niveles promedio anuales de material particulado fino ($MP_{2,5}$) en los principales centros urbanos del sur del país.

Con el fin de establecer las condiciones actuales de calidad del aire en los principales centros urbanos de las regiones VIII, IX, X, XI y XIV se consideró el promedio anual de $MP_{2,5}$ de ambos años (2013 y 2014) siendo el promedio de Concepción 26,6 µg/m^3, Chillán 33,0 µg/m^3, Los Ángeles 27,0 µg/m^3 y Temuco 36,0 µg/m^3, Valdivia 30,5 µg/m^3, Osorno 43,3 µg/m^3 y Coyhaique 62,4 µg/m^3. Dado que no se cuenta con registros de niveles ambientales de $MP_{2,5}$ en para la ciudad de Puerto Montt, se consideró que esta zona urbana posee los mismos niveles de concentración ambiental de $MP_{2,5}$ que Valdivia, dado que también se encuentra localizado en una zona cercana a la costa.

Inventario de emisiones atmosféricas de material particulado

Considerando que las zonas pobladas del Concepción Metropolitano, Chillán y Chillán Viejo, Los Ángeles y Temuco y Padre las Casas y Coyhaique se encuentran con problemas de calidad del aire se han elaborado estudios para establecer los inventarios emisiones de contaminantes atmosféricos del aire como una medida de establecer las principales fuentes que aportan a los niveles de contaminación del aire observados en estos centros urbanos. A continuación se presentan el resumen de los inventarios de emisiones.

Concepción Metropolitano

El inventario de emisiones para el Concepción metropolitano fue desarrollado para el año base 2008 con el fin de establecer los principales aportes de contaminantes del aire, entre ellos el material particulado respirable (MP_{10}). El resumen del inventario del Gran Concepción se muestra en la siguiente tabla. El principal aporte de material particulado respirable corresponde a las actividades industriales y comerciales seguido a la combustión de leña en los hogares, y los vehículos.

Tabla A.9.1 Inventario de emisiones (ton/año) año base 2008 para Concepción Metropolitano

CATEGORÍA	MP10, TON/AÑO
COMBUSTIÓN RESIDENCIAL DE LEÑA	7.993
QUEMAS AGRÍCOLAS E INCENDIOS FORESTALES	788
FUENTES INDUSTRIALES	8.582
OTRAS FUENTES MISCELÁNEAS	859
VEHÍCULOS MOTORIZADOS	454
TOTAL	**18.676**

Fuente: Anteproyecto Plan de Prevención Atmosférico para las comunas del Concepción Metropolitano MMA (2011)

Se puede observar que el 43% de las emisiones totales de MP_{10} en la zona corresponden a la combustión de leña para calefacción residencial. Además, el inventario desarrollado para Concepción Metropolitano sólo considera la fracción respirable del material particulado (MP_{10}). Sin embargo, dada la naturaleza del tamaño de las partículas generadas por la combustión de la leña, estas son muy pequeñas y se encuentran principalmente en la

fracción fina del material particulado ($MP_{2,5}$). Por lo tanto, se consideró que el 99% del MP_{10} emitido por la combustión del leña corresponde a $MP_{2,5}$.

Chillán y Chillán Viejo

El inventario de emisiones para Chillán y Chillán Viejo, para el año base 2012 establece las emisiones de material particulado respirable (MP_{10}) y fino ($MP_{2,5}$). El resumen del inventario se muestra en la siguiente tabla. La principal fuente de $MP_{2,5}$ corresponde a la quema de leña en los hogares para calefacción, seguido de las quemas agrícolas, actividades industriales y polvo fugitivo.

Tabla A.9.2. Actualización de Inventario de Emisiones año base 2012

CATEGORÍA	MP_{10}, TON/AÑO	$MP_{2,5}$, TON/AÑO
COMBUSTIÓN RESIDENCIAL DE LEÑA	4.695	4.561
QUEMAS AGRÍCOLAS E INCENDIOS FORESTALES	211	191
FUENTES INDUSTRIALES	103	89
OTRAS FUENTES MISCELÁNEAS	418	52
VEHÍCULOS MOTORIZADOS	27	24
TOTAL	**5.454**	**4.917**

Fuente: Inventario UCT (2009) y IIT-Udec (2013)

Se determinó para Chillán y Chillán Viejo que las emisiones de $MP_{2,5}$ provenientes del uso residencial de leña para calefacción sería 4.561 ton/año, correspondiente al 93% del total de las emisiones de este contaminante.

Los Ángeles

El inventario de emisiones para Los Ángeles para el año base 2005, establece que la principal fuente de emisión de $MP_{2,5}$ corresponde a combustión residencial de leña, seguido de las actividades industriales y comerciales, vehículos e incendios forestales y quemas agrícolas. El inventario de emisiones de material particulado respirable y fino de Los Ángeles se muestra en la siguiente tabla:

Tabla A.9.3 Actualización de Inventario de Emisiones año base 2005

CATEGORÍA	MP_{10}, TON/AÑO	$MP_{2,5}$, TON/AÑO
COMBUSTIÓN RESIDENCIAL DE LEÑA	4.281	4.162
QUEMAS AGRÍCOLAS E INCENDIOS FORESTALES	57	50
FUENTES INDUSTRIALES	2.363	1.993
OTRAS FUENTES MISCELÁNEAS	173	1
VEHÍCULOS MOTORIZADOS	27	
TOTAL	**6.902**	**6.205**

Fuente: Inventario UCT (2009)

Se estimó que en Los Ángeles las emisiones de $MP_{2,5}$ provenientes del uso residencial de leña para calefacción sería 4.161,7 ton/año, correspondiente al 67% del total de las emisiones de este contaminante.

Temuco y Padre las Casas

El inventario de emisiones atmosféricas para Temuco y Padre las Casas con base al año 2009 contiene el resumen de las emisiones estimadas para material particulado fino ($MP_{2,5}$). Las principales emisiones de $MP_{2,5}$ corresponden a combustión residencial de leña, seguida por las quemas agrícolas e incendios forestales , las actividades industriales y comerciales y los vehículos. En la siguiente tabla se muestra el resumen de las emisiones para la zona circundante de las zonas pobladas de Temuco y Padre las Casas.

Tabla A.9.4. Inventario de emisiones (ton/año) año base 2009 para Temuco y Padre las Casas

CATEGORÍA	$MP_{2,5}$, TON/AÑO
COMBUSTIÓN RESIDENCIAL DE LEÑA	10.700
QUEMAS AGRÍCOLAS E INCENDIOS FORESTALES	223
FUENTES INDUSTRIALES	179
VEHÍCULOS MOTORIZADOS	67
TOTAL	**11.169**

Fuente: MMA 2012

Para Temuco y Padre las Casas se estimó que las emisiones de $MP_{2,5}$ provenientes del uso residencial de leña para calefacción sería 10.700 ton/año, correspondiente al 96% del total de las emisiones de este contaminante.

Coyhaique

El inventario de emisiones atmosféricas para Coyhaique con base al año 2008 contiene el resumen de las emisiones estimadas para material particulado fino ($MP_{2,5}$). Las principales emisiones de $MP_{2,5}$ corresponden a combustión residencial de leña, seguida por las fuentes industriales, las quemas agrícolas e incendios forestales. En la siguiente tabla se muestra el resumen de las emisiones para la zona circundante a la ciudad de Coyhaique.

Tabla A.9.5. Inventario de emisiones (ton/año) año base 2009 para Coyhaique

CATEGORÍA	$MP_{2,5}$, TON/AÑO
COMBUSTIÓN RESIDENCIAL DE LEÑA	6.982
QUEMAS AGRÍCOLAS E INCENDIOS FORESTALES	36
FUENTES INDUSTRIALES	389
VEHÍCULOS MOTORIZADOS	-
TOTAL	**7.407**

Fuente: Ex CONAMA Región de Aysén, 2009

Osorno

El inventario de emisiones atmosféricas para Osorno con base al año 2008 contiene el resumen de las emisiones estimadas para material particulado fino ($MP_{2,5}$). Las principales emisiones de $MP_{2,5}$ corresponden a combustión residencial de leña (96%), seguida por las fuentes móviles y las fuentes industriales. En la siguiente tabla se muestra el resumen de las emisiones para la zona circundante a la ciudad de Osorno.

Tabla A.9.6. Inventario de emisiones (ton/año) año base 2009 para Osorno

CATEGORÍA	$MP_{2,5}$, TON/AÑO
COMBUSTIÓN RESIDENCIAL DE LEÑA	4.213
QUEMAS AGRÍCOLAS E INCENDIOS FORESTALES	-
FUENTES INDUSTRIALES	74
VEHÍCULOS MOTORIZADOS	93
TOTAL	**4.380**

Fuente: Informe Técnico para declarar zona saturada por MP_{10} y $MP_{2,5}$ la comuna de Osorno, Seremi MMA región de Los Lagos, 2012

Las ciudades de *Valdivia* y *Puerto Montt* no cuentan actualmente con un inventario de emisiones atmosféricas, por lo tanto para efectos del análisis se consideraron las emisiones

de $MP_{2,5}$ desde las fuentes fijas (industriales) y móviles del RETC para el año 2013. Para el caso de la combustión residencial de leña se consideró las emisiones de $MP_{2,5}$ estimadas por la combustión residencial de leña para las zonas urbanas de ambas comunas. El resultado de las emisiones atmosféricas de $MP_{2,5}$ se muestra en la siguiente tabla.

Tabla A.9.7. Estimación de emisiones (ton/año) año base 2013 para Valdivia y Puerto Montt

CATEGORÍA	$MP_{2,5}$, TON/AÑO	
	VALDIVIA	PUERTO MONTT
COMBUSTIÓN RESIDENCIAL DE LEÑA	3.865	14.970
QUEMAS AGRÍCOLAS E INCENDIOS FORESTALES	-	-
FUENTES INDUSTRIALES	93	265
VEHÍCULOS MOTORIZADOS	48	280
TOTAL	**4.006**	**15.515**

Fuente: RETC y elaboración propia

Para las ciudades de Valdivia y Puerto Montt se estimó que las emisiones de $MP_{2,5}$ provenientes del uso residencial de leña para calefacción sería 3.865 ton/año y 14.970 ton/año, correspondiente al 96% del total de las emisiones de este contaminante para ambas ciudades.

Estimación del nivel de reducción de emisiones de material particulado

A partir de los datos anteriores y utilizando la metodología roll-back junto con el nivel de concentración basal de $MP_{2,5}$, se estimó los cambios en las emisiones de $MP_{2,5}$ para salir de la condición de saturación por promedio anual de $MP_{2,5,}$ esto es, reducir los niveles actuales de concentración de este contaminante. Los resultados de los niveles de reducción de $MP_{2,5}$ en las zonas pobladas de Concepción Metropolitano, Chillán y Chillán Viejo, Los Ángeles, Temuco y Padre las Casas, Valdivia, Osorno, Puerto Montt y Coyhaique se muestran en la siguiente tabla. Para el cálculo se consideró la siguiente distribución de humedad de la leña: 60% seca, 20% semi-húmeda y 20% húmeda.

Tabla A.9.8. Nivel de reducciones de $MP_{2,5}$ requeridas para salir de la condición de saturación por promedio anual.

COMUNA	REDUCCIÓN EMISIONES MP2,5, TON/AÑO	PORCENTAJE SUSTITUCIÓN DE LEÑA
GRAN CONCEPCIÓN	5.171	65%
CHILLÁN Y CHILLÁN VIEJO	2.993	66%
LOS ÁNGELES	2.920	70%
TEMUCO Y PADRE LAS CASAS	7.324	68%
VALDIVIA	2.248	58%
OSORNO	3.185	76%
PUERTO MONTT	8.704	58%
COYHAIQUE	6.125	88%
	PROMEDIO	**71%**

Como se puede apreciar en la tabla anterior, Puerto Montt requiere reducir la mayor cantidad de emisiones de $MP_{2,5}$, seguido de la comunas de Temuco y Padre las Casas, Coyhaique, Concepción Metropolitano, Osorno, Chillán y Chillán Viejo, Los Ángeles y Valdivia. Con esta información y considerando los aportes de material particulado fino ($MP_{2,5}$) de los inventarios de emisiones se determinó que se requiere una sustitución de leña del 65% en el Concepción Metropolitano, 66% en Chillán y Chillán Viejo, 70% en Los Ángeles y un 68% de sustitución de leña en Temuco y Padre las Casas, 56% en Valdivia, 76% en Osorno y 88% en Coyhaique para lograr salir de la condición de saturación de material particulado fino ($MP_{2,5}$).

Cabe señalar, que en aquellas zonas urbanas donde existe un aporte importante de $MP_{2,5}$ provenientes de fuentes distintas a la leña, se requiere sustituir una mayor cantidad de leña debido a que la meta de reducción de emisiones de material particulado se estaría cumpliendo sólo con la intervención de la leña en los hogares.

II. CÁLCULO DE BENEFICIOS ECONÓMICOS EN SALUD POR LA REDUCCIÓN DE LOS NIVELES AMBIENTALES DE MATERIAL PARTICULADO FINO ($MP_{2,5}$).

Los beneficios económicos en salud debido a la reducción de los niveles ambientales de material particulado fino ($MP_{2,5}$) en las comunas bajo estudio se deben a las muertes evitadas debido a una reducción en los niveles ambientales de este contaminante. Diversos estudios internacionales y nacionales han analizado los problemas en la salud generados por la contaminación del aire, específicamente el material particulado respirable, MP10 (material particulado con diámetro aerodinámico ≤ 10 μm) y material particulado fino, $MP_{2,5}$ (material particulado con diámetro aerodinámico ≤ 2,5 μm). La literatura científica ha asociado un aumento de la contaminación por material particulado con un incremento en la mortalidad debido a problemas pulmonares y cardiopulmonares, así como también con un aumento de enfermedades respiratorias, cardiovasculares, y un deterioro en casos de asma, entre otros (Pope et al., 1995; Künzli et al., 2000; Green y Armstrong, 2003; Colburn y Johnson, 2003; Dominici et al., 2003).

Además de los daños respiratorios y cardiovasculares mencionados, el material particulado fino puede inclusive generar cáncer pulmonar. Estudios como Cohen et al. (2005) y Kappos et al. (2004) correlacionan concentraciones elevadas de $MP_{2,5}$ con esta enfermedad. El primer estudio presenta datos donde destaca que alrededor del 8% de las personas que lo padecen, han estado expuestos a niveles importantes del contaminante por largos períodos de tiempo. Refuerza también estos estudios, Krewski et al. (2009) quienes tras recolectar datos de varios años, concluyen que el número de muertos por cáncer pulmonar aumenta alrededor de 3% por cada aumento de 10 $\mu g/m^3$ en $MP_{2,5}$.

Pope III et al. (2009) muestran que la esperanza de vida de la población disminuye 0,6 años por cada 10 μg/m de aumento en las concentraciones de material particulado fino. Jerrett et al. (2009) también encuentran que el incremento del $MP_{2,5}$ se asocia con un significativo incremento del riesgo de muerte por causas cardiopulmonares y respiratorias, resultado que fue obtenido al realizar un estudio de cohortes que incluyó el seguimiento a 448.850 sujetos durante más de 20 años.

En el caso de estudios epidemiológicos realizados en nuestro país, se puede mencionar el trabajo de Cakmak et al. (2007) quienes buscaron determinar la influencia de la contaminación ambiental sobre la niveles de mortalidad general en Santiago, Chile. Sus principales resultados, mostraron que el porcentaje de muertes por enfermedades respiratorias se acercaba al 5% para personas menores de 65 años. Si se consideran individuos mayores a 85 años, esta cifra aumentaba a 14%. Cifuentes et al. (2000) realizaron un análisis de los recuentos diarios de muertes no accidentales en Santiago de Chile, entre 1988 y 1996 relacionándolos con seis contaminantes del aire ($MP_{2,5}$, MP_{10}, monóxido de carbono, dióxido de azufre, dióxido de nitrógeno y ozono). El aumento de la mortalidad asociada con los niveles medios de contaminación del aire varía entre un 4% y un 11%, dependiendo de los contaminantes y la temporada del año. Se concluye que las partículas finas son más importantes que las partículas gruesas en casi todo el año y especialmente en invierno.

1. Beneficios ambientales de la introducción de gas natural en las zonas urbanas del sur del país

Los objetivos ambientales que se podrían lograr al introducir gas natural en las zonas urbanas del sur del país consistirían en la reducción de los niveles actuales de concentración ambiental de material particulado fino ($MP_{2,5}$) debido al desplazamiento de combustibles más contaminantes en los sectores residenciales, fiscales, industriales y comerciales.

Esto considera las zonas urbanas que actualmente se encuentran con problemas de calidad del aire producto de uso intensivo de la leña, entre ellas; Concepción Metropolitano[101], Chillán y Chillán Viejo, Los Ángeles, Temuco y Padre las Casas, Osorno, Valdivia y Coyhaique.

En la mayoría de estas zonas urbanas la principal fuente de emisiones de material particulado fino corresponde a la combustión de residencial de leña para calefacción y cocina, situación que ha sido documentada en los inventarios de emisiones desarrollados para gran parte de las zonas urbanas con problemas de contaminación del aire (Gran Concepción, Chillán y Chillán Viejo, Los Ángeles, Temuco y Padre las Casas, Osorno y

[101] Constituidos por las comunas de Concepción, Talcahuano, Chiguayante, San Pedro de la Paz, Hualpén, Lota, Coronel, Penco, Tomé y Hualqui.

Coyhaique). Sin embargo, un aspecto relevante a considerar es el contenido de humedad de la leña al momento de ser quemada en los equipos de combustión residencial. Mientras mayor es el contenido de humedad de la leña, mayores son las tasas de emisión de contaminantes del aire, mientras que la cantidad de energía útil obtenida de la leña disminuye al aumentar el contenido de humedad. Es por ello que en el análisis se estimaron las emisiones actuales de material particulado fino ($MP_{2,5}$) considerando cuatro escenarios de contenido de humedad de la leña, los cuales considera leña seca, semi-húmeda, y húmeda, como se indica a continuación.

Tabla A.9.9. Escenarios de contenido de humedad de la leña considerados en el análisis.

ESCENARIO	% LEÑA SECA (H<=25%)	% LEÑA SEMI HÚMEDA (25<H<30)	% LEÑA HÚMEDA (H>=30)
1	95	5	0
2	60	20	20
3	20	20	60
4	10	10	80

2. Niveles actuales y proyectados de emisión de $MP_{2,5}$ y contaminantes del aire

Los niveles de emisión de $MP_{2,5}$ actuales y proyectados fueron estimados considerando la información de los usos actuales de combustibles en los hogares, instituciones y fuentes industriales y comerciales, los cuales también fueron utilizados en la estimación de la demanda de energía. Sólo se consideraron los distintos escenarios de contenido de humedad de la leña para calcular las emisiones atmosféricas generadas por la combustión de leña en los hogares del sur del país Para ello se consideraron las tasas de emisión de material particulado fino en función del consumo de leña, y según la tecnología del calefactor. La proporción de equipos existentes en el parque de calefactores fue estimada de la encuesta entregada por el Ministerio de Energía. La proporción de calefactores y los factores de emisión de $MP_{2,5}$ utilizados para la combustión de leña en equipos residenciales se muestran a continuación.

Tabla A.9.10. Proporción de calefactores según tipo de tecnología

TIPO DE TECNOLOGÍA/ ZONA	Concepción	Chillán	Temuco	Osorno	Valdivia	Coyhaique
Cocina de Fierro	19,0%	17,0%	39,2%	38,4%	23,3%	32,0%
Chimenea	8,6%	4,0%	1,3%	1,8%	1,8%	0,6%
Cámara simple + templador	35,4%	30,0%	51,6%	32,0%	44,3%	50,3%
Cámara Simple	6,5%	33,0%	0,0%	14,4%	18,7%	12,0%
Salamandra	23,2%	16,0%	8,0%	10,4%	7,8%	5,1%
Estufa de Lata	1,8%	0,0%	0,0%	1,8%	2,6%	0,0%
Horno de Barro	0,2%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
Otro	5,3%	0,0%	0,0%	1,1%	1,6%	0,0%
Total	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%

Tabla A.9.11. Factores de emisión de material particulado fino, $MP_{2,5}$ según contenido de humedad de la leña y tecnología del calefactor

EQUIPO	g $MP_{2,5}$/kg leña			
	Humedad 0-20% bs	Humedad 20-30% bs	Humedad 30-40% bs	Mala operación
COCINA DE FIERRO	18,6	30,1	87,6	
CHIMENEA	16,1	26,0	75,8	
DOBLE CÁMARA[1]	8,1	13,1	38,2	73,9
CÁMARA SIMPLE	14,9	24,0	69,9	135,4
SALAMANDRA	16,1	26,0	75,8	
ESTUFA DE LATA	16,1	26,0	75,8	
HORNO DE BARRO	16,1	26,0	75,8	
OTRO	16,1	26,0	75,8	

Fuente: Dictuc 2008. Estudio Diagnóstico Plan de Gestión Calidad del Aire VI Región. Preparado para la Ex Conama Región de O'Higgins

Como se puede apreciar, los factores de emisión de material particulado fino aumentan considerablemente cuando la leña tiene un mayor contenido de humedad. Esto ocurre independiente de la tecnología del calefactor. También son mayores las emisiones de $MP_{2,5}$ en aquellos equipos que controlan menos las condiciones de combustión, entre ellos cocinas a leña, chimeneas, salamandras y calefactores artesanales. Finalmente, se puede observar un mayor nivel de emisión de material particulado en los equipos de combustión lenta cuando éstos son operados en forma incorrecta, esto es, restringiendo el ingreso de aire primario y/o salida de los gases en la cámara de combustión producto de la regulación

de las entradas de aire y/o tiraje del equipo. La proporción de calefactores según tipo de tecnología se muestra a continuación.

Por otro lado, las emisiones de material particulado fino emitidas en las actividades institucionales, industriales y comerciales fueron estimados en función de los consumos de energéticos y tecnologías de los equipos, a través de factores de emisión recopilados del AP-42 de la Agencia de Protección Ambiental de Estados Unidos (US EPA) y los consumos de combustibles declarados. Los factores de emisión se muestran a continuación para los distintos equipos y según tipos de combustible.

Tabla A.9.12. Factores de emisión de contaminantes del aire considerados para las fuentes institucionales, industriales y comerciales

TIPO	COMBUSTIBLE	FACTOR DE EMISIÓN			UNIDAD
		MP_{10}	$MP_{2,5}$	SO_2	
TURBINA ESTACIONARIA	GAS NATURAL	6,60E-03	6,53E-03	9,40E-04	LB/MMBTU
TURBINA GENERACIÓN ELÉCTRICA	FUEL OIL 2 (DIESEL)	1,20E-02	1,19E-02	1,52E-03	LB/MMBTU
MOTORES INDUSTRIALES	DIESEL	0,27	0,17	0,29	LB/MMBTU
CALDERAS >100 MBTU/HR					
NORMAL FIRING	FUEL OIL 6	26,48	17,24	471,00	LB/10^3 GAL
	FUEL OIL 5	8,60	5,60	471,00	LB/10^3 GAL
NORMAL FIRING LOW NOX	FUEL OIL 6	26,48	17,24	471,00	LB/10^3 GAL
TANGENCIAL FIRING	FUEL OIL 6	26,48	17,24	471,00	LB/10^3 GAL
	FUEL OIL 5	8,60	5,60	471,00	LB/10^3 GAL
TANGENCIAL FIRING LOW NOX	FUEL OIL 6	26,48	17,24	471,00	LB/10^3 GAL
CALDERAS	FUEL OIL 2	8,60	5,60	710,00	LB/10^3 GAL
CALDERAS <100 MBTU/HR					
CALDERA	FUEL OIL 6	26,48	17,24	471,00	LB/10^3 GAL
	FUEL OIL 5	8,60	5,60	471,00	LB/10^3 GAL
	ACEITE DESTILADO	8,60	5,60	710,00	LB/10^3 GAL
CALDERAS CON USO DE ACEITES RESIDUALES					
CALDERA	FUEL OIL 6	22,01	16,04	471,00	LB/10^3 GAL
	FUEL OIL 5	7,08	5,16	471,00	LB/10^3 GAL
CALDERA COMERCIAL ACEITE RESIDUAL					
CALDERA	FUEL OIL 6	19,28	7,16	471,00	LB/10^3 GAL
	FUEL OIL 5	6,20	2,30	471,00	LB/10^3 GAL

TIPO	COMBUSTIBLE	FACTOR DE EMISIÓN			UNIDAD
		MP10	MP2,5	SO_2	
CALDERA COMERCIAL ACEITE DESTILADO					
CALDERA	FUEL OIL 6	4,03	3,10	471,00	LB/10^3 GAL
	FUEL OIL 5	1,30	1,00	471,00	LB/10^3 GAL
CALDERAS A KEROSENE					
CALDERAS	KEROSENE	1,50E-04	4,00E-05	4,20E-03	KG/KG KEROSENE
CALDERAS A BIOMASA					
SIN CONTROL	BARK/BARK AND WET WOOD NO CONTROL	0,50	0,43	0,03	LB/MMBTU
	MADERA SECA	0,36	0,31	0,03	LB/MMBTU
	MADERA HÚMEDA	0,29	0,25	0,03	LB/MMBTU
COLECTOR MECÁNICO	ASERRÍN, BIOMASA	0,32	0,19	0,03	LB/MMBTU
	MADERA SECA	0,27	0,16	0,03	LB/MMBTU
	MADERA HÚMEDA	0,20	0,12	0,03	LB/MMBTU
LAVADO HÚMEDO	BIOMASA	0,07	0,07	0,03	LB/MMBTU
FILTRO DE MANGA	BIOMASA	0,07	0,07	0,03	LB/MMBTU
PRECIPITADOR ELECTROESTÁTICO	BIOMASA	0,04	0,04	0,03	LB/MMBTU
CALDERAS A PROPANO-BUTANO					
CALDERA INDUSTRIAL O COMERCIAL	BUTANO	7,84E-03	7,84E-03	1,32E-05	LB/MMBTU
	PROPANO DILUIDO	7,65E-03	7,65E-03	1,64E-05	LB/MMBTU
	PROPANO	7,65E-03	7,65E-03	1,64E-05	LB/MMBTU
TODAS LAS FUENTES DE COMBUSTIÓN DE GN					
TODAS LAS FUENTES DE COMBUSTIÓN DE GN	GAS NATURAL	7,45E-03	7,38E-03	9,40E-04	LB/MMBTU
TODAS LAS FUENTES DE COMBUSTIÓN DE GLP					
TODAS LAS FUENTES DE COMBUSTIÓN DE GLP	GLP	7,65E-03	7,65E-03	1,64E-05	LB/MMBTU
EQUIPOS ELECTRÓGENOS					
EQUIPOS ELECTRÓGENOS	GAS NATURAL	2,04E-04	2,04E-04	1,00E-04	KG/KG
	PETROLEO 2	2,82E-03	6,80E-04	4,25E-03	KG/KG

TIPO	COMBUSTIBLE	FACTOR DE EMISIÓN			UNIDAD
		MP10	MP2,5	SO_2	
CALDERAS QUE COMBUSTIONAN CARBÓN					
PC-COCIDO, CARBÓN SECO	BITUMINOSO - SUBBITUMINOSO	23,00	6,00	76,00	LB/TON
PC-COCIDO, CARBÓN HÚMEDO		26,00	6,78	76,00	LB/TON
HORNO CICLÓN		2,60	0,68	76,00	LB/TON
OVERFEED STOKER		6,00	1,57	76,00	LB/TON
HAND FED UNITS		6,20	1,62	76,00	LB/TON
CALDERAS CON SISTEMAS DE CONTROL	CARBÓN PULVERIZADO	0,02	0,01	76,00	LB/MMBTU
SPREADER STOKER, TRAVELING GRATE OVERFEED STOKER, UNDERFEED STOKER	BITUMINOSO - SUBBITUMINOSO	0,04	0,01	76,00	LB/MMBTU
CALDERAS SIN CONTROL		23,00	6,00	76,00	LB/TON
CALDERAS CON MULTICICLONES		5,80	0,60	76,00	LB/TON
CALDERAS CON LAVADO HÚMEDO		4,20	3,00	76,00	LB/TON
CALDERAS CON ESP		0,54	0,24	76,00	LB/TON
CALDERAS CON BAGHOUSE		0,20	0,10	76,00	LB/TON
CALDERAS	CARBÓN COKE	62,10	16,20	76,00	LB/TON
ANTORCHAS					
ANTORCHA	CUALQUIER COMBUSTIBLE	274	246,6	ND	LB/10^6BTU
	CUALQUIER COMBUSTIBLE	4,9E-04	4,4E-04		KG/KCAL

Continuación Tabla A.9.12.

TIPO	COMBUSTIBLE	FACTOR DE EMISIÓN			UNIDAD
		MP10	MP2,5	SO_2	
AHUMADOR DE CARNE					
AHUMADOR DE CARNE	MADERA O ASERRÍN	53	47,7	ND	LB/TON
COMBUSTIÓN DE ACEITE USADO					
SMALL BOILER	ACEITE USADO	255	229,5	735,00	LB/10^3 GAL
BIOGAS					
CALDERAS	BIOGAS	130	130	15,79	KG/10^6DSCM CH_4
METANOL					
CALDERAS	METANOL				
GAS ALTO HORNO					
CALDERAS/ HORNOS	GAS DE ALTO HORNO	3,24E-07	1,09E-07	1,08E-06	KG/KCAL
BATERÍA COQUE	GAS DE ALTO HORNO	6,26E-07	2,42E-07	1,01E-08	KG/KCAL
ALTO HORNO	GAS DE ALTO HORNO	2,72E-08	2,48E-08	7,71E-08	KG/KCAL
GAS REFINERÍA					
CALDERAS	GAS DE REFINERÍA	2,20E-06	1,78E-06	7,54E-06	KG/KCAL
HORNOS	GAS DE REFINERÍA			3,19E-05	KG/KCAL
ANTORCHA	GAS DE REFINERÍA			1,28E-05	KG/KCAL

Las emisiones actuales de material particulado fino en las distintas zonas urbanas bajo estudio se muestran en la tabla siguiente. Se puede apreciar en la tabla que las principales emisiones de material particulado fino provienen de las fuentes residenciales debido al uso residencial de leña para calefacción. Se evidencia además un mayor aporte de material particulado fino desde las fuentes residenciales en las ciudades más importantes del sur del país, entre ellas, Chillán, Los Ángeles, Temuco, Valdivia, Osorno, Puerto Montt y Coyhaique. También se puede apreciar que las emisiones de material particulado fino desde las fuentes residenciales van incrementando en los escenarios (1 al 4) esto se debe a que el escenario 1 considera la mayor proporción de uso de leña seca, mientas que el escenario 4 corresponde a un escenario donde la leña se encuentra en su mayoría húmeda.

Tabla A.9.13. Emisiones actuales de material particulado fino estimadas para las actividades residenciales, fiscales, industriales y comerciales en las áreas urbanas bajo estudio

COMUNA	EMISIONES ACTUALES MP25 [TON/AÑO]							
	RESIDENCIAL				COMERCIAL	INDUSTRIAL	INDUSTRIAL GENERACIÓN	FISCAL
	ESC. 1	ESC. 2	ESC.3	ESC. 4				
ANCUD	824,46	1.490,49	2.676,88	3.221,53	0,02	22,35		
ANGOL	1.041,84	1.885,39	3.385,31	4.072,88	1,02	543,63		0,20
ARAUCO	514,74	798,25	1.302,48	1.533,67	0,02	81,20	0,15	1,55
AYSÉN	1.743,08	2.731,97	4.490,45	5.296,59	0,07	3,73	2,86	0,86
BULNES	159,33	247,06	403,10	474,64		6,86		0,01
CABRERO	304,90	472,81	771,44	908,36	0,00	732,18	36,02	
CALBUCO	846,18	1.529,76	2.747,43	3.306,43		79,11		
CAÑETE	403,40	625,56	1.020,69	1.201,85	0,01	0,00		0,09
CARAHUE	192,97	349,22	627,04	754,39				0,28
CASTRO	1.494,16	2.701,20	4.851,31	5.838,37	4,81	22,49		0,07
CHIGUAYANTE	707,83	1.280,45	2.298,84	2.765,74	0,03	0,01		
CHILLÁN	1.820,67	2.823,17	4.606,17	5.423,67	0,08	15,68		0,14
CHILLÁN VIEJO	423,97	657,46	1.072,75	1.263,15		180,89		
CHONCHI	214,29	387,40	695,76	837,32		0,25	0,05	
COELEMU	235,05	364,51	594,76	700,33	0,21	183,70		0,01
COIHUECO	164,96	255,81	417,39	491,47		0,56		
COLLIPULLI	528,40	956,29	1.717,12	2.065,89	0,02	145,65	19,78	1,25
CONCEPCIÓN	718,00	1.298,59	2.331,15	2.804,55	2,13	0,42		4,49
CORONEL	482,50	872,67	1.566,58	1.884,72	0,05	403,56	82,27	0,11
COYHAIQUE	4.066,46	6.373,43	10.475,79	12.356,43	8,29	1,04	3,26	5,34
CUNCO	255,98	463,25	831,81	1.000,76	0,00			0,01
CURACAUTÍN	607,06	1.098,66	1.972,78	2.373,48	4,06		0,24	
CURANILAHUE	409,07	634,34	1.034,98	1.218,68	0,00	124,50	0,00	0,12
DALCAHUE	282,61	510,93	917,63	1.104,34		16,44		
FRUTILLAR	503,45	910,75	1.635,05	1.967,09	0,01			
FUTRONO	158,39	286,50	514,31	618,74	0,06			0,04
GORBEA	240,97	436,10	783,06	942,11	1,53			0,01
HUALPÉN	64,74	116,69	209,08	251,44	0,02	55,48	14,15	
HUALQUI	182,76	330,64	593,63	714,21	1,91	188,27		0,39
LA UNIÓN	749,93	1.356,58	2.435,36	2.929,92				
LAJA	345,29	535,47	873,71	1.028,79	0,11	22,50		0,76
LANCO	237,08	428,84	769,86	926,20	6,38	1,38		
LAUTARO	568,31	1.028,47	1.846,70	2.221,77	0,70	558,99	23,70	0,02
LEBU	1.060,34	1.644,44	2.683,28	3.159,59	0,01		0,37	0,92
LLANQUIHUE	688,19	1.244,94	2.235,00	2.688,88	0,01	13,81		

Continuación Tabla A.9.13

COMUNA	EMISIONES ACTUALES MP25 [TON/AÑO)							
	RESIDENCIAL				COMERCIAL	INDUSTRIAL	INDUSTRIAL GENERACIÓN	FISCAL
	ESC. 1	ESC. 2	ESC.3	ESC. 4				
LONCOCHE	356,22	644,66	1.157,53	1.392,63	0,01	69,13		0,01
LOS ÁLAMOS	667,65	1.035,43	1.689,54	1.989,45			0,01	
LOS ÁNGELES	1.212,40	2.192,87	3.936,71	4.736,27	0,07	381,46	66,57	0,14
LOS LAGOS	274,50	496,55	891,43	1.072,45		54,48		
LOS MUERMOS	355,27	642,69	1.153,79	1.388,10				
LOTA	251,58	454,98	816,73	982,58	0,22	194,82		0,14
LUMACO	146,09	264,39	474,73	571,15				
MARIQUINA	329,61	596,27	1.070,46	1.287,84		107,45		0,68
MAULLÍN	372,63	673,67	1.209,91	1.456,08				
MULCHÉN	429,77	666,46	1.087,42	1.280,43	0,00	61,82		2,66
NACIMIENTO	379,85	589,03	961,07	1.131,65	0,11	21,83		3,12
NEGRETE	100,49	155,83	254,25	299,38		21,33		
NUEVA IMPERIAL	221,89	401,54	720,97	867,39	15,08	18,84		
OSORNO	4.072,56	7.366,78	13.224,83	15.910,39	13,35	101,38	0,58	0,01
PADRE LAS CASAS	557,84	1.009,45	1812,47	2.180,57	1,58	12,92		0,01
PAILLACO	237,66	429,92	771,80	928,53	0,01			0,64
PANGUIPULLI	519,96	940,60	1.688,61	2.031,53	15,39	106,22	0,11	
PENCO	543,00	982,37	1.763,76	2.122,01	0,00	43,04		0,00
PINTO	184,72	286,47	467,43	550,41	2,33			
PITRUFQUÉN	385,90	698,37	1.253,98	1.508,68	0,04	6,38		0,66
PUCÓN	547,71	991,19	1.779,73	2.141,20	18,42			0,00
PUERTO MONTT	8.281,27	14.971,30	26.888,26	32.359,03	0,46	104,02	4,41	0,16
PUERTO VARAS	857,00	1.549,28	2.782,45	3.348,56	1,92	0,33		
PURÉN	213,12	385,68	692,52	833,17				2,97
PURRANQUE	479,79	867,94	1.558,17	1.874,59		58,68		
QUELLÓN	1.319,10	2.384,74	4.282,98	5.154,41	0,04	0,23	1,72	
QUILLECO	104,75	162,43	265,03	312,08		51,42		
QUILLÓN	245,48	380,68	621,14	731,39		0,02		
QUIRIHUE	266,96	414,00	675,51	795,41				0,00
RENAICO	132,73	240,19	431,27	518,86		1,93		
RÍO BUENO	568,41	1.028,16	1.845,73	2.220,54	0,00	3,97		0,12
SAN CARLOS	270,06	418,73	683,16	804,39		157,95		0,01
SAN PEDRO DE LA PAZ	796,36	1.440,75	2.586,77	3.112,20	1,03	156,26		
SANTA BÁRBARA	75,28	116,72	190,43	224,22				
SANTA JUANA	30,99	56,03	100,57	120,98			0,00	
TALCAHUANO	432,04	781,15	1.402,04	1.686,70	0,04	88,61	0,96	0,14

Continuación Tabla A.9.13

COMUNA	EMISIONES ACTUALES MP25 [TON/AÑO)							
	RESIDENCIAL				COMERCIAL	INDUSTRIAL	INDUSTRIAL GENERACIÓN	FISCAL
	ESC. 1	ESC. 2	ESC.3	ESC. 4				
TEMUCO	3.748,33	6.782,41	12.177,31	14.650,34	31,42	25,06		0,06
TEODORO SCHMIDT	110,16	199,34	357,93	430,62				
TOMÉ	706,09	1.277,25	2.293,03	2.758,75	0,12	0,87		0,75
TRAIGUÉN	382,95	693,05	1244,44	1.497,19	0,49		0,21	3,47
TUCAPEL	236,95	367,44	599,54	705,95		23,02		0,71
VALDIVIA	2.138,66	3.865,81	6942,38	8.354,76	21,79	375,95	18,75	13,60
VICTORIA	750,18	1.357,66	2.437,83	2.932,98	0,81	12,12		0,21
VILCÚN	262,48	475,04	852,98	1.026,24	0,00	4,45		0,00
VILLARRICA	472,05	854,24	1.533,80	1.845,32	6,42	0,16		0,03
YUMBEL	262,58	407,20	664,41	782,35		0,20		2,77
YUNGAY	316,16	490,30	800,00	942,00		62,70		0,01
TOTAL	**58.848,55**	**102.615,12**	**180.485,50**	**216.199,76**	**162,71**	**5.733,74**	**276,22**	**49,77**

Para el caso de las emisiones proyectadas de material particulado fino, debido a la sustitución de actuales energéticos por gas natural en el sector residencial, institucional, industrial y comercial, para efectos de simplificación se consideró un nivel promedio de 70% de sustitución de leña por gas natural para todos los hogares que consumen leña en las zonas urbanas estudiadas. Este valor fue determinado previamente como un valor promedio de desplazamiento de leña en los hogares para lograr una condición de cumplimiento de las normas de calidad del aire en las zonas urbanas de Gran Concepción, Talcahuano, Chillán, Los Ángeles, Temuco, Osorno, Valdivia, Puerto Montt y Coyhaique. Cabe recordar, que actualmente estas comunas se encuentran con problemas de calidad del aire debido al uso intensivo de leña en los hogares.

Para el caso de las fuentes institucionales, se consideró la sustitución de combustibles sólidos (leña y carbón), líquidos (fuel oil) y gaseosos (GLP) por gas natural. En el caso de la sustitución de combustibles sólidos, se asume el cambio de equipo de combustión considerando los actuales requerimientos energéticos. Por otro lado, las fuentes comerciales e industriales (incluida la generación) sólo considera la sustitución de combustibles líquidos (fuel oil, aceite) y gaseosos (GLP) considerando la opción de optar a

sistemas de quemadores duales. Es de esperar una sustitución natural si el gas natural se encuentre disponible a un precio atractivo para la industrial.

Las emisiones proyectadas de material particulado fino para las distintas zonas urbanas del sur del país se muestran en la tabla A.9.14. Se puede observar que existe un importante potencial de reducción de emisiones de material particulado frente a la sustitución de energéticos por gas natural. Esta reducción es mayor para las fuentes residenciales debido a la sustitución de leña por gas natural para calefacción y es mayor en los escenarios de mayor contenido y humedad de la leña (Escenario 3 y 4). En la tabla A.9.15 se muestra el potencial de sustitución para cada escenario

Tabla A.9.14. Emisiones proyectadas de material particulado fino estimadas para las actividades residenciales, fiscales, industriales y comerciales en las áreas urbanas bajo estudio

COMUNA	EMISIONES PROYECTADAS MP2,5(TON/ AÑO)							
	RESIDENCIAL				COMERCIAL	INDUSTRIAL	INDUSTRIAL GENERACIÓN	FISCAL
	ESC 1	ESC 2	ESC3	ESC 4				
ANCUD	249,02	448,66	804,30	967,58	0,00	1,42		
ANGOL	314,76	567,61	1.017,25	1.223,37	1,02	543,62		0,02
ARAUCO	155,20	240,18	391,33	460,64	0,01	43,72	0,08	0,03
AYSÉN	525,57	821,96	1.349,06	1.590,72	0,01	0,29	0,61	0,01
BULNES	48,07	74,36	121,14	142,59		0,23		0,01
CABRERO	91,96	142,29	231,81	272,86	0,00	731,75	34,13	
CALBUCO	255,57	460,47	825,49	993,07		71,36		
CAÑETE	121,65	188,25	306,69	361,00	0,00	0,00		0,02
CARAHUE	58,30	105,13	188,41	226,59				0,01
CASTRO	451,29	813,09	1.457,62	1.753,53	4,80	18,64		0,01
CHIGUAYANTE	214,31	385,93	691,18	831,14	0,02	0,01		
CHILLÁN	549,30	849,79	1.384,28	1.629,36	0,06	5,42		0,13
CHILLÁN VIEJO	127,85	197,84	322,33	379,41		180,89		
CHONCHI	64,72	116,61	209,05	251,49		0,05	0,05	
COELEMU	70,87	109,68	178,70	210,35	0,21	183,69		0,01
COIHUECO	49,75	76,98	125,41	147,62		0,00		
COLLIPULLI	159,58	287,84	515,92	620,48	0,00	104,63	19,61	0,01
CONCEPCIÓN	217,61	391,62	701,11	843,02	2,10	0,40		0,22
CORONEL	146,22	263,16	471,15	566,51	0,03	333,17	69,35	0,02
COYHAIQUE	1.226,13	1.917,57	3.147,25	3.711,01	7,91	1,03	3,26	0,09
CUNCO	77,32	139,45	249,93	300,58	0,00			0,01
CURACAUTÍN	183,33	330,69	592,73	712,85	4,06		0,24	
CURANILAHUE	123,39	190,91	311,02	366,08	0,00	124,50	0,00	0,02
DALCAHUE	85,35	153,79	275,70	331,68		15,15		
FRUTILLAR	151,91	274,00	491,15	590,70	0,00			
FUTRONO	47,82	86,22	154,52	185,83	0,05			0,00
GORBEA	72,78	131,27	235,28	282,96	1,53			0,01
HUALPÉN	19,97	35,54	63,23	75,93	0,02	55,40	14,15	
HUALQUI	55,31	99,63	178,46	214,61	1,90	181,82		0,00
LA UNIÓN	226,33	408,19	731,61	879,88				
LAJA	104,11	161,11	262,51	309,00	0,11	15,25		0,01
LANCO	71,56	129,04	231,28	278,15	6,38	0,26		
LAUTARO	171,68	309,61	554,89	667,34	0,70	556,43	23,70	0,02
LEBU	319,60	494,68	806,09	948,88	0,01		0,37	0,03
LLANQUIHUE	207,66	374,56	671,37	807,46	0,00	13,81		

Continuación Tabla A.9.14

COMUNA	EMISIONES PROYECTADAS MP2,5(TON/ AÑO)							
	RESIDENCIAL				COMERCIAL	INDUSTRIAL	INDUSTRIAL GENERACIÓN	FISCAL
	ESC 1	ESC 2	ESC3	ESC 4				
LONCOCHE	107,61	194,07	347,81	418,29	0,01	65,20		0,01
LOS ÁLAMOS	201,24	311,48	507,56	597,47			0,01	
LOS ÁNGELES	366,77	660,64	1.183,37	1.423,06	0,05	371,23	66,57	0,14
LOS LAGOS	82,84	149,40	267,79	322,06		48,37		
LOS MUERMOS	107,20	193,36	346,59	416,84				
LOTA	76,27	137,24	245,66	295,38	0,22	188,76		0,02
LUMACO	44,13	79,59	142,64	171,55				
MARIQUINA	99,45	179,39	321,55	386,73		25,03		0,01
MAULLÍN	112,54	202,78	363,52	437,32				
MULCHÉN	129,61	200,55	326,74	384,60	0,00	61,79		0,02
NACIMIENTO	114,57	177,27	288,80	339,93	0,11	17,46		0,02
NEGRETE	30,31	46,90	76,40	89,93		21,33		
NUEVA IMPERIAL	67,05	120,90	216,65	260,55	0,13	18,84		
OSORNO	1.229,26	2.216,79	3.973,04	4.778,22	13,30	101,37	0,58	0,00
PADRE LAS CASAS	168,59	303,95	544,68	655,03	1,57	11,67		0,00
PAILLACO	71,73	129,36	231,86	278,85	0,00			0,02
PANGUIPULLI	156,90	282,99	507,25	610,06	15,39	106,22	0,11	
PENCO	164,33	296,01	530,22	637,61	0,00	2,98		0,00
PINTO	55,68	86,18	140,43	165,30	2,13			
PITRUFQUÉN	116,57	210,23	376,79	453,14	0,01	0,41		0,01
PUCÓN	165,47	298,40	534,78	643,15	18,30			0,00
PUERTO MONTT	2.501,20	4.506,47	8.078,79	9.718,86	0,19	86,58	4,41	0,03
PUERTO VARAS	258,88	466,38	836,05	1005,76	1,89	0,16		
PURÉN	64,39	116,11	208,09	250,26				0,02
PURRANQUE	144,78	261,14	468,07	562,94		58,67		
QUELLÓN	398,40	717,82	1.286,85	1.548,09	0,01	0,04	1,72	
QUILLECO	31,59	48,88	79,63	93,74		51,42		
QUILLÓN	74,02	114,54	186,63	219,68		0,02		
QUIRIHUE	80,49	124,56	202,96	238,90				0,00
RENAICO	40,10	72,31	129,60	155,85		1,83		
RÍO BUENO	171,58	309,41	554,52	666,89	0,00	3,97		0,01
SAN CARLOS	81,51	126,07	205,34	241,69		156,09		0,01
SAN PEDRO DE LA PAZ	240,99	434,12	777,62	935,12	1,02	152,52		
SANTA BÁRBARA	22,73	35,15	57,24	67,37				
SANTA JUANA	9,40	16,91	30,26	36,38			0,00	
TALCAHUANO	131,15	235,78	421,88	507,21	0,04	26,79	0,95	0,14

Continuación Tabla A.9.14

COMUNA	EMISIONES PROYECTADAS MP2,5(TON/ AÑO)							
	RESIDENCIAL				COMERCIAL	INDUSTRIAL	INDUSTRIAL GENERACIÓN	FISCAL
	ESC 1	ESC 2	ESC3	ESC 4				
TOMÉ	213,82	385,01	689,48	829,08	0,12	0,07		0,03
TEMUCO	1.133,18	2.042,63	3.659,88	4.401,28	30,71	22,33		0,02
TRAIGUÉN	115,67	208,62	373,91	449,69	0,49		0,21	0,03
TUCAPEL	71,45	110,57	180,14	212,04		23,02		0,01
VALDIVIA	646,44	1.164,14	2.086,39	2.509,80	21,40	368,04	10,95	0,40
VICTORIA	226,57	408,66	732,47	880,91	0,81	12,12		0,04
VILCÚN	79,28	142,99	256,29	308,23	0,00	4,45		0,00
VILLARRICA	142,63	257,19	460,91	554,30	6,32	0,15		0,02
YUMBEL	79,17	122,52	199,62	234,98		0,04		0,02
YUNGAY	95,33	147,52	240,36	282,93		62,70		0,01
TOTAL	**17.771,98**	**30890,74**	**54.233,92**	**64.940,72**	**145,19**	**5.254,64**	**251,10**	**1,73**

Tabla A.9.15. Potencial de reducción de emisiones de material particulado fino para las actividades residenciales, fiscales, industriales y comerciales en las áreas urbanas bajo estudio

COMUNA	POTENCIAL DE REDUCCIÓN DE EMISIONES MP2,5(TON/AÑO)							
	RESIDENCIAL				COMERCIAL	INDUSTRIAL	INDUSTRIAL GENERACIÓN	FISCAL
	ESC 1	ESC 2	ESC3	ESC 4				
ANCUD	575,44	1.041,83	1.872,58	2.253,95	0,02	20,92	0,00	0,00
ANGOL	727,08	1.317,78	2.368,06	2.849,50	0,00	0,01	0,00	0,19
ARAUCO	359,54	558,07	911,15	1.073,04	0,00	37,48	0,07	1,52
AYSÉN	1.217,51	1.910,01	3.141,38	3.705,87	0,06	3,44	2,25	0,85
BULNES	111,26	172,70	281,96	332,06	0,00	6,63	0,00	0,00
CABRERO	212,94	330,52	539,63	635,50	0,00	0,43	1,89	0,00
CALBUCO	590,60	1.069,29	1.921,94	2.313,36	0,00	7,75	0,00	0,00
CAÑETE	281,74	437,32	714,00	840,85	0,00	0,00	0,00	0,07
CARAHUE	134,67	244,09	438,62	527,80	0,00	0,00	0,00	0,28
CASTRO	1.042,87	1.888,11	3.393,68	4.084,83	0,02	3,85	0,00	0,06
CHIGUAYANTE	493,52	894,52	1.607,66	1.934,60	0,01	0,00	0,00	0,00
CHILLÁN	1.271,36	1.973,37	3.221,89	3.794,31	0,02	10,27	0,00	0,01
CHILLÁN VIEJO	296,12	459,62	750,42	883,74	0,00	0,00	0,00	0,00
CHONCHI	149,56	270,79	486,71	585,83	0,00	0,21	0,00	0,00

Continuación Tabla A.9.15

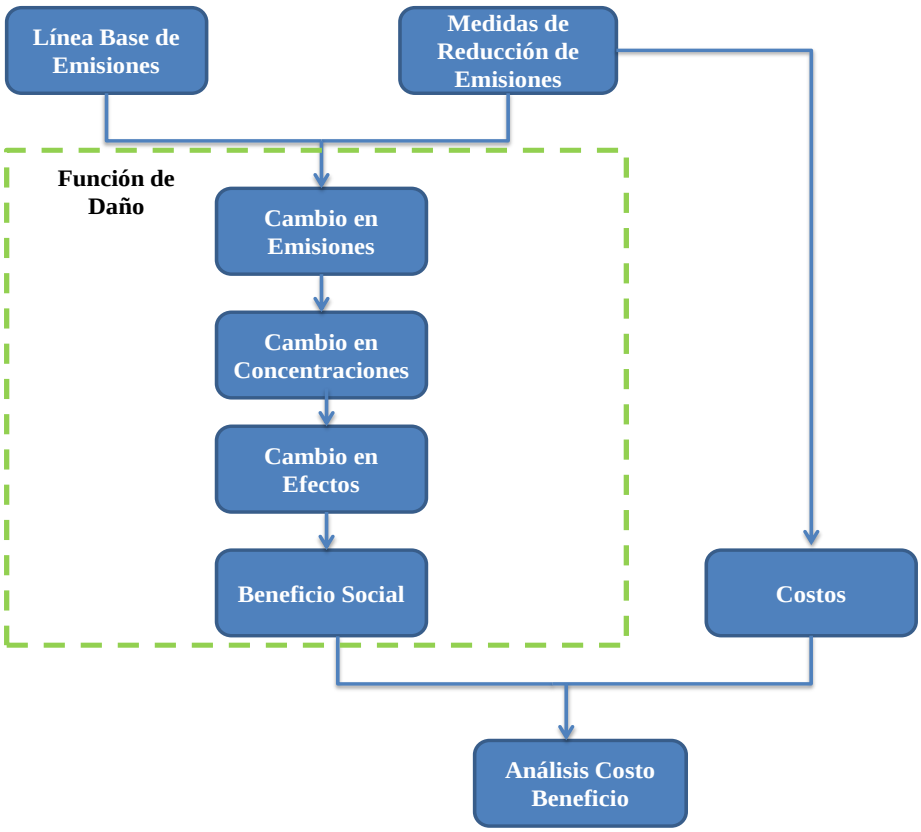
COMUNA	POTENCIAL DE REDUCCIÓN DE EMISIONES MP2,5(TON/AÑO)							
	RESIDENCIAL				COMERCIAL	INDUSTRIAL	INDUSTRIAL GENERACIÓN	FISCAL
	ESC 1	ESC 2	ESC3	ESC 4				
COELEMU	164,18	254,83	416,06	489,98	0,00	0,01	0,00	0,00
COIHUECO	115,21	178,83	291,97	343,84	0,00	0,56	0,00	0,00
COLLIPULLI	368,81	668,44	1.201,20	1.445,41	0,01	41,02	0,17	1,24
CONCEPCIÓN	500,39	906,97	1.630,04	1.961,53	0,03	0,02	0,00	4,27
CORONEL	336,28	609,51	1.095,43	1.318,20	0,02	70,39	12,92	0,09
COYHAIQUE	2.840,33	4.455,86	7.328,54	8.645,42	0,37	0,00	0,00	5,25
CUNCO	178,66	323,80	581,88	700,18	0,00	0,00	0,00	0,00
CURACAUTÍN	423,73	767,97	1.380,06	1.660,63	0,00	0,00	0,00	0,00
CURANILAHUE	285,68	443,42	723,97	852,59	0,00	0,00	0,00	0,10
DALCAHUE	197,26	357,14	641,93	772,66	0,00	1,29	0,00	0,00
FRUTILLAR	351,55	636,75	1.143,90	1.376,39	0,00	0,00	0,00	0,00
FUTRONO	110,57	200,28	359,79	432,91	0,00	0,00	0,00	0,04
GORBEA	168,19	304,83	547,78	659,15	0,00	0,00	0,00	0,00
HUALPÉN	44,77	81,15	145,85	175,51	0,00	0,07	0,00	0,00
HUALQUI	127,45	231,01	415,17	499,60	0,01	6,45	0,00	0,39
LA UNIÓN	523,60	948,39	1.703,75	2.050,03	0,00	0,00	0,00	0,00
LAJA	241,18	374,35	611,20	719,79	0,00	7,24	0,00	0,75
LANCO	165,52	299,80	538,58	648,05	0,00	1,11	0,00	0,00
LAUTARO	396,63	718,86	1.291,81	1.554,44	0,00	2,56	0,00	0,00
LEBU	740,74	1.149,76	1.877,19	2.210,71	0,01	0,00	0,00	0,89
LLANQUIHUE	480,54	870,39	1563,62	1881,42	0,01	0,00	0,00	0,00
LONCOCHE	248,61	450,59	809,72	974,34	0,00	3,93	0,00	0,00
LOS ÁLAMOS	466,41	723,95	1181,98	1391,98	0,00	0,00	0,00	0,00
LOS ÁNGELES	845,63	1.532,22	2.753,34	3.313,21	0,02	10,23	0,00	0,00
LOS LAGOS	191,66	347,15	623,64	750,39	0,00	6,11	0,00	0,00
LOS MUERMOS	248,07	449,33	807,20	971,26	0,00	0,00	0,00	0,00
LOTA	175,31	317,75	571,07	687,20	0,00	6,06	0,00	0,12
LUMACO	101,96	184,80	332,09	399,60	0,00	0,00	0,00	0,00
MARIQUINA	230,16	416,87	748,90	901,11	0,00	82,42	0,00	0,68
MAULLÍN	260,09	470,89	846,38	1018,76	0,00	0,00	0,00	0,00
MULCHÉN	300,16	465,91	760,68	895,83	0,00	0,04	0,00	2,64
NACIMIENTO	265,28	411,76	672,28	791,72	0,00	4,37	0,00	3,09
NEGRETE	70,18	108,93	177,85	209,45	0,00	0,00	0,00	0,00
NUEVA IMPERIAL	154,84	280,64	504,31	606,84	14,95	0,00	0,00	0,00
OSORNO	2.843,30	5.149,98	9.251,79	11.132,17	0,05	0,01	0,00	0,01
PADRE LAS CASAS	389,26	705,50	1.267,79	1.525,54	0,01	1,25	0,00	0,01

Continuación Tabla A.9.15

COMUNA	POTENCIAL DE REDUCCIÓN DE EMISIONES MP2,5(TON/AÑO)							
	RESIDENCIAL				COMERCIAL	INDUSTRIAL	INDUSTRIAL GENERACIÓN	FISCAL
	ESC 1	ESC 2	ESC3	ESC 4				
PAILLACO	165,94	300,56	539,94	649,68	0,01	0,00	0,00	0,62
PANGUIPULLI	363,06	657,60	1.181,36	1.421,47	0,00	0,00	0,00	0,00
PENCO	378,67	686,36	1.233,54	1.484,40	0,00	40,06	0,00	0,00
PINTO	129,04	200,29	327,00	385,10	0,19	0,00	0,00	0,00
PITRUFQUÉN	269,33	488,14	877,20	1.055,53	0,03	5,97	0,00	0,65
PUCÓN	382,24	692,79	1244,94	1498,05	0,12	0,00	0,00	0,00
PUERTO MONTT	5.780,07	10.464,83	18.809,47	22.640,16	0,27	17,43	0,00	0,13
PUERTO VARAS	598,12	1.082,90	1.946,40	2.342,80	0,03	0,17	0,00	0,00
PURÉN	148,74	269,57	484,43	582,91	0,00	0,00	0,00	2,95
PURRANQUE	335,01	606,80	1.090,10	1.311,66	0,00	0,01	0,00	0,00
QUELLÓN	920,70	1.666,93	2.996,13	3.606,32	0,04	0,19	0,00	0,00
QUILLECO	73,16	113,56	185,40	218,34	0,00	0,00	0,00	0,00
QUILLÓN	171,46	266,14	434,52	511,71	0,00	0,00	0,00	0,00
QUIRIHUE	186,47	289,43	472,55	556,51	0,00	0,00	0,00	0,00
RENAICO	92,63	167,88	301,68	363,01	0,00	0,10	0,00	0,00
RÍO BUENO	396,82	718,75	1.291,22	1.553,65	0,00	0,00	0,00	0,12
SAN CARLOS	188,55	292,66	477,82	562,71	0,00	1,86	0,00	0,00
SAN PEDRO DE LA PAZ	555,38	1.006,64	1.809,15	2.177,07	0,01	3,74	0,00	0,00
SANTA BÁRBARA	52,56	81,58	133,19	156,85	0,00	0,00	0,00	0,00
SANTA JUANA	21,58	39,12	70,31	84,60	0,00	0,00	0,00	0,00
TALCAHUANO	300,89	545,37	980,15	1.179,48	0,01	61,82	0,01	0,00
TEMUCO	2.615,15	4.739,77	8.517,43	10.249,06	0,70	2,73	0,00	0,04
TEODORO SCHMIDT	76,87	139,33	250,37	301,27	0,00	0,00	0,00	0,00
TOMÉ	492,26	892,24	1.603,56	1.929,67	0,00	0,80	0,00	0,73
TRAIGUÉN	267,28	484,43	870,53	1.047,51	0,00	0,00	0,00	3,44
TUCAPEL	165,49	256,88	419,40	493,91	0,00	0,00	0,00	0,70
VALDIVIA	1.492,23	2.701,68	4.855,99	5.844,95	0,39	7,90	7,80	13,20
VICTORIA	523,61	949,00	1.705,36	2.052,07	0,00	0,00	0,00	0,17
VILCÚN	183,21	332,05	596,70	718,01	0,00	0,00	0,00	0,00
VILLARRICA	329,42	597,04	1.072,90	1.291,02	0,09	0,01	0,00	0,01
YUMBEL	183,41	284,68	464,79	547,37	0,00	0,16	0,00	2,75
YUNGAY	220,83	342,77	559,64	659,07	0,00	0,00	0,00	0,00
TOTAL	**41.076,57**	**71.724,38**	**126.251,58**	**151.259,04**	**17,52**	**479,09**	**25,12**	**48,04**

3. Estimación de los beneficios económicos en salud

Los beneficios económicos asociados a mejoras en salud debido a la sustitución de los actuales combustibles por gas natural fueron estimados por el Ministerio del Medio Ambiente.



Fuente: Ministerio del Medio Ambiente

Figura A.9.3. Metodología de estimación de los beneficios en salud.

Los beneficios se originan por las muertes evitadas producto de la reducción en concentraciones ambientales de Material Particulado fino ($MP_{2,5}$). El cambio en la concentración de $MP_{2,5}$ con respecto a un cambio en la emisión del contaminante, se estimaron considerando el factor de emisión-concentración (FEC) para cada zona geográfica de interés. El FEC indica las toneladas necesarias de contaminante para aumentar/ reducir en 1 µg/m^3 el promedio anual de concentración de $MP_{2,5}$. Los FEC utilizados en la evaluación

fueron determinados usando modelos del tipo rollback simple (Noel de Nevers, 1975; T. Y. Chang, 1975), relacionando las emisiones con concentraciones:

$$FEC_i = \left(\frac{\Delta E_i}{\Delta C_i} \right)$$

Donde:
FEC_i: Factor de emisión concentración para el contaminante, i [(ton/año)/(μg/m^3)]

ΔE_i: Cambio en la emisión del contaminante, i [ton/año]

ΔC_i: Cambio en la concentración ambiental de contaminante, i [μg/m^3]

Relación Emisión – Concentración Los factores de emisión-concentración fueron estimados a partir del estudio UNTEC (2014), el cual desarrolla un índice de remoción de contaminantes (I_r) para las distintas zonas del país, con una resolución de 1 kilómetro. Este índice depende de la velocidad de viento registrada en 10 metros (V_{10}) y la altura de capa de mezcla (h):

$$I_r = V_{10} \cdot h$$

Mientras que el FEC se relaciona con este índice (I_r) mediante la siguiente ecuación:

$$FEC = \alpha \cdot I_r + \delta$$

Donde α y δ corresponden a los coeficientes de regresión entre los FEC y el índice de remoción de contaminantes cuyos valores fueron estimados en 0,088 para la pendiente (α) y 0,0 para la intercepción (δ). Estos valores fueron obtenidos en UNTEC (2014) mediante una regresión a aplicada a datos de 28 comunas, donde se consideraron datos de concentración de MP2,5 de estaciones de monitoreo y las emisiones de contaminantes del RETC (Registro de Emisiones y transferencias de Contaminantes) .

Relación Concentración- Respuesta (C-R) El cambio en concentraciones ambientales de $MP_{2,5}$ se relaciona con el cambio en el número de eventos (muerte prematura) a través de la utilización de la utilización de la funciones dosis (concentración) respuesta. Por lo general las funciones Concentración-Respuesta (C-R) son el resultado de estudios epidemiológicos, cuyo análisis proporciona el valor de la pendiente de la curva C-R, o el riesgo relativo para una variación de la concentración del contaminante. En términos simples la interpretación del coeficiente C-R es la siguiente; a mayor coeficiente C-R, mayor es la incidencia sobre la

mortalidad prematura o enfermedades en la población expuesta a la contaminación y se puede expresar mediante la siguiente relación matemática:

$$\Delta \text{Efecto}_{Pj} \approx \sum_{i=1}^{n} \beta_{pj} \cdot \Delta C_{pi} \cdot P_{ijp} \cdot y_{0j}$$

Donde:

$\Delta Efecto_{pj}$: Cambio en efecto en salud j debido al delta de emisión del contaminante p

B_{pj}: Coeficiente de riesgo unitario del efecto en salud j y contaminante p [$(\mu g/m^3)^{-1}$].

P_{ij}: = Población i expuesta al contaminante p y que puede sufrir efecto en salud j [habitantes]

y_{0j}: Tasa de incidencia base [casos / (habitantes- año)]

Para el caso de este estudio se obtuvo la cantidad de muertes prematuras evitadas (ver tabla A.9.16) por efectos de la reducción en la contaminación para las distintas zonas urbanas bajo estudio y considerando los distintos niveles de reducción de emisiones de $MP_{2,5}$, según los escenarios de contenidos de humedad de la leña.

Tabla A.9.16 Número de casos evitados de mortalidad (muertes/año) debido a la reducción de los niveles ambientales de material particulado en las zonas urbanas de interés

REDUCCIÓN DE EMISIONES	CASOS EVITADOS MORTALIDAD POR AÑO- (BASE 2015)			
	ESCENARIO 1	ESCENARIO 2	ESCENARIO 3	ESCENARIO 4
AYSÉN	2	3	6	7
ANCUD	1	2	4	5
ANGOL	6	10	18	22
ARAUCO	2	3	5	5
BULNES	0	1	1	1
CABRERO	1	1	2	2
CALBUCO	1	1	2	3
CAÑETE	2	2	4	5
CARAHUE	0	1	1	2
CASTRO	4	7	13	16
CHIGUAYANTE	13	23	42	51
CHILLAN	48	74	120	141
CHILLAN VIEJO	1	2	3	3
CHONCHI	0	0	0	0
COELEMU	1	1	2	2
COIHAIQUE	12	19	31	37
COIHUECO	0	0	0	1
COLLIPULLI	1	2	4	5
CONCEPCIÓN	26	47	84	101
CORONEL	5	9	15	18
CUNCO	0	1	1	1
CURACAUTÍN	1	2	3	4
CURANILAHUE	1	2	3	3
DALCAHUE	0	0	0	1
FRUTILLAR	1	1	2	2
FUTRONO	0	1	1	1
GORBEA	0	1	1	1
HUALPÉN	0	1	1	2
HUALQUI	1	1	3	3
LA UNIÓN	4	7	12	14
LAJA	1	2	3	3
LANCO	1	2	3	4
LAUTARO	2	4	7	8

Continuación Tabla A.9.16

REDUCCIÓN DE EMISIONES	CASOS EVITADOS MORTALIDAD POR AÑO- (BASE 2015)			
	ESCENARIO 1	ESCENARIO 2	ESCENARIO 3	ESCENARIO 4
LEBU	0	1	1	1
LLANQUIHUE	1	2	4	5
LONCOCHE	1	1	2	3
LOS ÁNGELES	19	35	62	75
LOS ÁLAMOS	1	1	2	3
LOS LAGOS	0	1	1	1
LOS MUERMOS	0	0	1	1
LOTA	1	3	5	5
LUMACO	0	0	0	0
MARIQUINA	1	1	2	2
MAULLÍN	0	0	1	1
MULCHÉN	1	2	2	3
NACIMIENTO	1	2	4	4
NEGRETE	0	0	0	0
NUEVA IMPERIAL	1	1	2	2
OSORNO	76	138	248	299
PADRE DE LAS CASAS	2	4	7	9
PAILLACO	0	1	1	1
PANGUIPULLI	2	3	6	7
PENCO	3	4	8	9
PINTO	0	0	0	0
PITRUFQUÉN	1	2	4	4
PUCÓN	1	2	3	4
PUERTO MONTT	127	229	412	496
PUERTO VARAS	3	5	8	10
PURÉN	0	1	1	2
PURRANQUE	1	1	3	3
QUELLÓN	1	2	4	5
QUILLECO	0	0	0	0
QUILLÓN	0	0	1	1
QUIRIHUE	1	1	1	2
RENAICO	0	0	0	0
RIO BUENO	1	2	3	3
SAN CARLOS	2	2	4	5
SAN PEDRO DE LA PAZ	5	9	17	20
SANTA BÁRBARA	0	0	0	0

Continuación Tabla A.9.16

REDUCCIÓN DE EMISIONES	CASOS EVITADOS MORTALIDAD POR AÑO- (BASE 2015)			
	ESCENARIO 1	ESCENARIO 2	ESCENARIO 3	ESCENARIO 4
SANTA JUANA	0	0	0	0
TALCAHUANO	5	8	14	16
TEMUCO	123	223	401	483
TEODORO SCHMIDT	0	0	0	0
TOME	3	5	10	12
TRAIGUÉN	1	1	2	3
VALDIVIA	28	50	89	107
TUCAPEL	0	1	1	1
VICTORIA	2	4	7	8
VILCÚN	0	0	1	1
VILLARRICA	2	3	6	7
YUMBEL	1	1	1	2
YUNGAY	1	1	1	2
TOTAL	558	988	1.751	2.101

Beneficios en salud

Finalmente, el beneficio total en salud debido a la reducción en las concentraciones ambientales de $MP_{2,5}$ se genera por la valorización de las muertes evitadas el cual se calcula multiplicando el número de casos (muertes) por la valoración asociada de padecer uno de los efectos valorados, tal como se señala a continuación:

$$Beneficio_{p} = \sum_{j} \Delta Efecto_{pj} \cdot VU_{j}$$

Donde:

$Beneficios_p$: Beneficio de la reducción de la concentración ambiental de p, en este caso $MP_{2,5}$ [UF/año]

VU_j: Valoración unitaria de cada efecto *j* evaluado [UF/caso] (Aprox 16,300 UF/caso)

Los beneficios generados por muertes evitadas para las distintas zonas urbanas bajo estudio, según los escenarios de contenidos de humedad de la leña se muestran en la Tabla A.9.17.

Tabla A.9.17. Beneficios en salud (MM USD/año) generados por la reducción de los niveles ambientales de material particulado en las zonas urbanas de interés

CIUDAD	BENEFICIOS [MM USD /AÑO]			
	ESCENARIO 1	ESCENARIO 2	ESCENARIO 3	ESCENARIO 4
AYSÉN	1,70	2,67	4,38	5,17
ANCUD	1,07	1,91	3,39	4,08
ANGOL	4,23	7,67	13,78	16,58
ARAUCO	1,47	2,21	3,51	4,11
BULNES	0,28	0,43	0,68	0,80
CABRERO	0,52	0,81	1,32	1,55
CALBUCO	0,58	1,05	1,88	2,26
CAÑETE	1,21	1,87	3,05	3,60
CARAHUE	0,31	0,56	1,01	1,21
CASTRO	3,11	5,63	10,11	12,17
CHIGUAYANTE	9,96	18,05	32,44	39,04
CHILLAN	36,49	56,47	92,01	108,31
CHILLAN VIEJO	0,83	1,29	2,10	2,48
CHONCHI	0,08	0,15	0,26	0,31
COELEMU	0,46	0,71	1,16	1,37
COIHAIQUE	9,43	14,78	24,29	28,66
COIHUECO	0,15	0,23	0,37	0,44
COLLIPULLI	1,04	1,79	3,14	3,75
CONCEPCIÓN	19,88	35,90	64,39	77,45
CORONEL	4,08	6,73	11,45	13,61
CUNCO	0,23	0,42	0,75	0,90
CURACAUTÍN	0,73	1,32	2,37	2,85
CURANILAHUE	0,78	1,20	1,96	2,31
DALCAHUE	0,10	0,19	0,33	0,40
FRUTILLAR	0,46	0,83	1,49	1,79
FUTRONO	0,21	0,39	0,69	0,83
GORBEA	0,28	0,52	0,93	1,12
HUALPÉN	0,31	0,57	1,02	1,22
HUALQUI	0,64	1,13	2,00	2,40
LA UNIÓN	2,77	5,02	9,02	10,86
LAJA	0,77	1,19	1,92	2,26
LANCO	0,70	1,27	2,27	2,73
LAUTARO	1,56	2,82	5,06	6,08
LEBU	0,30	0,46	0,75	0,88
LLANQUIHUE	0,96	1,74	3,12	3,76
LONCOCHE	0,58	1,05	1,88	2,26

Continuación Tabla A.9.17

CIUDAD	BENEFICIOS [MM USD /AÑO]			
	ESCENARIO 1	ESCENARIO 2	ESCENARIO 3	ESCENARIO 4
LOS ÁLAMOS	0,69	1,07	1,75	2,06
LOS ÁNGELES	14,83	26,72	47,87	57,57
LOS LAGOS	0,29	0,52	0,93	1,11
LOS MUERMOS	0,18	0,33	0,59	0,72
LOTA	1,09	1,94	3,46	4,16
LUMACO	0,06	0,10	0,19	0,23
MARIQUINA	0,57	0,91	1,51	1,79
MAULLÍN	0,17	0,30	0,54	0,65
MULCHÉN	0,75	1,16	1,90	2,23
NACIMIENTO	1,08	1,67	2,70	3,18
NEGRETE	0,03	0,05	0,08	0,09
NUEVA IMPERIAL	0,45	0,78	1,37	1,64
OSORNO	58,62	106,18	190,75	229,52
PADRE DE LAS CASAS	1,78	3,22	5,79	6,96
PAILLACO	0,23	0,41	0,73	0,88
PANGUIPULLI	1,34	2,42	4,35	5,23
PENCO	1,93	3,35	5,88	7,04
PINTO	0,13	0,20	0,32	0,38
PITRUFQUÉN	0,87	1,56	2,78	3,35
PUCÓN	0,78	1,42	2,55	3,06
PUERTO MONTT	98,36	177,84	319,40	384,39
PUERTO VARAS	1,98	3,59	6,45	7,76
PURÉN	0,34	0,61	1,10	1,32
PURRANQUE	0,61	1,10	1,97	2,37
QUELLÓN	0,94	1,71	3,07	3,69
QUILLECO	0,07	0,11	0,17	0,20
QUILLÓN	0,20	0,31	0,50	0,59
QUIRIHUE	0,43	0,67	1,09	1,29
RENAICO	0,05	0,09	0,17	0,20
RIO BUENO	0,66	1,20	2,16	2,59
SAN CARLOS	1,23	1,90	3,09	3,63
SAN PEDRO DE LA PAZ	4,05	7,32	13,14	15,81
SANTA BÁRBARA	0,07	0,11	0,18	0,21
SANTA JUANA	0,06	0,10	0,18	0,22
TALCAHUANO	3,68	6,16	10,57	12,59
TEMUCO	95,60	173,16	311,07	374,29

Continuación Tabla A.9.17

CIUDAD	BENEFICIOS [MM USD /AÑO]			
	ESCENARIO 1	ESCENARIO 2	ESCENARIO 3	ESCENARIO 4
TEODORO SCHMIDT	0,05	0,10	0,17	0,21
TOME	2,27	4,11	7,38	8,88
TRAIGUÉN	0,59	1,06	1,89	2,28
TUCAPEL	0,33	0,51	0,83	0,98
VALDIVIA	21,45	38,51	68,88	82,83
VICTORIA	1,55	2,81	5,05	6,08
VILCÚN	0,21	0,38	0,69	0,83
VILLARRICA	1,46	2,65	4,76	5,73
YUMBEL	0,41	0,63	1,02	1,20
YUNGAY	0,40	0,62	1,01	1,18
TOTAL	431,17	762,62	1.352,32	1.622,77

En total, se podrían generar beneficios en salud en el orden los 431 a 1.623 millones de USD/año por efectos de la sustitución del 70% de leña por gas natural, donde se considera sólo el impacto de la reducción de las emisiones de MP2,5 ocurriría en el sector residencial.

III. GASES DE EFECTO INVERNADERO Y EMISIONES DE BLACK CARBON

1. Factores de Emisión utilizados para las emisiones de Gases de Efecto Invernadero (GEI).

En la tabla siguiente se presentan los factores de emisión utilizados para el cálculo de emisiones de GEI, en el escenario actual y distintos escenarios de penetración de gas natural. Estos factores de emisión también están incluidos en las bases de datos del modelo de simulación (hoja F.E ICPF). Todos los factores de emisión han sido extraídos de la Guía Metodológica para el Cálculo de Inventarios de GEI, Volumen 2 (IPCC, 2006)[102].

[102] http://www.ipcc-nggip.iges.or.jp/public/2006gl/index.html

Tabla A.9.18. Factores de Emisión. Gases de Efecto Invernadero.

(Fuente: IPCC (2006), Vol. 2)

Proceso	Combustible	FACTOR DE EMISIÓN					
		CO_2	CH_4	N_2O	CO_2e	Fuente	Unidad
Industria Energética	Fuelóleo residual	77400	3	0,6	77653,80	Cuadro2.2	kg/TJ
	Gases licuados de petroleo	63100	1	0,1	63154,80	Cuadro2.2	kg/TJ
	Coque de petroleo	97500	3	0,6	97753,80	Cuadro2.2	kg/TJ
	Carbón	94600	1	1,5	95072,00	Cuadro2.2	kg/TJ
	Otro Carbón bituminoso	94600	1	1,5	95072,00	Cuadro2.2	kg/TJ
	Carbón subbituminoso	96100	1	1,5	96572,00	Cuadro2.2	kg/TJ
	Gas natural	56100	1	0,1	56154,80	Cuadro2.2	kg/TJ
	Madera desechos de mader	112000	30	4	113942,00	Cuadro2.2	kg/TJ
	Otra biomasa sólida primaria	100000	30	4	101942,00	Cuadro2.2	kg/TJ
	Otro biogas	54600	1	0,1	54654,80	Cuadro2.2	kg/TJ
Industrias Manufactureras y de la construcción	Gas natural	56100	1	0,10	56154,80	Cuadro2.3	kg/TJ
	Gas/Diesel Oil	74100	3	0,60	74353,80	Cuadro2.3	kg/TJ
	Gas licuado de petroleo	63100	1	0,10	63154,80	Cuadro2.3	kg/TJ
	Coque de petroleo	97599	3	0,60	97852,80	Cuadro2.3	kg/TJ
	Carbón coque	94600	10	1,50	95297,00	Cuadro2.3	kg/TJ
	Otro carbón bituminoso	94600	10	1,50	95297,00	Cuadro2.3	kg/TJ
	Otro carbón subbituminoso	96100	10	1,50	96797,00	Cuadro2.3	kg/TJ
	Madera desechos de mader	112000	30	4,00	113942,00	Cuadro2.3	kg/TJ
	Otra biomasa sólida primaria	100000	30	4,00	101942,00	Cuadro2.3	kg/TJ
	Otro biogas	54600	1	0,10	54654,80	Cuadro2.3	kg/TJ
Comercial e Institucional	Gas natural	56100	5	0,10	56254,80	Cuadro 2.4	kg/TJ
	Madera, desechos de madera	112000	300	4,00	120692,00	Cuadro 2.4	kg/TJ
	Otra biomasa sólida primaria	100000	300	4,00	108692,00	Cuadro 2.4	kg/TJ
	Otro biogas	54600	5	0,10	54754,80	Cuadro 2.4	kg/TJ

2. Emisiones de Black Carbón

Tabla A.9.19. Porcentaje del material particulado fino correspondiente a Black carbón (Carbono Elemental)

Combustible	Tipo de equipo	Emisiones de EC como porcentaje (%) del $MP_{2,5}$	Fuente de información[1]
Leña	**Calefactores residenciales**	6.4	Stiles, 1983
	Calderas	4.6	Cooper et al., 1983
Fuel oil	**Calderas**	8.6	Cooper et al., 1987
Gas natural	**Calefactores residenciales**	6.7	Hildemann et al., 1991
	Calderas	38,0	US EPA, 2010
Carbón sub-bituminoso	**Calderas**	4,0	US EPA, 2010
Kerosene	**Calefactores residenciales**	10,0	US EPA, 2010

Notas: Las referencias bibliográficas se detallan en el capítulo 7.

ANEXO 10. RECAUDACIÓN Y EVASIÓN TRIBUTARIA

1. CÁLCULO DE BENEFICIOS ECONÓMICOS POR LA RECAUDACIÓN DE IVA POR EL DEPLAZAMIENTO LEÑA POR GAS NATURAL EN LAS COMUNAS BAJO ESTUDIO.

El impacto en la recaudación tributaria por cambio en la matriz energética se calcula para escenario proyectado al año 2018 considerando el desplazamiento de leña en el sector residencial. Cabe señalar, que para el escenario proyectado se considera que la leña se encuentra declarada como combustible y por ello estaría regulada y su venta estaría afecta a IVA. Para el caso de las 19 zonas urbanas identificadas con problemas asociados al uso intensivo de leña se considera la aplicación de un subsidio al gas natural. El subsidio estaría orientado al sector residencial e igualaría el precio del gas natural con el de la leña, por lo que no existiría un cambio neto en la recaudación de IVA por el desplazamiento de leña por gas natural. Sin embargo, podría existir un cambio en el nivel de recaudación de IVA al desplazar leña por gas natural en aquellas zonas urbanas que no contemplen la aplicación de este subsidio (63 zonas urbanas). El cambio en la recaudación de impuestos se explicaría por la diferencia de precio entre la leña y el gas natural.

Por otro lado, con fines comparativos se estima las cifras de evasión tributaria para el escenario actual debido a la comercialización informal de leña en las zonas urbanas bajo estudio. Para ello se utilizó la información los consumos de leña en el sector residencial y los niveles de evasión de IVA (transacciones informales) por la venta de leña a los hogares obtenidos a partir de los datos contenidos en la encuesta proporcionada por el Ministerio de Energía para este estudio (CDT y MMA, 2014).

Informalidad del mercado de la leña y consecuencias ambiéntales en el sur del país

A pesar de que la biomasa es uno de los energéticos más importantes de la matriz energética primaria nacional, el mercado de la leña se caracteriza por un alto grado de informalidad, particularmente en el segmento residencial. En las zonas urbanas del sur del

país, se evidencia que más del 90% de los hogares no reciben boleta o factura por la compra de leña (Gomez- Lobo et al., 2005).

Por otro lado, el consumo de leña genera importantes externalidades ambientales, especialmente afectando la calidad del aire. El uso de la leña para calefacción y cocción de alimentos en los hogares es considerado como la principal fuente de la contaminación atmosférica en las ciudades de Chillán, Los Ángeles, Temuco, Osorno y Coyhaique las que han sido declaradas como saturadas por altos niveles de material particulado respirable y fino. Una política orientada a desplazar la leña por gas natural a un precio atractivo para los hogares podrían generar beneficios sociales al reducir las concentraciones ambientales de material particulado fino ($MP_{2,5}$) en las principales zonas urbanas del sur del país. Se estimó en el estudio que los beneficios en salud estarían en el orden de los 431 a 1.623 millones de USD/año[103]. Estas cifras pueden ser utilizadas para evaluar los beneficios de distintas políticas destinadas a reducir la contaminación atmosférica en las principales ciudades del sur del país.

Los niveles de evasión de IVA (informalidad) por la venta de leña a los hogares de las ciudades bajo estudio se estimaron con los datos de la encuesta facilitada por el Ministerio de Energía para este estudio. Esto considera las zonas urbanas de Concepción Metropolitano[104], Chillán y Chillán Viejo, Los Ángeles, Osorno, Valdivia y Coyhaique. Los niveles promedio hogares que no reciben boleta o factura por la compra de leña en las ciudades bajo estudio se muestran en la tabla siguiente.

[103] Considera valor de la UF(2013)=Ch$23.398, tipo cambio USD =Ch$495

[104] Constituidos por las comunas de Concepción, Talcahuano, Chiguayante, San Pedro de la Paz, Hualpén, Lota, Coronel, Penco, Tomé y Hualqui.

Tabla A.10.1. Porcentaje de hogares que no reciben boleta o factura por la compran leña

ZONA URBANA	% COMPRA INFORMAL DE LEÑA		
	ESPECIES NATIVAS	ESPECIES EXÓTICAS	PROMEDIO SIMPLE
CONCEPCIÓN METROPOLITANO	49%	48%	49%
CHILLÁN Y CHILLÁN VIEJO	72%	55%	64%
LOS ÁNGELES	74%	66%	70%
OSORNO	78%	73%	76%
VALDIVIA	74%	79%	77%
COYHAIQUE	90%	-	90%
PROMEDIO	**73%**	**64%**	**71%**

Fuente: Elaboración propia en base a Encuesta Elaborada por el Ministerio del Medio Ambiente (MMA, 2014)

Como se puede observar, existe un mayor nivel de informalidad en la venta de leña de especies nativas (hualle, lenga y ñirre) en comparación con especies exóticas como el eucalipto. Además se aprecia que el nivel de informalidad es mayor en la ciudad de Coyhaique donde el nivel de informalidad alcanza un 90%. Para efectos la estimación de los niveles de evasión de IVA, y en función de la disponibilidad de datos se utilizó como promedio de venta informal un 71% tanto para las especies nativas, como las exóticas. Por otro lado, se utilizaron los actuales consumos de leña estimados para las comunas bajo estudio, considerando que la totalidad de los hogares que consumen leña compran este energético. Los valores promedio del precio de venta de leña fueron se levantaron para el estudio y se muestran más adelante en la tabla A.10.3. El nivel de evasión de IVA debido a la venta informal de leña en el sector residencial se calcula de la siguiente forma:

$$E_{IVA} = \sum_{i=1} (C_{Li} \times I) \times P_{AL} \times t$$

Donde:

E_{IVA}: Corresponde a la evasión del impuesto a la venta de leña (IVA)

C_{Li}: Consumo de leña en la zona urbana, i

I: Fracción de ventas de leña sin emisión de boleta o factura

P_{AL}: Precio promedio actual de la leña

t: Tasa de impuesto, correspondiente al IVA (19%)

Este supuesto considera un escenario medio en cuanto a los volúmenes de leña transados en cada una de las zonas urbanas bajo estudio y un precio promedio del valor de la leña para el centro sur del país. El nivel de consumo de leña y su energía bruta para cada una de las zonas urbanas bajo estudio se muestra en la siguiente tabla A.10.2.

Tabla A.10.2. Consumo promedio de leña en las principales zonas urbanas del sur del país

COMUNA	CONSUMO DE LEÑA (TON/AÑO-COMUNA)	CONSUMO DE ENERGÍA EN BASE A LEÑA[1] (MMBTU/AÑO-COMUNA)
CONCEPCIÓN	61.129	848.459
CORONEL	41.080	570.183
CHIGUAYANTE	60.289	836.800
HUALQUI	15.569	216.095
LOTA	21.416	297.250
PENCO	46.259	642.066
SAN PEDRO DE LA PAZ	67.846	941.690
SANTA JUANA	2.637	36.601
TALCAHUANO	36.757	510.180
TOMÉ	60.136	834.676
HUALPÉN	5.470	75.923
LEBU	57.432	797.145
ARAUCO	27.877	386.927
CAÑETE	21.845	303.204
CURANILAHUE	22.150	307.438
LOS ÁLAMOS	36.162	501.922
LOS ÁNGELES	98.442	1.366.356
CABRERO	16.510	229.156
LAJA	18.700	259.552
MULCHÉN	23.273	323.025
NACIMIENTO	20.568	285.480
NEGRETE	5.441	75.520
QUILLECO	5.672	78.726
SANTA BÁRBARA	4.075	56.560
TUCAPEL	12.831	178.092
YUMBEL	14.220	197.371
CHILLÁN	98.573	1.368.175
BULNES	8.627	119.741
COELEMU	12.729	176.676
COIHUECO	8.933	123.988

COMUNA	CONSUMO DE LEÑA (TON/AÑO-COMUNA)	CONSUMO DE ENERGÍA EN BASE A LEÑA[1] (MMBTU/AÑO-COMUNA)
CHILLÁN VIEJO	22.959	318.667
PINTO	10.005	138.867
QUILLÓN	13.294	184.518
QUIRIHUE	14.458	200.674
SAN CARLOS	14.619	202.909
YUNGAY	17.122	237.650
TEMUCO	280.425	3.892.246
CARAHUE	14.441	200.438
CUNCO	19.158	265.909
GORBEA	18.035	250.322
LAUTARO	42.531	590.322
LONCOCHE	26.659	370.022
NUEVA IMPERIAL	16.604	230.460
PADRE LAS CASAS	41.740	579.343
PITRUFQUÉN	28.880	400.849
PUCÓN	40.988	568.906
TEODORO SCHMIDT	8.243	114.411
VILCÚN	19.645	272.669
VILLARRICA	35.324	490.290
ANGOL	77.965	1.082.139
COLLIPULLI	39.548	548.919
CURACAUTÍN	45.437	630.657
LUMACO	10.934	151.762
PURÉN	15.949	221.369
RENAICO	9.932	137.854
TRAIGUÉN	28.661	397.809
VICTORIA	56.147	779.310
PUERTO MONTT	622.246	8.636.656
CALBUCO	63.581	882.492
FRUTILLAR	34.085	473.093
LOS MUERMOS	24.052	333.837
LLANQUIHUE	46.591	646.674
MAULLÍN	28.000	388.635
PUERTO VARAS	64.390	893.721
CASTRO	112.268	1.558.259
ANCUD	61.948	859.826
CHONCHI	16.101	223.479
DALCAHUE	21.236	294.752
QUELLÓN	99.117	1.375.725

COMUNA	CONSUMO DE LEÑA (TON/AÑO-COMUNA)	CONSUMO DE ENERGÍA EN BASE A LEÑA[1] (MMBTU/AÑO-COMUNA)
OSORNO	275.676	3.826.331
PURRANQUE	32.482	450.844
COYHAIQUE	227.636	3.159.544
AYSÉN	97.576	1.354.336
VALDIVIA	160.644	2.229.708
LANCO	16.048	222.743
LOS LAGOS	18.583	257.929
MARIQUINA	22.315	309.728
PAILLACO	16.089	223.312
PANGUIPULLI	35.201	488.583
LA UNIÓN	50.767	704.636
FUTRONO	10.721	148.805
RÍO BUENO	38.474	534.012
TOTAL	**4.098.173**	**56.881.863**

[1]Considera un poder calorífico superior de 3.500 kcal/kg

Con la información de los consumos totales de leña por comuna, la tasa promedio de evasión de IVA en la venta de leña y los precios promedios de los energéticos actuales se estimó la cantidad de impuesto (IVA) que no se estaría recaudando debido a la informalidad de la venta de leña en el sector residencial. El nivel de ventas de leña, la recaudación potencial de IVA y el monto de IVA involucrado en la evasión debido a la venta informal se muestra en la tabla siguiente.

Tabla A.10.3. Nivel actual de recaudación y evasión de IVA (MM USD/año), en las zonas urbanas del sur del país

COMUNA	MM USD/AÑO - COMUNA			
	VENTA LEÑA	RECAUDACIÓN POTENCIAL DE IVA	EVASIÓN IVA	RECAUDACIÓN EFECTIVA IVA
CONCEPCIÓN	5,28	1,00	0,71	0,29
CORONEL	3,55	0,67	0,48	0,20
CHIGUAYANTE	5,20	0,99	0,70	0,29
HUALQUI	1,34	0,26	0,18	0,07
LOTA	1,85	0,35	0,25	0,10
PENCO	3,99	0,76	0,54	0,22
SAN PEDRO DE LA PAZ	5,86	1,11	0,79	0,32
SANTA JUANA	0,23	0,04	0,03	0,01

COMUNA	MM USD/AÑO - COMUNA			
	VENTA LEÑA	RECAUDACIÓN POTENCIAL DE IVA	EVASIÓN IVA	RECAUDACIÓN EFECTIVA IVA
TALCAHUANO	3,17	0,60	0,43	0,17
TOMÉ	5,19	0,99	0,70	0,29
HUALPÉN	0,47	0,09	0,06	0,03
LEBU	4,96	0,94	0,67	0,27
ARAUCO	2,41	0,46	0,32	0,13
CAÑETE	1,89	0,36	0,25	0,10
CURANILAHUE	1,91	0,36	0,26	0,11
LOS ÁLAMOS	3,12	0,59	0,42	0,17
LOS ÁNGELES	8,50	1,61	1,15	0,47
CABRERO	1,43	0,27	0,19	0,08
LAJA	1,61	0,31	0,22	0,09
MULCHÉN	2,01	0,38	0,27	0,11
NACIMIENTO	1,78	0,34	0,24	0,10
NEGRETE	0,47	0,09	0,06	0,03
QUILLECO	0,49	0,09	0,07	0,03
SANTA BÁRBARA	0,35	0,07	0,05	0,02
TUCAPEL	1,11	0,21	0,15	0,06
YUMBEL	1,23	0,23	0,17	0,07
CHILLÁN	8,51	1,62	1,15	0,47
BULNES	0,74	0,14	0,10	0,04
COELEMU	1,10	0,21	0,15	0,06
COIHUECO	0,77	0,15	0,10	0,04
CHILLÁN VIEJO	1,98	0,38	0,27	0,11
PINTO	0,86	0,16	0,12	0,05
QUILLÓN	1,15	0,22	0,15	0,06
QUIRIHUE	1,25	0,24	0,17	0,07
SAN CARLOS	1,26	0,24	0,17	0,07
YUNGAY	1,48	0,28	0,20	0,08
TEMUCO	24,21	4,60	3,27	1,33
CARAHUE	1,25	0,24	0,17	0,07
CUNCO	1,65	0,31	0,22	0,09
GORBEA	1,56	0,30	0,21	0,09
LAUTARO	3,67	0,70	0,50	0,20
LONCOCHE	2,30	0,44	0,31	0,13
NUEVA IMPERIAL	1,43	0,27	0,19	0,08
PADRE LAS CASAS	3,60	0,68	0,49	0,20
PITRUFQUÉN	2,49	0,47	0,34	0,14
PUCÓN	3,54	0,67	0,48	0,19
TEODORO SCHMIDT	0,71	0,14	0,10	0,04

COMUNA	MM USD/AÑO - COMUNA			
	VENTA LEÑA	RECAUDACIÓN POTENCIAL DE IVA	EVASIÓN IVA	RECAUDACIÓN EFECTIVA IVA
VILCÚN	1,70	0,32	0,23	0,09
VILLARRICA	3,05	0,58	0,41	0,17
ANGOL	6,73	1,28	0,91	0,37
COLLIPULLI	3,41	0,65	0,46	0,19
CURACAUTÍN	3,92	0,75	0,53	0,22
LUMACO	0,94	0,18	0,13	0,05
PURÉN	1,38	0,26	0,19	0,08
RENAICO	0,86	0,16	0,12	0,05
TRAIGUÉN	2,47	0,47	0,33	0,14
VICTORIA	4,85	0,92	0,65	0,27
PUERTO MONTT	53,72	10,21	7,25	2,96
CALBUCO	5,49	1,04	0,74	0,30
FRUTILLAR	2,94	0,56	0,40	0,16
LOS MUERMOS	2,08	0,39	0,28	0,11
LLANQUIHUE	4,02	0,76	0,54	0,22
MAULLÍN	2,42	0,46	0,33	0,13
PUERTO VARAS	5,56	1,06	0,75	0,31
CASTRO	9,69	1,84	1,31	0,53
ANCUD	5,35	1,02	0,72	0,29
CHONCHI	1,39	0,26	0,19	0,08
DALCAHUE	1,83	0,35	0,25	0,10
QUELLÓN	8,56	1,63	1,15	0,47
OSORNO	23,80	4,52	3,21	1,31
PURRANQUE	2,80	0,53	0,38	0,15
COYHAIQUE	19,65	3,73	2,65	1,08
AYSÉN	8,42	1,60	1,14	0,46
VALDIVIA	13,87	2,64	1,87	0,76
LANCO	1,39	0,26	0,19	0,08
LOS LAGOS	1,60	0,30	0,22	0,09
MARIQUINA	1,93	0,37	0,26	0,11
PAILLACO	1,39	0,26	0,19	0,08
PANGUIPULLI	3,04	0,58	0,41	0,17
LA UNIÓN	4,38	0,83	0,59	0,24
FUTRONO	0,93	0,18	0,12	0,05
RÍO BUENO	3,32	0,63	0,45	0,18
TOTAL	**353,81**	**67,22**	**47,73**	**19,49**

2. ESTIMACIÓN DEL CAMBIO EN LA RECAUDACIÓN TRIBUTARIA DE IVA POR DESPLAZAMIENTO DE LEÑA POR GAS NATURAL EN LAS ZONAS URBANAS EN EL ESCENARIO PROYECTADO

A partir de los datos entregados por el modelo de simulación (nueva demanda de gas por ciudad) se determinó que el cambio en la recaudación tributaria asociada al IVA. Para calcular el impacto en la recaudación de IVA en las zonas urbanas se consideraron los requerimientos netos de energía para calefacción, esto es, el consumo de energía útil el cual se obtiene corrigiendo los consumos brutos de energía por el rendimiento térmico del artefacto.

El impacto en la recaudación de IVA debido al desplazamiento de la leña por gas natural y considerando los escenarios proyectados de precios de los energéticos en el sector residencial se calcula de la siguiente forma:

$$B_{IVA} = \sum_{i=1} \left\{ (1 - S_i)(C_{Li} \times PCS_L \times P_{PL} \times t) + S_i \left\lfloor \left(\frac{C_{Li} \times PCS_L \times \eta_L}{\eta_{GN}} \right) \times P_{PGN_i} \times t \right\rfloor \right\}$$

Donde:

B_{IVA}: Corresponde a la recaudación neta del impuesto a la venta de leña (IVA)

S_i: Fracción de sustitución de leña por gas natural en la comuna i

C_{Li}: Consumo bruto de leña en la zona urbana i

PCS_L: Poder calorífico superior de la leña

η_L: Eficiencia térmica de los equipos a leña

P_{PL}: Precio proyectado de la leña

η_{GN}: Eficiencia térmica de los equipos a gas natural

P_{PGN}: Precio del gas natural en la zona urbana i

t: Tasa de impuesto, correspondiente al IVA (19%)

Este supuesto considera un escenario medio en cuanto a los volúmenes de leña transados, la venta de leña esta regulada (recauda el 100% del IVA), el precio proyectado de la leña y

el gas natural, la eficiencia térmica de los equipos de calefacción y el nivel de sustitución de leña por gas natural. Se calcularon los cambios en los niveles de recaudación IVA por concepto de sustitución de leña en un escenario de precios proyectados y considerando una sustitución del 50%, 70% y 90% en las zonas urbanas donde los valores obtenidos se muestra en la siguiente tabla.

Tabla A.10.4. Cambio en nivel de recaudación proyectado de impuesto IVA (MM USD/año) por la sustitución de leña por gas natural en las zonas urbanas del sur del país en el escenario proyectado.

COMUNA	CAMBIO EN LA RECAUDACIÓN IVA (MM USD/AÑO – COMUNA)		
	SUSTITUCIÓN 50% LEÑA POR GAS NATURAL	SUSTITUCIÓN 70% LEÑA POR GAS NATURAL	SUSTITUCIÓN 90% LEÑA POR GAS NATURAL
[1]CONCEPCIÓN	-0,18	-0,25	-0,32
[1]CORONEL	-0,12	-0,17	-0,22
[1]CHIGUAYANTE	-0,18	-0,25	-0,32
[1]HUALQUI	-0,05	-0,06	-0,08
[1]LOTA	-0,06	-0,09	-0,11
[1]PENCO	-0,14	-0,19	-0,24
[1]SAN PEDRO DE LA PAZ	-0,20	-0,28	-0,36
SANTA JUANA	0,00	0,01	0,01
[1]TALCAHUANO	-0,11	-0,15	-0,19
[1]TOMÉ	-0,18	-0,25	-0,32
[1]HUALPÉN	-0,02	-0,02	-0,03
LEBU	0,04	0,06	0,07
ARAUCO	0,04	0,05	0,06
CAÑETE	0,04	0,06	0,07
CURANILAHUE	0,02	0,03	0,03
LOS ÁLAMOS	0,00	0,00	0,00
[1]LOS ÁNGELES	-0,29	-0,40	-0,52
CABRERO	0,03	0,04	0,05
LAJA	0,06	0,09	0,11
MULCHÉN	0,01	0,01	0,01
NACIMIENTO	0,02	0,03	0,04
NEGRETE	0,00	0,00	0,01
QUILLECO	0,00	0,00	0,01
SANTA BÁRBARA	0,01	0,01	0,02
TUCAPEL	0,01	0,01	0,02
YUMBEL	0,04	0,05	0,07
[1]CHILLÁN	-0,29	-0,40	-0,52
BULNES	0,02	0,02	0,03
COELEMU	0,03	0,04	0,05

COMUNA	CAMBIO EN LA RECAUDACIÓN IVA (MM USD/AÑO – COMUNA)		
	SUSTITUCIÓN 50% LEÑA POR GAS NATURAL	SUSTITUCIÓN 70% LEÑA POR GAS NATURAL	SUSTITUCIÓN 90% LEÑA POR GAS NATURAL
COIHUECO	0,00	0,00	0,00
[1]CHILLÁN VIEJO	-0,07	-0,09	-0,12
PINTO	0,01	0,02	0,02
QUILLÓN	0,02	0,02	0,03
QUIRIHUE	0,02	0,02	0,03
SAN CARLOS	0,03	0,04	0,05
YUNGAY	0,02	0,03	0,03
[1]TEMUCO	-0,82	-1,15	-1,48
CARAHUE	0,01	0,01	0,01
CUNCO	0,04	0,05	0,06
GORBEA	0,02	0,03	0,03
LAUTARO	0,09	0,12	0,16
LONCOCHE	0,03	0,04	0,05
NUEVA IMPERIAL	0,03	0,04	0,05
[1]PADRE LAS CASAS	-0,12	-0,17	-0,22
PITRUFQUÉN	0,06	0,09	0,11
PUCÓN	0,05	0,07	0,08
TEODORO SCHMIDT	0,00	0,00	0,00
VILCÚN	0,01	0,01	0,02
VILLARRICA	0,08	0,11	0,15
ANGOL	0,18	0,25	0,32
COLLIPULLI	0,05	0,07	0,09
CURACAUTÍN	0,05	0,07	0,09
LUMACO	0,02	0,03	0,03
PURÉN	0,02	0,03	0,04
RENAICO	0,00	0,01	0,01
TRAIGUÉN	0,04	0,05	0,06
VICTORIA	0,06	0,08	0,10
[1]PUERTO MONTT	-1,82	-2,55	-3,28
CALBUCO	0,04	0,05	0,07
FRUTILLAR	0,04	0,05	0,07
LOS MUERMOS	0,04	0,06	0,07
LLANQUIHUE	0,05	0,07	0,09
MAULLÍN	0,03	0,04	0,05
PUERTO VARAS	0,08	0,11	0,14
CASTRO	0,15	0,22	0,28
ANCUD	0,13	0,19	0,24
CHONCHI	0,03	0,05	0,06
DALCAHUE	0,03	0,05	0,06
QUELLÓN	0,09	0,13	0,17
[1]OSORNO	-0,81	-1,13	-1,45
PURRANQUE	0,01	0,02	0,02
[1]COYHAIQUE	-0,67	-0,93	-1,20
AYSÉN	0,16	0,22	0,28

COMUNA	CAMBIO EN LA RECAUDACIÓN IVA (MM USD/AÑO – COMUNA)		
	SUSTITUCIÓN 50% LEÑA POR GAS NATURAL	SUSTITUCIÓN 70% LEÑA POR GAS NATURAL	SUSTITUCIÓN 90% LEÑA POR GAS NATURAL
[1]VALDIVIA	-0,47	-0,66	-0,85
LANCO	0,02	0,03	0,04
LOS LAGOS	0,02	0,03	0,03
MARIQUINA	0,01	0,02	0,02
PAILLACO	0,03	0,04	0,05
PANGUIPULLI	0,01	0,02	0,02
LA UNIÓN	0,09	0,12	0,16
FUTRONO	0,03	0,04	0,05
RÍO BUENO	0,07	0,10	0,13
TOTAL	**-4,13**	**-5,78**	**-8,20**

[1]Considera la aplicación de un subsidio al gas natural

Cabe señalar, que el cambio en el nivel de recaudación de IVA se vuelve positivo para el escenario basal de sustitución de leña por gas natural cuando el nivel de evasión tributaria de la leña supera en promedio el 16% en las comunas todas las zonas urbanas estudiadas.

Tabla A.10.5. Cambio en nivel de recaudación proyectado de impuesto IVA (MM USD/año) en las zonas urbanas del sur del país en el escenario proyectado y considerando un 16% de evasión de IVA en la venta de leña.

COMUNA	CAMBIO EN LA RECAUDACIÓN IVA (MM USD/AÑO – COMUNA) (CONSIDERA 18% EVASIÓN DE IVA DE LA LEÑA)		
	SUSTITUCIÓN 50% LEÑA POR GAS NATURAL	SUSTITUCIÓN 70% LEÑA POR GAS NATURAL	SUSTITUCIÓN 90% LEÑA POR GAS NATURAL
[1]CONCEPCIÓN	-0,08	-0,11	-0,14
[1]CORONEL	-0,05	-0,07	-0,10
[1]CHIGUAYANTE	-0,08	-0,11	-0,14
[1]HUALQUI	-0,02	-0,03	-0,04
[1]LOTA	-0,03	-0,04	-0,05
[1]PENCO	-0,06	-0,08	-0,11
[1]SAN PEDRO DE LA PAZ	-0,09	-0,12	-0,16
SANTA JUANA	0,00	0,01	0,01
[1]TALCAHUANO	-0,05	-0,07	-0,09
[1]TOMÉ	-0,08	-0,11	-0,14
[1]HUALPÉN	-0,01	-0,01	-0,01
LEBU	0,05	0,06	0,08
ARAUCO	0,04	0,06	0,07
CAÑETE	0,05	0,07	0,09
CURANILAHUE	0,02	0,03	0,04

COMUNA	CAMBIO EN LA RECAUDACIÓN IVA (MM USD/AÑO – COMUNA) (CONSIDERA 18% EVASIÓN DE IVA DE LA LEÑA)		
	SUSTITUCIÓN 50% LEÑA POR GAS NATURAL	SUSTITUCIÓN 70% LEÑA POR GAS NATURAL	SUSTITUCIÓN 90% LEÑA POR GAS NATURAL
LOS ÁLAMOS	0,00	0,00	0,00
[1]LOS ÁNGELES	-0,13	-0,18	-0,23
CABRERO	0,03	0,04	0,06
LAJA	0,08	0,11	0,14
MULCHÉN	0,01	0,01	0,02
NACIMIENTO	0,02	0,03	0,04
NEGRETE	0,00	0,00	0,01
QUILLECO	0,00	0,00	0,01
SANTA BÁRBARA	0,01	0,01	0,02
TUCAPEL	0,01	0,01	0,02
YUMBEL	0,05	0,07	0,08
[1]CHILLÁN	-0,13	-0,18	-0,23
BULNES	0,02	0,02	0,03
COELEMU	0,03	0,05	0,06
COIHUECO	0,00	0,00	0,00
[1]CHILLÁN VIEJO	-0,03	-0,04	-0,05
PINTO	0,01	0,02	0,03
QUILLÓN	0,02	0,03	0,03
QUIRIHUE	0,02	0,03	0,03
SAN CARLOS	0,03	0,05	0,06
YUNGAY	0,02	0,03	0,04
[1]TEMUCO	-0,36	-0,51	-0,65
CARAHUE	0,01	0,01	0,02
CUNCO	0,04	0,06	0,07
GORBEA	0,02	0,03	0,04
LAUTARO	0,11	0,15	0,20
LONCOCHE	0,03	0,04	0,05
NUEVA IMPERIAL	0,03	0,05	0,06
[1]PADRE LAS CASAS	-0,05	-0,08	-0,10
PITRUFQUÉN	0,07	0,10	0,13
PUCÓN	0,05	0,08	0,10
TEODORO SCHMIDT	0,00	0,00	0,00
VILCÚN	0,01	0,02	0,02
VILLARRICA	0,09	0,13	0,16
ANGOL	0,21	0,30	0,39
COLLIPULLI	0,06	0,08	0,10
CURACAUTÍN	0,06	0,08	0,11
LUMACO	0,02	0,03	0,04
PURÉN	0,03	0,04	0,05
RENAICO	0,00	0,01	0,01
TRAIGUÉN	0,04	0,06	0,07
VICTORIA	0,07	0,10	0,13
[1]PUERTO MONTT	-0,80	-1,12	-1,44
CALBUCO	0,05	0,06	0,08

COMUNA	CAMBIO EN LA RECAUDACIÓN IVA (MM USD/AÑO – COMUNA) (CONSIDERA 18% EVASIÓN DE IVA DE LA LEÑA)		
	SUSTITUCIÓN 50% LEÑA POR GAS NATURAL	SUSTITUCIÓN 70% LEÑA POR GAS NATURAL	SUSTITUCIÓN 90% LEÑA POR GAS NATURAL
FRUTILLAR	0,05	0,06	0,08
LOS MUERMOS	0,05	0,07	0,09
LLANQUIHUE	0,06	0,08	0,10
MAULLÍN	0,03	0,04	0,05
PUERTO VARAS	0,09	0,13	0,17
CASTRO	0,19	0,26	0,34
ANCUD	0,16	0,23	0,29
CHONCHI	0,04	0,06	0,07
DALCAHUE	0,04	0,06	0,07
QUELLÓN	0,11	0,15	0,20
[1]OSORNO	-0,36	-0,50	-0,64
PURRANQUE	0,01	0,02	0,03
[1]COYHAIQUE	-0,29	-0,41	-0,53
AYSÉN	0,19	0,27	0,34
[1]VALDIVIA	-0,21	-0,29	-0,37
LANCO	0,03	0,04	0,05
LOS LAGOS	0,02	0,03	0,04
MARIQUINA	0,02	0,02	0,03
PAILLACO	0,03	0,05	0,06
PANGUIPULLI	0,01	0,02	0,02
LA UNIÓN	0,10	0,14	0,19
FUTRONO	0,03	0,04	0,05
RÍO BUENO	0,09	0,12	0,15
TOTAL	**0,00**	**0,00**	**0,00**

[1]Considera la aplicación de un subsidio al gas natural

ANEXO 11. MEDIDAS DE MITIGACIÓN DE IMPACTOS ASOCIADOS AL USO DE LA LEÑA

En este Anexo sección se presenta, en detalle, la revisión de medidas de mitigación del impacto del uso de la leña. Sobre esta revisión se ha basado la propuesta de medidas en este estudio.

Para cada medida se describen las actividades afectadas, la identificación de contaminantes, características, potencial de reducción de emisiones, forma de cálculo, disponibilidad local de la tecnología, y aceptabilidad.

1. Medida Regulación de la Venta de Leña

Actividades afectadas por la medida: Todos los oferentes de leña de la zonas pobladas del sur del país deben dar cumplimiento de la NCh N°2907 Of.2005 del INN.

Contaminantes afectados por la medida: Los contaminantes afectados por esta medida corresponden principalmente a MP_{10}, $MP_{2,5}$, CO y COV, emitidos desde el sector residencial.

Características de la medida: Toda la leña que sea comercializada en las zonas pobladas del sur del país deberán cumplir los requerimientos técnicos de la Norma Chilena Oficial (NCh) Nº2907 Of.2005, la cual define como leña seca aquella que tiene un contenido de humedad menor o igual a 25% en base seca. La verificación del contenido de humedad de la leña se realizará acorde a lo establecido en la Norma Chilena Oficial NCh N°2965 Of.2005. Además, se deberá comercializar la leña usando como unidad de comercialización el metro cúbico (m^3) o astillas, y contar con un xilohigrómetro que permita verificar el cumplimiento de esta norma, que deberá ser utilizado a requerimiento del cliente. Esta regulación debería ser implementada con incremento en los niveles de fiscalización.

***Reducción probable*:** Se generaría una disminución en las emisiones de material particulado (MP_{10} y $MP_{2,5}$) en los hogares que utilizan leña húmeda y semi-húmeda debido a la introducción de leña seca. Adicionalmente, al reducirse el contenido de humedad, el poder calorífico útil de la leña aumentaría por lo que se aprovecharía de mejor forma la energía contenida en la madera. Este potencial de reducción de emisiones dependerá del contenido de humedad de la leña al momento de ser quemada en los calefactores y cocinas a leña dado que si la leña se encuentra seca, el potencial de reducción de emisiones de esta

medida sería menor. Cabe señalar, que en estudios previos realizados en Talca y Maule, se detectó que el contenido de humedad de la leña utilizada en los hogares se encontraba en su gran mayoría seca. Sin embargo, para generar escenarios realistas y determinar la reducción efectiva de emisiones que se logrará se debe tomar en consideración que un cumplimiento perfecto de la medida es difícil en el corto plazo, por los elevados costos de fiscalización[105].

En este informe se propone que se evalúe como escenario pasivo un cumplimiento de entre 0% y 60% de la leña húmeda para el año 2015 y 2030, lo que implicaría una reducción de MP10 de 0 ton/año y 41,7 ton/año de reducción, respectivamente, y además se propone que en el escenario normal de plan un cumplimiento del 30% al inicio y 60% al final del periodo de evaluación con una reducción de 16,6 ton/año y 41,7 ton/año de reducción de MP_{10} respectivamente. Para el contaminante $MP_{2,5}$ implicaría una reducción de 27,3 ton/año y 63,7 ton/año, respectivamente.

Se utiliza el supuesto que un 96,5% de la leña está seca, 2,0% de la leña está semi-húmeda y 1,5% de la leña está húmeda[106]. Como aproximación a los costos del mercado regulado se toman como referencia los valores de precios de leña en la zona de estudio más el potencial incremento de costos por vender leña certificada (regulada), que según los productores de la zona correspondería a un 22% del precio actual[107]. También se produce un ahorro de costos ya que al utilizar leña seca es posible disminuir el consumo de leña para generar el mismo nivel de calefacción, ya que al reducirse la humedad se eleva el poder calorífico.

[105] Los costos de fiscalización incluyen actividades de registro, materiales, fiscalizadores, vehículos de fiscalización y combustible que a modo estimativo según el AGIES del Concepción Metropolitano serían aproximadamente 290 millones anuales".

[106] El porcentaje de humedad se obtiene con mediciones de humedad a partir del estudio IIT-UDEC (2013) sobre consumo residencial. Los valores de humedad utilizados corresponden a las mediciones con xilohigrómetro de la leña utilizada en los hogares, no a los valores en base a la opinión subjetiva de los hogares.

Fórmula de Cálculo:

$$\Delta E_{RLEÑA} = \sum_i H_i \cdot A\left(fe^h - fe^s \right) - \sum_i H_i \cdot A\left(fe^h \right)$$

Donde:

$\Delta E_{RLEÑA}$= Diferencial de reducción de emisiones de contaminante atmosférico

H_i = Consumo de Leña húmeda en kg. hogar *i*

A = porcentaje de ahorro de consumo de leña húmeda en kg. por aumento de poder calorífico

fe^h = factor de emisión de leña húmeda

fe^s = factor de emisión de leña seca

Costos para el Estado de Fiscalización y Cumplimiento:

Según el PDA de Temuco el organismo público encargado de la fiscalización y cumplimiento corresponde a las municipalidades. Sin embargo, una visión distinta es aportada por el estudio "Diseño y evaluación de nuevas atribuciones en materia de reglamentación técnica y fiscalización relativas a la calidad de la leña y artefactos de uso residencial que utilizan este combustible en la Superintendencia de Electricidad y Combustibles" en el cual se sugiere que cada fiscalizador de la SEC podría realizar entre 20 y 25 fiscalizaciones al mes. Por razones operativas, podría ser conveniente que los fiscalizadores operaran en equipos de dos personas (para el trabajo requerido en remover la leña, tomar las muestras, etc.). Así, cuatro fiscalizadores permiten fiscalizar entre 40 y 50 oferentes durante los meses de marzo a septiembre.

A parte de los cuatro fiscalizadores, se requerirán también oficinas y equipamiento (computadores); 2 xilohigrómetros; 1 centro de acopio en la zona saturada para la leña requisada por los fiscalizadores; y 2 vehículos para que los fiscalizadores puedan desplazarse hacia los sitios a fiscalizar

De acuerdo a los requerimientos antes mencionados, existiría un costo adicional total anual de 115 millones (73,4 millones en personal y 9,6 millones en transporte, consumos básicos,

materiales e insumos) más 32 millones en inversión en capital (valor anualizado).

Adicionalmente se sugiere la fiscalización a los vendedores ambulantes de leña intensificando los controles en calles y carreteras, en centros de acopio, móviles y en puntos de venta a través de un control de Carabineros de Chile, Servicio de Impuestos Internos y CONAF.

Disponibilidad local de la tecnología:

Actualmente se encuentra vigente a nivel nacional la NCh N°2907 Of.2005 que establece las condiciones que la leña debe tener en cuanto al contenido de humedad (< 20% en base húmeda ó < 25% en base seca) y estar libre de residuos entre ellos barnices, pinturas y preservantes, entre otros. La NCh N°2907 establece que se puede medir el contenido de humedad de la leña mediante el uso de los procedimientos establecidos en la NCh N°176/1 o el señalado en la NCh N°2827 del INN. Este último establece el uso de un instrumento portátil llamado xilohigrómetro, el cual mide el contenido de humedad de la madera en base a la conductividad del material. Este instrumento puede ser calibrado y ajustado acorde a lo establecido en la norma (NCh N°2827 del INN). El instrumento se encuentra disponible en el mercado nacional y el valor comercial es del orden de los $150.000.

Aceptabilidad de la Medida:

Actualmente en el sur del país existen comerciantes de leña que han sido certificados mediante el Sistema de Certificación de Leña por lo que existe actualmente una oferta de leña certificada para las comunas de las distintas regiones bajo estudio[108].

2. Medida Recambio de Calefactores a Leña

Actividades afectadas por la medida:

Las actividades emisoras afectadas corresponden a los hogares que combustionan leña para la calefacción (según las estimaciones de este estudio al año 2014 se estiman que existen aproximadamente 85.000 salamandras, 62.500 calefactores de combustión lenta de

[108] Sistema Nacional de Certificación de leña <http://www.lena.cl/donde-comprar-lena-certificada/>

cámara simple, 170.000 cocinas a leña y 350,000 calefactores cámara simple + templador en las 82 zonas pobladas bajo estudio. En este sentido se podrían materializar programas de recambio para acelerar el remplazo natural de los calefactores más contaminantes. Si se considera a los equipos de combustión lenta con sistema de templador existentes son los menos contaminantes, se podría orientar los programas de reemplazo de equipos a leña a los hogares que posean equipos más contaminantes e ineficientes, es decir, un 317.500 hogares que utilizan estos equipos en la zona bajo estudio. Para esta medida no se contempla el recambio en hogares que utilizan chimeneas abiertas.

Contaminantes afectados por la medida: Los contaminantes afectados por esta medida corresponden principalmente a MP_{10}, $MP_{2,5}$, SO_2, CO y COV, emitidos desde el sector residencial.

Características de la medida: El Ministerio del Medio Ambiente en conjunto con el Ministerio de Energía, en conjunto con los organismos competentes, podría diseñar y poner en marcha un programa de recambio de calefactores a leña existentes. Dicho programa deberá contemplar un recambio de calefactores antiguos, este número se sustenta en antecedentes que se presentarán en secciones siguientes del informe que respaldan el cumplimiento de la norma de MP_{10}, y especialmente, el cumplimiento de la norma de $MP_{2,5}$.

Reducción probable: Cada equipo reduciría su factor de emisión desde el factor actual hasta el factor de la norma de emisión de calefactores a leña (D.S. 39 del Ministerio del Medio Ambiente). Con el fin de lograr el máximo de eficiencia en la reducción se debería priorizar el recambio de equipos por aquellos que sean más contaminantes y con menores eficiencias térmicas y cuyos hogares utilicen una mayor cantidad de leña.

Para los cálculos del potencial de reducción de emisiones se debería considerar el consumo promedio de leña en cada zona poblada bajo estudio comuna y utilizando un promedio ponderado de los factores de emisión de los equipos sujetos a recambio con respecto al

factor de emisión del equipo nuevo, pero ajustando ambos factores por el contenido de humedad de la leña.

Fórmula de Cálculo:

$$\Delta E_{CEQUIPOS} = \sum_i H_i^n \cdot C_i \left(fe^n - fe^a \right)$$

Donde:

H_i^n = equipos en el hogar *i* que se recambia

C_i = consumo de leña por hogar *i*

fe^n = factor de emisión de equipo que cumple normativa

fe^a = factor de emisión de equipo actual

Costos para el Estado de Fiscalización y Cumplimiento: Los costos para el Estado además de financiar la mayor parte del valor del equipo incluyen también el diseño de la medida con los respectivos criterios de asignación a las familias cuyo costo para la implementación de un programa de recambio de 1.000 calefactores al año se estima un costo de $450 millones al año.

Disponibilidad local de la tecnología: Actualmente existen calefactores de fabricación nacional que tienen un sello voluntario como parte del programa sello voluntario del Ministerio del Medio Ambiente. El D.S. Nº66/2009 de Minsegpres, que Revisa, Reformula y Actualiza el Plan de Prevención y Descontaminación Atmosférica de la Región Metropolitana (PPDA), establece en el Capítulo V "Control de emisiones asociadas a la calefacción residencial de leña y otros dendroenergéticos en la Región Metropolitana", Artículo N°99, letra B), el Programa de Sello Voluntario. Este Programa tiene por objeto acordar el uso voluntario de un sello en aquellos calefactores nuevos que sean comercializados en la Región Metropolitana y que cumplan con el nivel máximo de 2,5 g/h de emisión de Material Particulado (MP). La obtención del Sello Voluntario permite

acreditar que el equipo cumple el nivel máximo de emisiones establecido por el Artículo 102 del PPDA (2,5 g/h de MP).

Actualmente existen 5 modelos de calefactores a leña que cumplen con este sello voluntario, entre ellos los modelos Rondo 440, Nordic 350, Nordic 360, Classic 400 y Scantek 380, todos ellos fabricados por la empresa nacional Amesti. Estos calefactores se mantienen en el rango de precios entre los $155.000 a $210.000. Sin embargo, con la entrada en vigencia de la norma de emisión de calefactores a leña el 1 de octubre de 2014 es de esperar que en los próximos meses fabricantes nacionales como importadores puedan ofrecer al mercado calefactores certificados con el cumplimiento de la norma de emisión.

Aceptabilidad de la Medida: Existen experiencias de recambios de calefactores en el sur del país, específicamente en Temuco, Padre las Casas, Osorno, Coyhaique, Rengo, Curicó, Chillán y Chillán Viejo. En el caso de Temuco recientemente hubo una mala experiencia con una empresa (SAME) que se adjudicó un plan de recambio debido a que los calefactores presentaron fallas en su instalación y también tuvo problemas con los tiempos de entrega de los calefactores comprometidos en el recambio. Esta empresa también se había adjudicado el recambio de calefactores en Curicó, donde el programa fue suspendido temporalmente debido a los problemas experimentados en Temuco. Cabe señalar, que estos problemas generaron una seguidilla de reclamos por parte de la población inscrita en los programas de recambio por lo que puede afectar la aceptabilidad de futuros programas de recambio por parte del Estado.

3. Medida Prohibición del uso de leña para calefacción

Actividades afectadas por la medida: Los hogares que no pueden encender sus equipos a leña en días de preemergencia y emergencia en los horarios establecidos por la autoridad sanitaria.

Contaminantes afectados por la medida: Los contaminantes afectados por esta medida corresponden principalmente a MP_{10}, $MP_{2,5}$, SO_2, CO y COV, emitidos desde el sector

residencial que incremente el parque de equipos a leña.

Características de la medida: Se establecerá una restricción de uso para todo artefacto a leña en cualquier episodio crítico de contaminación por $MP_{2,5}$. Existirá una restricción total para los días en que a través de pronósticos meteorológicos se establezcan condiciones de poca ventilación. Debe contemplarse para esta medida el desarrollo de una herramienta predictiva validada previamente, para no generar "falsos positivos" que podrían llevar al desprestigio de la eficiencia de la medida. Superado el problema anterior, entonces deben enfocarse los esfuerzos en una estrategia eficiente de fiscalización, que prevenga también el desprestigio de la medida y finalmente su incumplimiento masivo.
Cabe señalar, que los gastos en los que incurrirían las familias por los días de prohibición están asociados a la compra de un artefacto de calefacción y el correspondiente uso de un combustible alternativo, por ejemplo, gas licuado de petróleo, kerosene, pellets, o electricidad.

Reducción probable: Considerando la información histórica se puede proyectar el número de días de pre-emergencia y emergencia, además utilizando información sobre la intensidad en el consumo de leña para los meses de mayo, junio, julio y agosto que son aquellos en los cuales se presentan estos episodios (86,1% del consumo de leña estimado con datos de Talca, IIT-UDEC 2013), y la intensidad en el consumo de leña entre las 17 y 23 hrs (48,2% del consumo de leña estimado con datos de Talca, IIT-UDEC 2013).

Costos para el Estado de Fiscalización y Cumplimiento: Los costos para el Estado corresponden a fiscalización por lo que puede considerarse al igual que en Temuco 20 fiscalizadores por el periodo de prohibición a un costo para la mano de obra de $122,4 millones anual y de $48,0 como costo anualizado para herramientas de trabajo, movilización, entre otros.

Disponibilidad local de la tecnología: Dado que esta medida considera la restricción de uso de artefactos a leña dentro de la zonas urbanas durante episodios críticos de contaminación por $MP_{2,5}$. Los hogares tendrán que optar por otros medios de calefacción durante los periodos de prohibición. Para ello, deberán optar por un medio de calefacción alternativo a la leña, entre ellos calefactores que utilicen electricidad, GLP, kerosene o pellets como energético. Estos calefactores están disponibles en el mercado local, por lo que la opción de calefactor/energético sería materia de decisión de cada uno de los hogares.

Aceptabilidad de la Medida: La medida de prohibición del uso de la leña para calefacción durante episodios críticos de calidad del aire fue recientemente implementada en la ciudad de Temuco. Esta medida fue impulsada por La Seremi de Salud y la Seremi de Medio Ambiente para revertir los elevados niveles de material particulado fino ($MP_{2,5}$) durante los meses de invierno. El Estudio de Opinión realizado por la Universidad Mayor reveló que el 35% de los habitantes de Temuco y Padre Las Casas no estaría dispuesto a acatar la restricción en el uso de la leña, como medida preliminar del nuevo Plan de Descontaminación Atmosférica, PDA de Temuco y Padre Las Casas. Sin embargo, el 60% de los habitantes apoyan la medida y aquellos que la rechazan lo hacen principalmente por razones económicas, pues no ven una solución alternativa real y viable a sus necesidades de calefacción.

El hecho de aplicar una medida de prohibición temporal del uso de la leña en periodos críticos de calidad del aire podría generar mayores gastos en aquellos hogares que deban optar por otros energéticos para calefaccionar su vivienda dado que acceden a la leña a un bajo precio, o bien ésta se les regala.

La medida de prohibición temporal del uso de la leña podría generar un rechazo por parte de la población en un comienzo, pero en la medida que apliquen sanciones y se fiscalice a la población, la medida de prohibición podría tener los resultados esperados en cuanto a lograr revertir los malos niveles de calidad del aire. Al observar una mejora en la calidad del aire debido a la restricción del uso de la leña, la medida tendría una mayor aceptación por parte de la población.

4. Medida Mejora del envolvente térmico de la vivienda

Actividades afectadas por la medida: En el caso de viviendas antiguas las actividades afectadas son hogares que presentan problemas de déficit en su materialidad o aislación. En el caso de viviendas nuevas las actividades afectadas son las constructoras y los hogares.

Contaminantes afectados por la medida: Los contaminantes afectados por esta medida corresponden principalmente a MP_{10}, $MP_{2,5}$, SO_2, CO, COV y NOx, emitidas desde hogares que utilizan calefacción a leña en viviendas con deficiencias en la aislación.

Características de la medida: Existe actualmente un subsidio que puede ser utilizado para el mejoramiento térmico de la vivienda existente, ello de acuerdo al Programa de Protección del Patrimonio Familiar (PPPF).

Reducción probable: Considerando los antecedentes de Ambiente Consultores (2006) se estimó que un subsidio que permitiera la aislación de muros y cielo, generaría una reducción del 35% en el consumo de leña por hogar, con el consiguiente impacto en reducción de emisiones atmosféricas. Sin embargo, en estudios recientes (IIT-UdeC 2013) se estimó este potencial de reducción a un 42%, lo anterior, de acuerdo a las características de los hogares de Talca y Maule.

Fórmula de Cálculo:

$$\Delta E_{AISLACION} = \sum_i H_i^{subsidio} \cdot C \cdot fe_j \cdot R$$

Donde:

$H_i^{subsidio}$ = hogar *i* con subsidio de aislación térmica (1 tiene subsidio y 0 no tiene subsidio)
C = consumo promedio de leña por hogar
fe_j = factor de emisión de equipo tipo *j* existente en el hogar
R = reducción porcentual de consumo de leña gracias a mejor aislamiento

Costos para el Estado de Fiscalización y Cumplimiento: No existen costos adicionales al financiamiento del programa (ya descrito en las secciones previas) para el Estado ya que el programa ya está implementado. La normativa asociada corresponde a la Ley Nº16.391 Orgánica del MINVU, Ley General de Urbanismo y Construcciones, Ordenanza General de Urbanismo y Construcciones. La fiscalización corresponde a la SEREMI del MINVU.

Disponibilidad local de la tecnología: Esta medida está asociada a la Ley Nº16.391 Orgánica del Ministerio de Vivienda y Urbanismo (MINVU), Ley General de Urbanismo y Construcciones, Ordenanza General de Urbanismo y Construcciones. Además, los requerimientos de aislación para las nuevas construcciones están ya establecidos en el Artículo 4.1.10 de la Ordenanza General de Urbanismo y Construcciones, (D.S. Nº47), decreto que ha sido modificado estableciendo requerimientos de aislación térmica según la zona geográfica.

Esta medida sería complementaria al actual subsidio contemplado en el artículo 6 bis del DS N°255, dictado por el Ministerio de Vivienda y Urbanismo (MINVU) en 2006, también como de aquéllos del Título II del Programa de Protección del Patrimonio Familiar (PPPF). Este subsidio permite mejorar la aislación térmica de viviendas sociales o cuya tasación no supere las 650 UF y que sean pertenecientes a familias que cuentan con máximo de 13.484 puntos en su Ficha de Protección Social. Este subsidio permite que las familias beneficiadas accedan a ahorros en calefacción y que disminuyan los efectos de condensación al interior de las viviendas.

Aceptabilidad de la Medida: El Programa de Protección al Patrimonio Familiar (PPPF) es un programa con muchos recursos invertidos. Se aplica a sectores de bajos recursos permitiendo financiar casi en su totalidad (98% de la inversión) proyectos que mejoren la eficiencia energética de las viviendas. Los montos del subsidio varían de acuerdo la zona, pero permitirían financiar gran parte del de un proyecto de reacondicionamiento térmico cuyo valor está en el orden de los 3 millones de pesos.

A nivel país, este programa ha funcionado bastante bien, y en su aplicación se han logrado ahorros reales medidos del orden del 28%. Dado que el problema de la aislación de viviendas existentes es conocido a nivel nacional se podría simplificar la entrega de subsidios para las mejoras en aislación, tanto en su diseño como en su operatoria. Por ejemplo, se puede tener un primer subsidio para la aislación del techo y luego un segundo subsidio para instalar 5 cm de aislación en los muros. Eso puede materializarse con montos fijos por subsidio y según la superficie a intervenir (m^2). Se debería reglamentar que no se pueda postular a un segundo subsidio, si no se tiene ejecutada la primera mejora (aislación del techo), o bien ejecutar ambos acondicionamientos en forma simultánea.

Por otro lado, una crítica a todos estos programas es que los subsidios están orientados a familias de escasos recursos, que en la práctica son los que menos consumen leña, por tanto tienen un menor impacto. Si se quiere lograr reducir los niveles de emisiones de material particulado, se deben considerar todos los niveles de ingresos. Por lo tanto, para que este programa sea más efectivo y tenga una mayor aceptabilidad por parte de la población debería ser extensivo a viviendas de clase media, para facilitar el proceso de mejora del envolvente térmico del mayor número de viviendas de la zona sur del país.

5. Medida Subsidio al gas licuado de Petróleo

Actividades afectadas por la medida: El sector residencial vería incrementada sus opciones de calefacción con gas licuado de petróleo a un precio subsidiado, de tal forma que se transforme en una alternativa económicamente atractiva y desplace el consumo de leña. El Estado se vería afectado al tener que transferir recursos para mantener el subsidio.

Contaminantes afectados por la medida: Los contaminantes afectados por esta medida corresponden principalmente a MP_{10}, $MP_{2,5}$, SO_2, CO, COV y NOx, emitidas desde las viviendas que opten por el cambio de combustible.

Características de la medida: Esta medida consiste en subsidiar el precio del gas GLP por parte del Estado. A pesar que el gas se puede utilizar como un combustible para cocinar, y

por lo tanto, el subsidio se puede destinar a este último fin, se estima que su penetración llegue a ser mucho mayor que un subsidio a la parafina, el cual involucra la compra en estaciones de servicio, lo cual podría frenar el cambio tal como lo ha evidenciado un estudio realizado en Concepción sobre disposición a cambiarse de leña a parafina bajo distintos escenarios de subsidio al precio de este último combustible. Para evitar incentivos perversos se requeriría la entrega del equipo actual a leña, el cual sería reemplazado por un número equivalente en términos energéticos de artefactos a gas.

Reducción probable: La reducción de la medida planteada es difícil de identificar porque se requiere conocer el subsidio que estaría dispuesto a entregar el Estado, y la elasticidad de la demanda por combustibles. Sin embargo, como aproximación preliminar se puede simular el impacto en las emisiones bajo ciertos escenarios. En el caso extremo de subsidiar completamente el precio del gas tipo GLP en la época de invierno, la reducción de emisiones dependería de cuantos hogares decidirán cambiarse a este combustible en vez de utilizar la leña.

Fórmula de Cálculo:

$$\Delta E_{DISTRGAS} = \sum_i \left(F_i^{c/gas} - F_i^{s/gas} \right)$$

Donde:

$F_i^{c/gas}$ = emisiones de fuente *i* que realiza cambio de combustible a gas

$F_i^{s/gas}$ = emisiones de fuente *i* que sigue utilizando leña

Costos para el Estado de Fiscalización y Cumplimiento: Los costos para el Estado además de financiar el subsidio incluyen también el estudio de la penetración de la medida y la elasticidad de la demanda al precio del combustible para ajustar el diseño del programa, todo por un monto aproximado de $30.000.000 para cada una de las principales zonas urbanas del sur del país.

***Disponibilidad local de la tecnología*:** En las distintas zonas urbanas bajo estudio existen puntos de venta para los principales oferentes de gas licuado de petróleo (GLP), en formato de cilindro individual y/o a granel. Entre ellos, Abastible, Gasco, Lipigas entre otros. Cabe señalar, que existen numerosos puntos de venta en los negocios en los barrios, estaciones de servicios y camiones repartidores de gas.

Aceptabilidad de la Medida: La implementación de un subsidio al gas licuado permitiría poner a disposición de los hogares un energético alternativo a la leña a un precio atractivo desde el punto de vista de sustitución. Sin embargo, en un estudio previo realizado por los consultores en Concepción detectó que frente a la oferta a un menor precio de un combustible sustituto como el kerosene, las personas encuestadas no están dispuestas a dejar de utilizar la leña para calefacción. Las razones más comunes que explican esta respuesta fue el tipo de calor que emite la estufa a leña. Sin embargo, esta medida podría tener una mayor aceptación si se complementa con restricciones al uso de los equipos a leña en la zona bajo estudio (por ejemplo la prohibición del uso de leña durante episodios críticos de calidad del aire).

6. Medida subsidio a la calefacción alternativa a la leña

Actividades afectadas por la medida: El sector residencial vería incrementada sus opciones de calefacción con tecnologías nuevas alternativas a la leña. El Estado se vería afectado al tener que transferir recursos para subsidiar la inversión de los equipos y/o consumo de energéticos alternativos

Contaminantes afectados por la medida: Los contaminantes afectados por esta medida corresponden principalmente a MP_{10}, $MP_{2,5}$, SO_2, CO, NOx y COV, emitidas desde las viviendas que opten por el cambio de equipo.

Características de la medida: Esta medida está pensada como un programa piloto de subsidio al recambio de equipos por nuevas tecnologías alternativas a la leña. A diferencia de la medida orientada al recambio de calefactores a leña por otros equipos menos

contaminantes, pero que igualmente operan con leña, esta no depende de las condiciones de operación del equipo por lo cual su capacidad de reducción de emisiones no es incierta. Este programa debería apuntar a casas que ya posean un nivel adecuado de aislación para que sea más efectiva.

Reducción probable: La reducción depende de la tecnología escogida para el recambio de calefactores a leña. Según los antecedentes generados en este estudio entre opciones tecnológicas como calefacción distrital, bombas de calor geotérmicas, bombas de calor VRF (Flujo de Refrigerante Variable), estufas a pellets y calefacción solar.

Fórmula de Cálculo:

$$\Delta E_{SUBCALALT} = \sum_i \left(F_i^{c/calefalt} - F_i^{s/calefalt} \right)$$

Donde:

$F_i^{c/calefalt}$ = emisiones de fuente *i* que realiza cambio a tecnología de calefacción alternativa

$F_i^{s/calefalt}$ = emisiones de fuente *i* que sigue utilizando leña

Costos para el Estado de Fiscalización y Cumplimiento: Los costos de este programa podrían ser complemento de los programas de recambio de calefactores a leña como una alternativa de sustitución del combustible por energías renovables.

Disponibilidad local de la tecnología: En las principales zonas urbanas del sur del país existe disponibilidad de pellet de madera y su venta aumentaría con una mayor demanda. Para el caso de uso de energías renovables existen alternativas de calefacción residencial alternativas a leña, entre ellas: Energía solar térmica, Calderas a pellets, Bomba de calor geotérmica, Calefacción distrital basada en biomasa, Estufa a Pellets, Bomba de calor aerotérmica de volúmen de refrigerante variable (VRF o Inverter). Para el caso de la

alternativa de la bomba de calor geotérmica tiene la desventaja de que requiere una superficie de patio muy grande, lo cual limitaría en forma importante su penetración.
Se recomienda considerar la opción de fomentar las alternativas de bombas de calor VRF y los calefactores a pellets como alternativas a los calefactores a leña, además poseen ciertas externalidades como la comodidad, que lo pueden hacer aún más atractivos.

Aceptabilidad de la Medida: Esta medida ayudaría a absorber parte de los gastos de inversión de un equipo alternativo a la leña por parte de los hogares, en particular, en aquellos hogares que tengan restricciones de presupuesto. Sin embargo, las preferencias de los hogares estarían basadas en aquellos sistemas de calefacción de bajo costo de operación.

ANEXO 12. BENEFICIOS PRODUCTO DE LA REDUCCIÓN DE CONSUMO DE ENERGÍA

Los beneficios generados por la sustitución de leña por gas natural en el sector residencial de las principales zonas urbanas del sur del país se han cuantificado para los beneficios en salud de la población y los beneficios generados por un aumento en la recaudación de IVA por efectos de las ventas de gas natural. Otro beneficio que genera la sustitución de leña por gas natural en el sector residencial es una reducción de la intensidad energética para calefacción. Esto se debe principalmente a las mayores eficiencias térmicas alcanzadas por los equipos de calefacción a gas natural en comparación con los equipos actuales a leña, lo que permitiría aprovechar de mejor forma la energía contenida en el combustible. El resumen de los cambios en la intensidad energética de la calefacción en las zonas urbanas del sur del país se muestra en la tabla siguiente.

Tabla A.12.1 Cambio en la Intensidad energética del sector residencial de las regiones del sur del país

REGIÓN		CAMBIO INTENSIDAD ENERGÉTICA SECTOR RESIDENCIAL					
		BAJO (50%)		BASE (70%)		ALTO (90%)	
		([1]TCAL/AÑO)	%	(TCAL/AÑO)	%	(TCAL/AÑO)	%
REGIÓN DEL BIO BIO	VIII	-362,99	-10,1%	-490,25	-13,7%	-617,50	-17,2%
REGIÓN DE LA ARAUCANÍA	IX	-248,23	-8,1%	-312,70	-10,2%	-377,17	-12,3%
REGIÓN DE LOS LAGOS	X	-539,23	-10,3%	-718,91	-13,7%	-898,60	-17,1%
REGIÓN DE AYSÉN	XI	-134,35	-11,8%	-179,90	-15,8%	-225,45	-19,8%
REGIÓN DE LOS RÍOS	XIV	-107,63	-8,3%	-139,78	-10,8%	-171,92	-13,3%
TOTAL		**-1.392,42**	**-9,7%**	**-1.841,54**	**-12,8%**	**-2.290,65**	**-16,0%**

[1]Teracalorías/año

Con la sustitución de leña por gas natural para calefacción en el sector residencial se lograría una disminución del 12,8% de la intensidad energética para el escenario base, esto implica una reducción de 1.841,5 Tcal/año en el sector residencial, lo que se traduce en un ahorro de energía producto de una mayor eficiencia energética en los sistemas de calefacción residencial. Cabe señalar, que el ahorro energético aumenta en la medida que aumenta el

nivel de sustitución de leña por gas natural en el sector residencial alcanzando una reducción del 16,0% para el escenario de un 90% de sustitución en las 19 ciudades de interés.

Tabla A.12.2 Cambio en la Intensidad energética del sector residencial en las principales zonas urbanas del sur del país

ZONA URBANA	CAMBIO INTENSIDAD ENERGÉTICA SECTOR RESIDENCIAL					
	BAJO (50%)		BASE (70%)		ALTO (90%)	
	([1]TCAL/AÑO)	%	(TCAL/AÑO)	%	(TCAL/AÑO)	%
CONCEPCIÓN	-30,58	-14,3%	-42,81	-20,0%	-55,05	-25,7%
CORONEL	-20,55	-14,3%	-28,77	-20,0%	-36,99	-25,7%
CHIGUAYANTE	-30,16	-14,3%	-42,23	-20,0%	-54,29	-25,7%
HUALQUI	-7,79	-14,3%	-10,90	-20,0%	-14,02	-25,7%
LOTA	-10,71	-14,3%	-15,00	-20,0%	-19,29	-25,7%
PENCO	-23,14	-14,3%	-32,40	-20,0%	-41,66	-25,7%
SAN PEDRO DE LA PAZ	-33,94	-14,3%	-47,52	-20,0%	-61,10	-25,7%
SANTA JUANA	-0,21	-2,3%	-0,21	-2,3%	-0,21	-2,3%
TALCAHUANO	-18,39	-14,3%	-25,74	-20,0%	-33,10	-25,7%
TOME	-30,08	-14,3%	-42,12	-20,0%	-54,15	-25,7%
HUALPÉN	-2,74	-14,3%	-3,83	-20,0%	-4,93	-25,7%
LEBU	-3,37	-1,7%	-3,37	-1,7%	-3,37	-1,7%
ARAUCO	-2,69	-2,8%	-2,69	-2,8%	-2,69	-2,8%
CAÑETE	-3,67	-4,8%	-3,67	-4,8%	-3,67	-4,8%
CURANILAHUE	-1,38	-1,8%	-1,38	-1,8%	-1,38	-1,8%
LOS ÁLAMOS	-0,06	0,0%	-0,06	0,0%	-0,06	0,0%
LOS ÁNGELES	-49,25	-14,3%	-68,95	-20,0%	-88,65	-25,7%
CABRERO	-2,89	-5,0%	-2,89	-5,0%	-2,89	-5,0%
LAJA	-8,70	-13,3%	-8,70	-13,3%	-8,70	-13,3%
MULCHÉN	-0,58	-0,7%	-0,58	-0,7%	-0,58	-0,7%
NACIMIENTO	-1,85	-2,6%	-1,85	-2,6%	-1,85	-2,6%
NEGRETE	-0,17	-0,9%	-0,17	-0,9%	-0,17	-0,9%
QUILLECO	-0,13	-0,7%	-0,13	-0,7%	-0,13	-0,7%
SANTA BÁRBARA	-0,59	-4,1%	-0,59	-4,1%	-0,59	-4,1%
TUCAPEL	-0,54	-1,2%	-0,54	-1,2%	-0,54	-1,2%
YUMBEL	-4,87	-9,8%	-4,87	-9,8%	-4,87	-9,8%
CHILLAN	-49,31	-14,3%	-69,04	-20,0%	-88,77	-25,7%
BULNES	-1,37	-4,6%	-1,37	-4,6%	-1,37	-4,6%

ZONA URBANA	CAMBIO INTENSIDAD ENERGÉTICA SECTOR RESIDENCIAL					
	BAJO (50%)		BASE (70%)		ALTO (90%)	
	([1]TCAL/AÑO)	%	(TCAL/AÑO)	%	(TCAL/AÑO)	%
COELEMU	-3,21	-7,2%	-3,21	-7,2%	-3,21	-7,2%
COIHUECO	-0,10	-0,3%	-0,10	-0,3%	-0,10	-0,3%
CHILLAN VIEJO	-11,49	-14,3%	-16,08	-20,0%	-20,67	-25,7%
PINTO	-1,63	-4,6%	-1,63	-4,6%	-1,63	-4,6%
QUILLÓN	-1,34	-2,9%	-1,34	-2,9%	-1,34	-2,9%
QUIRIHUE	-1,42	-2,8%	-1,42	-2,8%	-1,42	-2,8%
SAN CARLOS	-2,71	-5,3%	-2,71	-5,3%	-2,71	-5,3%
YUNGAY	-1,37	-2,3%	-1,37	-2,3%	-1,37	-2,3%
TEMUCO	-140,29	-14,3%	-196,41	-20,0%	-252,53	-25,7%
CARAHUE	-0,49	-1,0%	-0,49	-1,0%	-0,49	-1,0%
CUNCO	-3,05	-4,5%	-3,05	-4,5%	-3,05	-4,5%
GORBEA	-1,11	-1,8%	-1,11	-1,8%	-1,11	-1,8%
LAUTARO	-12,99	-8,7%	-12,99	-8,7%	-12,99	-8,7%
LONCOCHE	-1,92	-2,1%	-1,92	-2,1%	-1,92	-2,1%
NUEVA IMPERIAL	-2,73	-4,7%	-2,73	-4,7%	-2,73	-4,7%
PADRE LAS CASAS	-20,88	-14,3%	-29,23	-20,0%	-37,59	-25,7%
PITRUFQUÉN	-6,90	-6,8%	-6,90	-6,8%	-6,90	-6,8%
PUCÓN	-4,74	-3,3%	-4,74	-3,3%	-4,74	-3,3%
TEODORO SCHMIDT	-0,08	-0,3%	-0,08	-0,3%	-0,08	-0,3%
VILCÚN	-0,57	-0,8%	-0,57	-0,8%	-0,57	-0,8%
VILLARRICA	-5,97	-4,8%	-5,97	-4,8%	-5,97	-4,8%
ANGOL	-21,05	-7,7%	-21,05	-7,7%	-21,05	-7,7%
COLLIPULLI	-6,31	-4,6%	-6,31	-4,6%	-6,31	-4,6%
CURACAUTÍN	-4,81	-3,0%	-4,81	-3,0%	-4,81	-3,0%
LUMACO	-1,31	-3,4%	-1,31	-3,4%	-1,31	-3,4%
PURÉN	-1,62	-2,9%	-1,62	-2,9%	-1,62	-2,9%
RENAICO	-0,20	-0,6%	-0,20	-0,6%	-0,20	-0,6%
TRAIGUÉN	-3,26	-3,2%	-3,26	-3,2%	-3,26	-3,2%
VICTORIA	-7,94	-4,0%	-7,94	-4,0%	-7,94	-4,0%
PUERTO MONTT	-311,30	-14,3%	-435,82	-20,0%	-560,34	-25,7%
CALBUCO	-5,07	-2,3%	-5,07	-2,3%	-5,07	-2,3%
FRUTILLAR	-4,48	-3,8%	-4,48	-3,8%	-4,48	-3,8%
LOS MUERMOS	-5,00	-5,9%	-5,00	-5,9%	-5,00	-5,9%
LLANQUIHUE	-6,10	-3,7%	-6,10	-3,7%	-6,10	-3,7%
MAULLÍN	-2,48	-2,5%	-2,48	-2,5%	-2,48	-2,5%
PUERTO VARAS	-10,45	-4,6%	-10,45	-4,6%	-10,45	-4,6%
CASTRO	-19,34	-4,9%	-19,34	-4,9%	-19,34	-4,9%
ANCUD	-17,92	-8,3%	-17,92	-8,3%	-17,92	-8,3%

ZONA URBANA	CAMBIO INTENSIDAD ENERGÉTICA SECTOR RESIDENCIAL					
	BAJO (50%)		BASE (70%)		ALTO (90%)	
	([1]TCAL/AÑO)	%	(TCAL/AÑO)	%	(TCAL/AÑO)	%
CHONCHI	-3,78	-6,7%	-3,78	-6,7%	-3,78	-6,7%
DALCAHUE	-4,42	-5,9%	-4,42	-5,9%	-4,42	-5,9%
QUELLÓN	-10,32	-3,0%	-10,32	-3,0%	-10,32	-3,0%
OSORNO	-137,92	-14,3%	-193,08	-20,0%	-248,25	-25,7%
PURRANQUE	-0,64	-0,6%	-0,64	-0,6%	-0,64	-0,6%
COIHAIQUE	-113,88	-14,3%	-159,44	-20,0%	-204,99	-25,7%
AYSÉN	-20,46	-6,0%	-20,46	-6,0%	-20,46	-6,0%
VALDIVIA	-80,37	-14,3%	-112,51	-20,0%	-144,66	-25,7%
LANCO	-1,85	-3,3%	-1,85	-3,3%	-1,85	-3,3%
LOS LAGOS	-1,47	-2,3%	-1,47	-2,3%	-1,47	-2,3%
MARIQUINA	-1,18	-1,5%	-1,18	-1,5%	-1,18	-1,5%
PAILLACO	-2,70	-4,8%	-2,70	-4,8%	-2,70	-4,8%
PANGUIPULLI	-0,57	-0,5%	-0,57	-0,5%	-0,57	-0,5%
LA UNIÓN	-9,36	-5,3%	-9,36	-5,3%	-9,36	-5,3%
FUTRONO	-2,20	-5,9%	-2,20	-5,9%	-2,20	-5,9%
RIO BUENO	-7,94	-5,9%	-7,94	-5,9%	-7,94	-5,9%
TOTAL	**-1.392,42**		**-1.841,54**		**-2.290,65**	
PROMEDIO		**-9,7%**		**-12,8%**		**-16,0%**

[1]Teracalorías/año

ANEXO 13. MINUTA DE ACUERDOS PARA ESTABLECER ESCENARIOS DE SIMULACIÓN DE DEMANDA DE GAS NATURAL Y SUPUESTOS ASOCIADOS

CENTRO DE CIENCIAS AMBIENTALES EULA-CHILE
UNIVERSIDAD DE CONCEPCIÓN

EULA-CHILE
Centro de Ciencias Ambientales

MINUTA DE REUNION
Universidad de Concepción (Centro EULA)- MINISTERIO DE ENERGÍA

ESTUDIO "COSTO- BENEFICIO DE IMPLEMENTAR UNA RED DE GAS NATURAL EN CIUDADES CON CONSUMO INTENSIVO DE LEÑA"
(584105-18-LP14)

Fecha: 21 de Noviembre de 2014

Asistentes a la Reunión

Nombre	Institución
Rosa Herrera M.	U. de Concepción
Victor Briano P.	U. de Concepción
José Antonio Ruiz	Ministerio de Energía
Alvaro Ruiz	Ministerio de Energía
María de los Ángeles Valenzuela	Ministerio de Energía

I. TEMAS A REVISAR DURANTE LA REUNIÓN

La reunión, solicitada por el equipo de la Universidad de Concepción a cargo de la ejecución del estudio, tuvo como objetivo discutir y acordar aspectos relativos a los alcances de los objetivos planteados para el Informe de Avance 2. Estos aspectos corresponden a:

1. Estructura del Modelo de Simulación solicitado en el estudio
2. Parámetros para las evaluaciones económicas

II. ACUERDOS

1. ESTRUCTURA DEL MODELO

1.1. Escenarios de demanda

a) Escenario base: (i) se cambian los consumos de Fuel Oil y otros combustibles líquidos; **(ii)** se cambia, para las ciudades que van a ser declaradas zona saturada, el % de los consumos de leña necesario para dejar de ser zona saturada; **(iii)** se cambian los grupos electrógenos de Aysén y **(iv)** se cambian los consumos fiscales.

b) Escenario alto: (i) se cambian los consumos de Fuel Oil y otros combustibles líquidos**;(ii)** se cambia un 20% de los consumos de leña, por sobre él % de los consumos de leña necesario para dejar de ser zona saturada; (**iii)** se cambia el 20% de los consumos de leña para las ciudades que NO van a ser declaradas zona saturada y **(iv)** se cambian los grupos electrógenos de Aysén y **(v)** se cambian los consumos fiscales.

c) Escenario bajo: (i) se cambian los consumos de Fuel Oil y otros combustibles líquidos**;(ii)** se cambia un 20% de los consumos de leña, por debajo del % de los consumos de leña necesario para dejar de ser zona saturada; **(iv)** se cambian los grupos electrógenos de Aysén y **(v)** se cambian los consumos fiscales.

1.2. Costos de distribución de gas natural

a) Costos de distribución de gas natural: Los costos, incluyendo CAPEX (inversión + rentabilidad) y OPEX, se determinarán para los distintos escenarios de transporte y distribución de gas natural (Escenarios A, B y C) para seleccionar la opción óptima.

b) Los costos que correspondan a la opción óptima se incorporarán al modelo de simulación como un dato.

1.3. Estimación de la demanda potencial anual de gas natural por ciudad, modelando sustitución de energía eléctrica (para calefacción) por gas natural.

Se incorporará en la medida que resulte factible obtener los consumos de energía eléctrica para calefacción.

1.4. Beneficios por reducción de emisiones.

a) Para los tres escenarios de demanda, identificados en 1.1, se estimará la reducción de emisiones y se informará al Ministerio de Energía.

b) El Ministerio de Energía obtendrá del Ministerio de Medio Ambiente los beneficios que correspondan para la reducción de emisiones informada, para cada escenario.

1.5. Determinación de los precios para los energéticos

a) Se utilizará una sola serie de precios para todos los puntos de venta, para cada uno de los Escenarios de Precio identificados en 1.6.

b) El precio del LNG DES Quintero corresponderá al precio proyectado como más probable (1,15 HH + 4).

c) En la medida que se requiera, los precios de los combustibles en Chile se estimarán a partir de las proyecciones de la EIA (*Reference case & High Oil & Gas resources/low oilprice case*).

d) El precio del GLP en Chile corresponderá al precio Enap paridad Concón.

1.6. Escenarios de Precios del gas natural

a) Escenario referido a costos

i. **Precios de venta** a consumidores ResCom y Fiscal
Precio DES Quintero + costo de distribución ResCom + margen (comparar con margen total en USA y Europa).

ii. **Precios de venta** a consumidores industriales y generadores.
Precio DES Quintero + costo de distribución a industrias + margen.
(Comparar con margen total en USA y Europa).

b) Escenario referido a precio de combustible relevante

i. **Precios de venta** a consumidores ResCom y Fiscal
Precio de GLP (paridad Concón) - descuento = 90% del Precio del GLP (Enap paridad Concón)

ii. **Precios de venta** a consumidores industriales y generadores.
Precio de Fuel Oil N°6 (Enap paridad Concón)

2. PARÁMETROS PARA LAS EVALUACIONES ECONÓMICAS

a) Período de amortización:20 años

b) Valor residual: cero

c) Tasas de descuento:

i. **Privada: 9%** (corresponde a la tasa de rentabilidad fijada por el Ministerio para las empresas distribuidoras de gas).

ii. **Social: 7%**(tasa social de descuento MIDEPLAN) o **4,48%** (tasa libre de riesgo MIDEPLAN)

d) Moneda: dólares constantes

e) Capacidad total de almacenamiento: 20 días de consumo (5 días en los puntos de distribución y 15 días en puntos de consumo).

f) Rentabilidad: calculada sobre activos.

ANEXO 14. MODELO DE SIMULACIÓN MANUAL DE USO.

En las páginas que siguen se presenta el manual de uso del Modelo de Simulación diseñado y programado para efectos de este estudio.

Nota Importante: Las hojas conteniendo las bases de datos han sido protegidas mediante contraseña, de manera de evitar intervención accidental de éstas.
Contraseña: energia2050 (sin mayúsculas y tildes)

Manual de usuario

Modelo de simulación

CONTENIDOS DEL MANUAL

1 PASOS PREVIOS A EJECUCIÓN DEL MODELO DE SIMULACIÓN. 400

1.1 Activar Solver en Excel 400

1.2 Activar Solver en Visual Basic 404

2 DESCRIPCIÓN DEL CONTENIDO DEL MODELO 408

2.1 Variables de entrada 408

2.2 Bases de datos Modelo 409

2.3 Hojas de Cálculo 411

2.3.1 Cálculo de Demanda 411

2.3.2 Cálculo de Costos 412

2.3.3 Cálculo de Emisiones 413

2.3.4 Cálculo de Beneficios y Subsidio 414

3 SIMULACIÓN 415

3.1 Como realizar una simulación 415

3.1.1 Ingreso de Variables 416

3.2 Resultado 420

3.2.1 Inversiones comunes 421

3.2.2 Detalle por ciudad 421

3.2.3 Subsidios 423

3.2.4 Indicador B/C y VAN 423

3.3 Simulaciones Reportadas 424

4 ACTUALIZACIÓN BASE DE DATOS 426

5 LÓGICAS DE CÁLCULO 427

Nomenclatura	Término	Hojas del Modelo relacionadas
C_1	Costo de Distribución Primaria	**Resultados**
C_2	Costo de Distribución Secundaria	
C_3	Costo de Distribución Terciaria	
CAPEX	Costos de Inversión en Bienes de Capital	
OPEX	Costos de Operación	
QI, QII, QIII, QIV, QV	Quintil I, Quintil II, Quintil III, Quintil IV, Quintil V	
B/C	Indicador Beneficio/Costo	
IVA	Impuesto al Valor Agregado	
ID	Identificación de la actividad	**Consumo Ind Com Fis, Cálculo Emisiones Ind**
PP	Precios proyectados	**Cálculo Ind, Cálculo Com**
PH	Precios históricos	
MMm3/día	Millones de metros cúbicos al día	**Costo Primario C1**
CCC	Central de Ciclo Combinado	
Round Trip	Viaje Ida y vuelta (Camiones Cisternas GNL)	**Costo Primario C2**
GNL	Gas Natural Licuado	
PSR	Planta Satélite de Regasificación	
City Gate	Punto de ingreso de GN/GNL a cada ciudad	
m tasa	Pendiente de funciones de costo, dependiente de la tasa de descuento	**C2 Gasoducto 2 y 3**
b tasa	Coeficiente de posición funciones de costo, dependiente de la tasa de descuento	

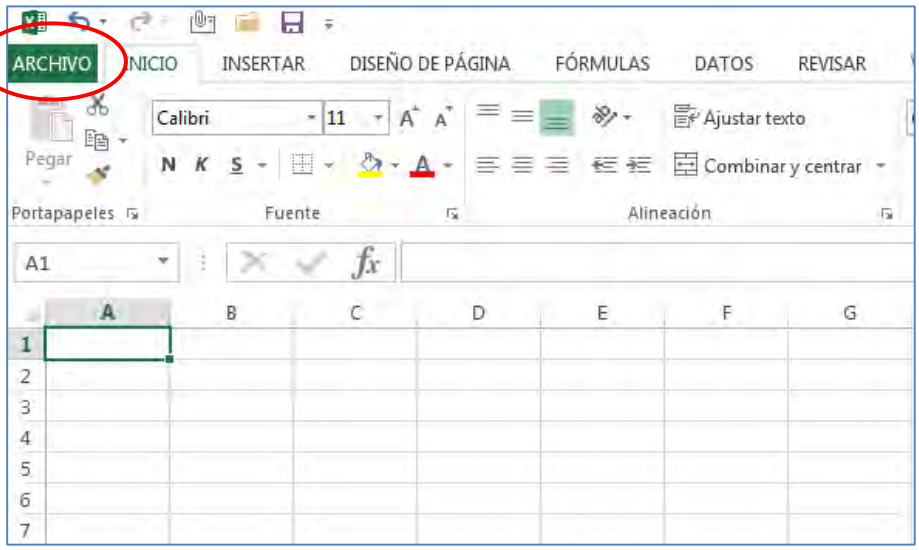
m dem	Pendiente de funciones de costo, dependiente de la demanda	
b dem	Coeficiente de posición de funciones de costo, dependiente de la demanda	
C1A	Distribución Primaria. Gasoducto Valle Central	**Costo Primario C1, C2 Gasoducto 2 y 3, C1 y C2 Socializado**
C1B	Distribución Primaria. Barco metanero desde Quintero a Puerto Montt	
C1C	Distribución Primaria. Camiones Cisterna desde Pemuco	
C2A	Distribución Secundaria. Gasoducto Valle Central	
C2B	Distribución Secundaria. Camiones cisterna GNL desde Pemuco	
C2C	Distribución Secundaria. Gasoducto Nacimiento-Temuco	
C2D	Distribución Secundaria. Cisternas GNL desde Calbuco	
C2E	Distribución Secundaria. Isocontenedor desde Calbuco	
C2F	Distribución Secundaria. Cisternas desde Calbuco vía canal de Chacao.	
C2G	Distribución Secundaria. Gasoducto Calbuco -Puerto Montt	
Slope	Pendiente de la recta	**Cálculo Beneficio**
Intercep	Coeficiente de posición	

1 PASOS PREVIOS A EJECUCIÓN DEL MODELO DE SIMULACIÓN.

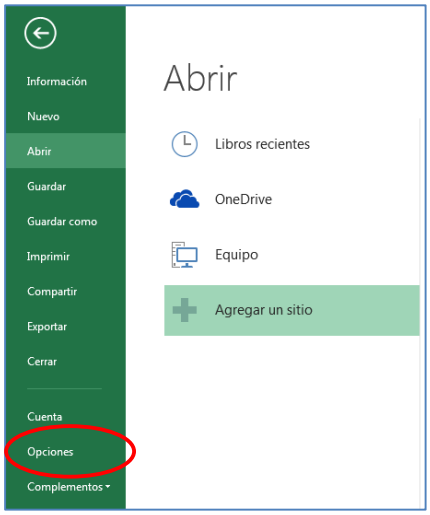
Para la correcta ejecución del modelo de simulación es necesario activar la herramienta **Solver**, que viene incluida dentro de las aplicaciones de Microsoft Excel y en Visual Basic, pero activada por defecto. Para activarla debe realizar los siguientes pasos: (Si usted posee la herramienta instalada sáltese este capítulo)

1.1 ACTIVAR SOLVER EN EXCEL

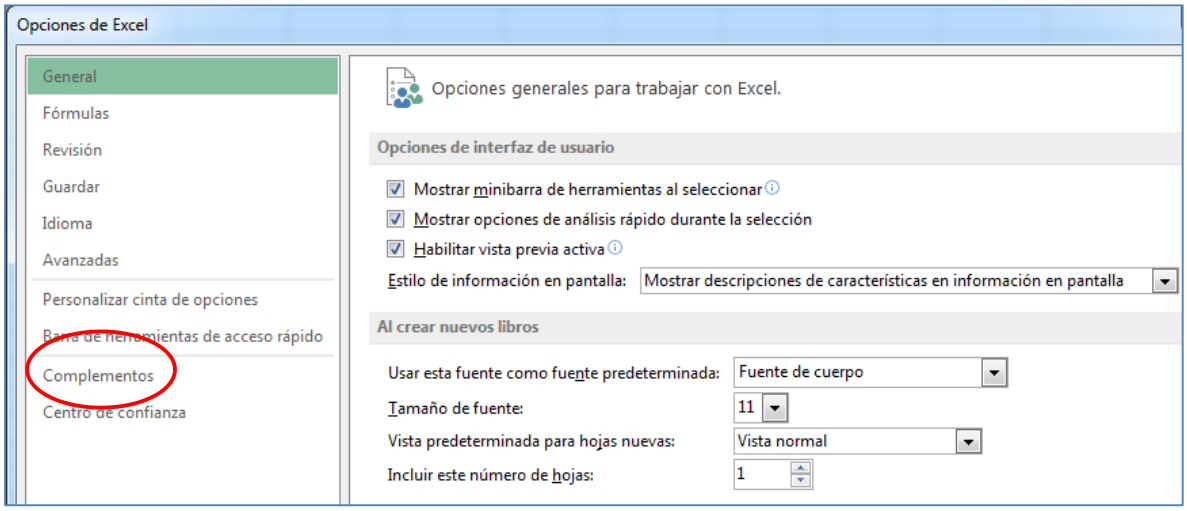
1. Seleccione la pestaña **Archivo:**



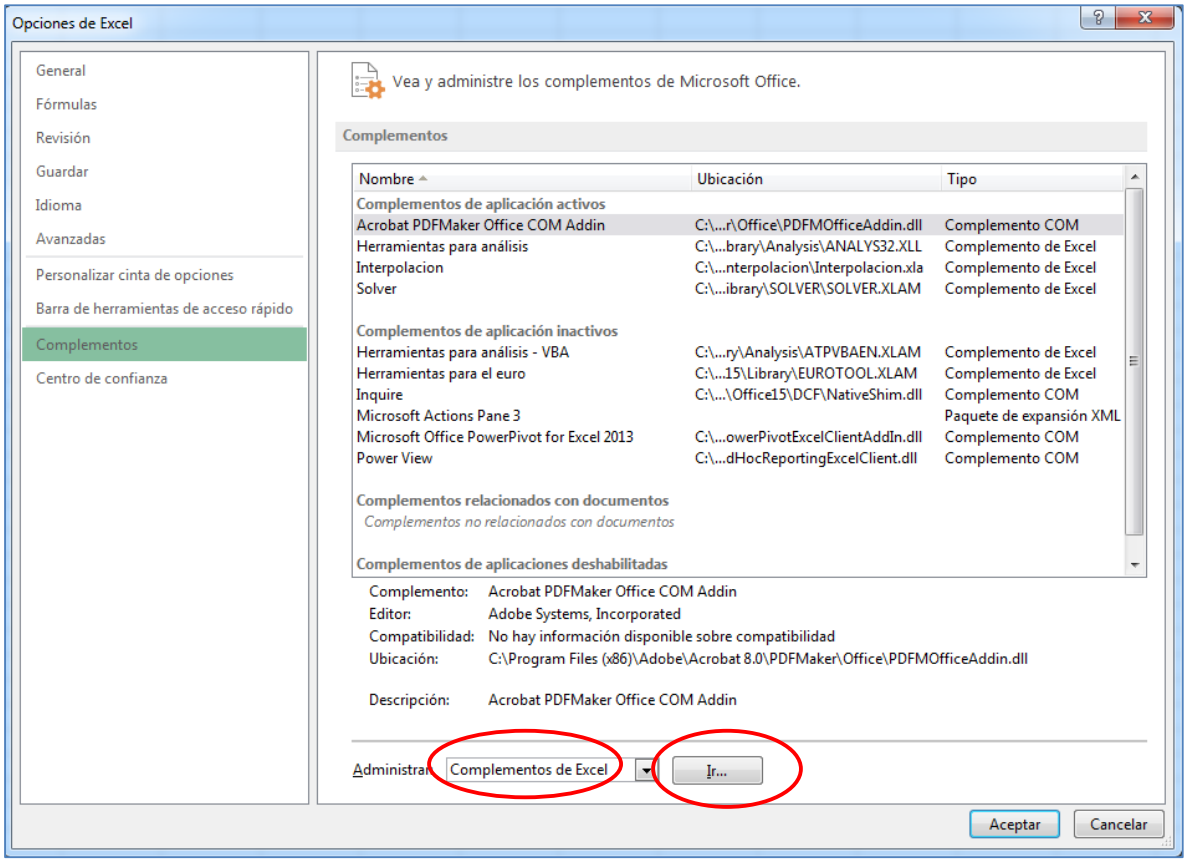
2. Luego seleccione **Opciones:**



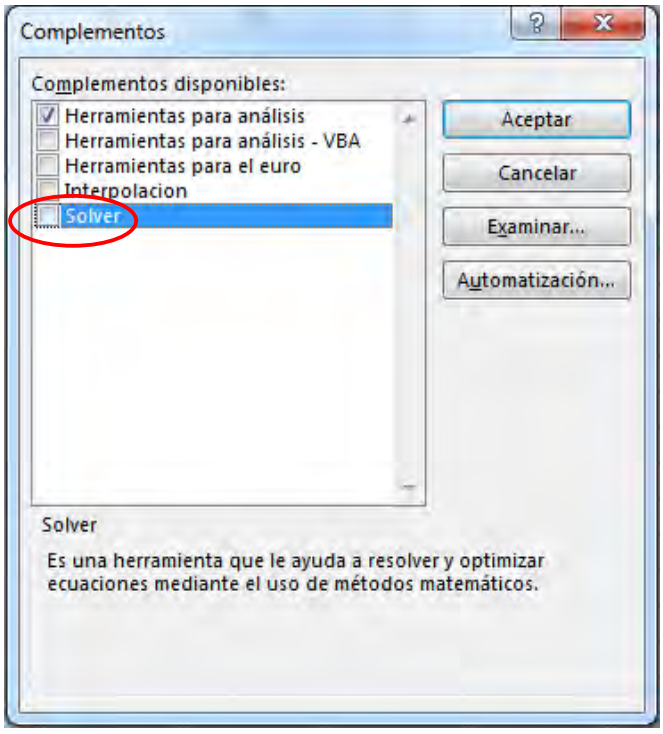
3. En la ventana emergente seleccione **Complementos de Excel**

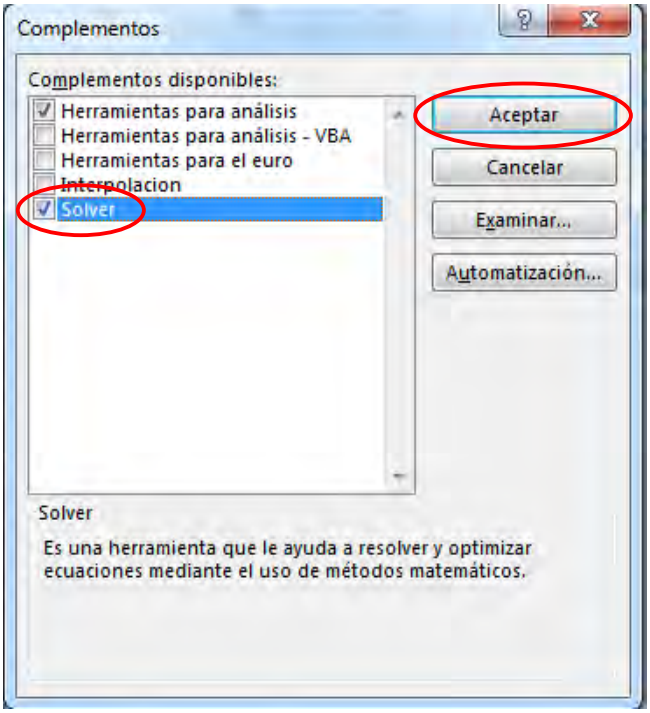


4. En la opciones **Administrar s**eleccione **Complementos de Excel** (debería aparecer por defecto) y luego el botón **Ir…**



5. En la ventana emergente seleccione la opción **Solver**, haciendo clic con el botón izquierdo del mouse de modo que en el cuadrado en blanco debería aparecer un tic azul.

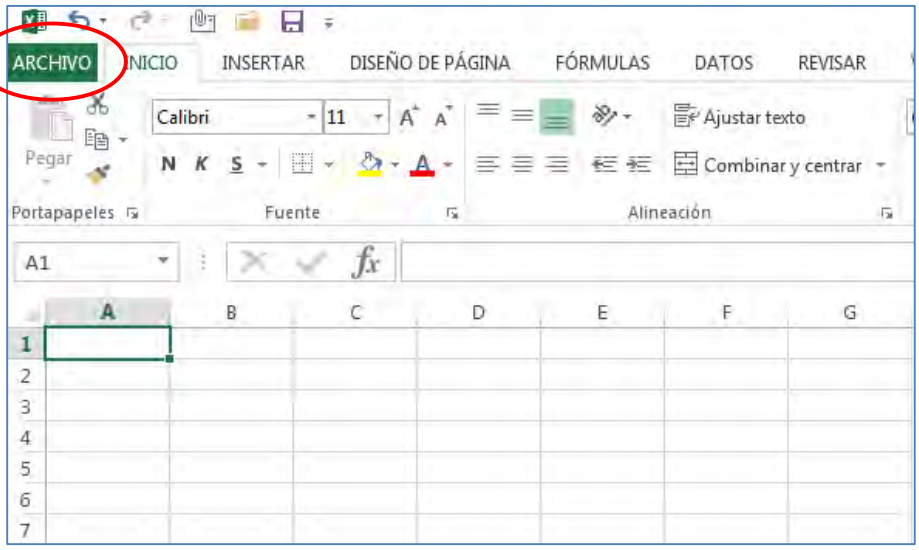




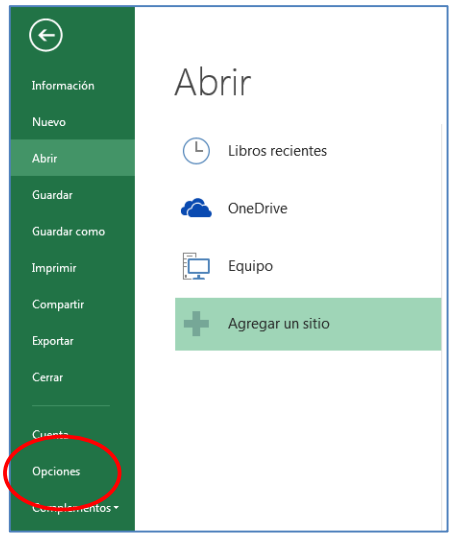
7 Luego haga click en **Aceptar** y Excel comenzara a instalar la herramienta, tomara un par de minutos dependiendo de la velocidad de su computador.

1.2 Activar Solver en Visual Basic

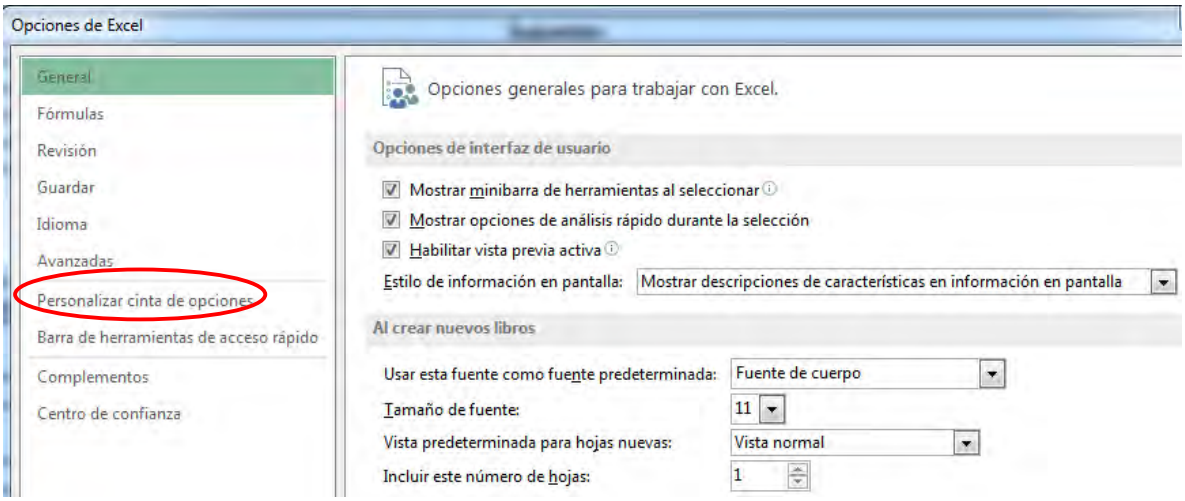
1. Seleccione la pestaña **Archivo**:



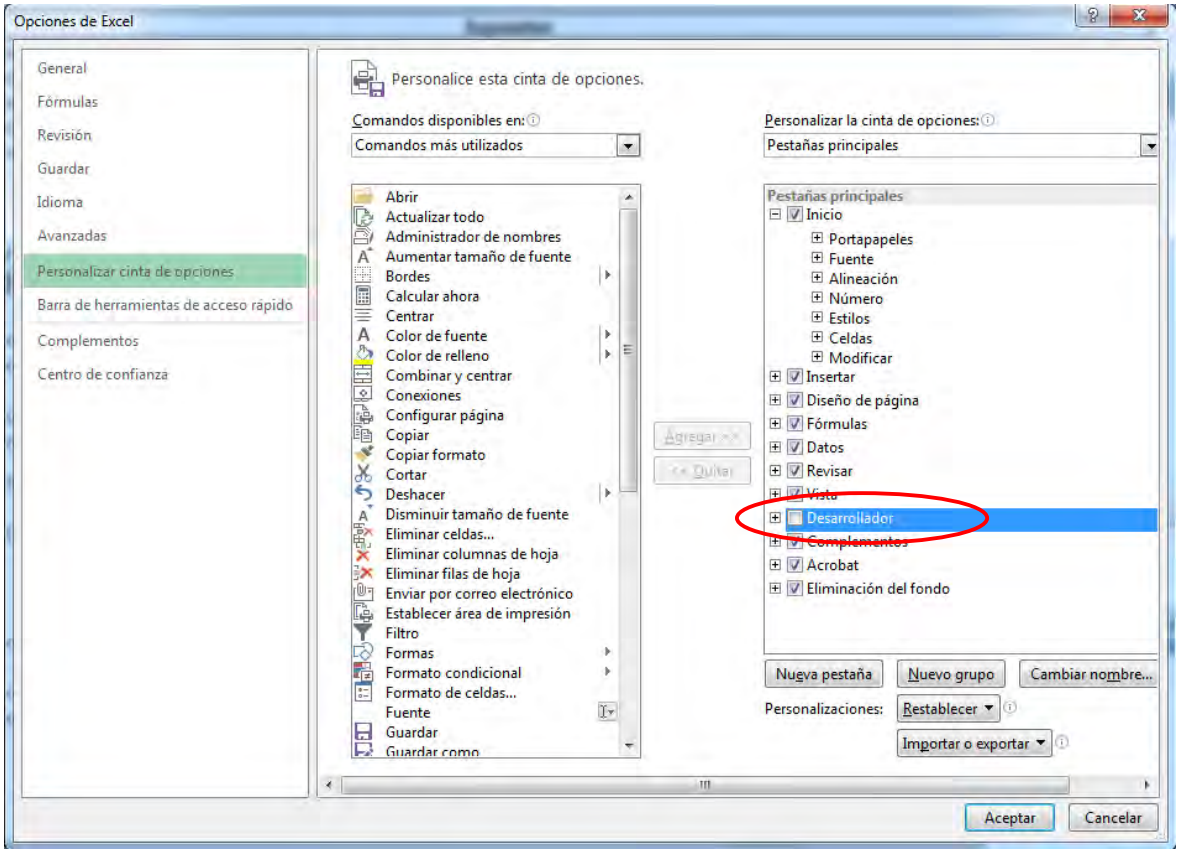
2. Luego seleccione **Opciones**:



3. Seleccione **Personalizar cinta de opciones**



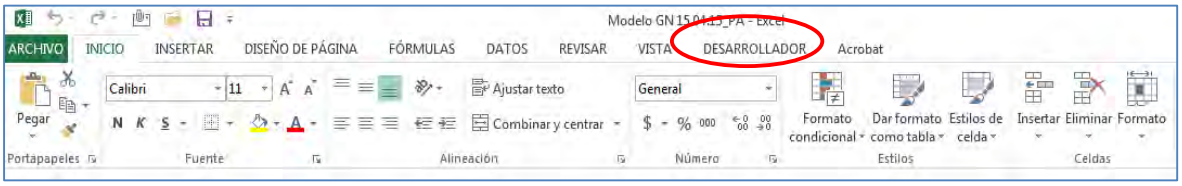
4. Active la pestaña que dice **Programador o Desarrollador** (depende de su versión de Excel el nombre de esta pestaña).



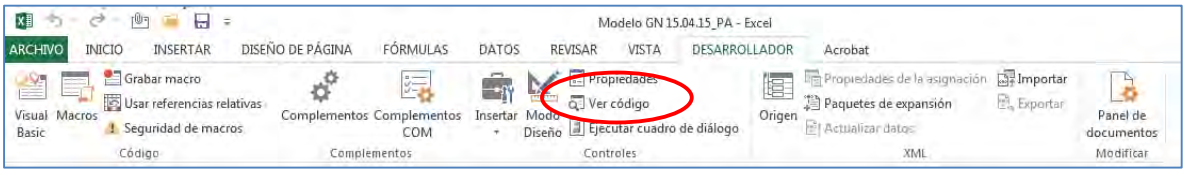
5. Si seleccionó adecuadamente, debe aparecer un tic azul. Si es así haga clic en **Aceptar**.

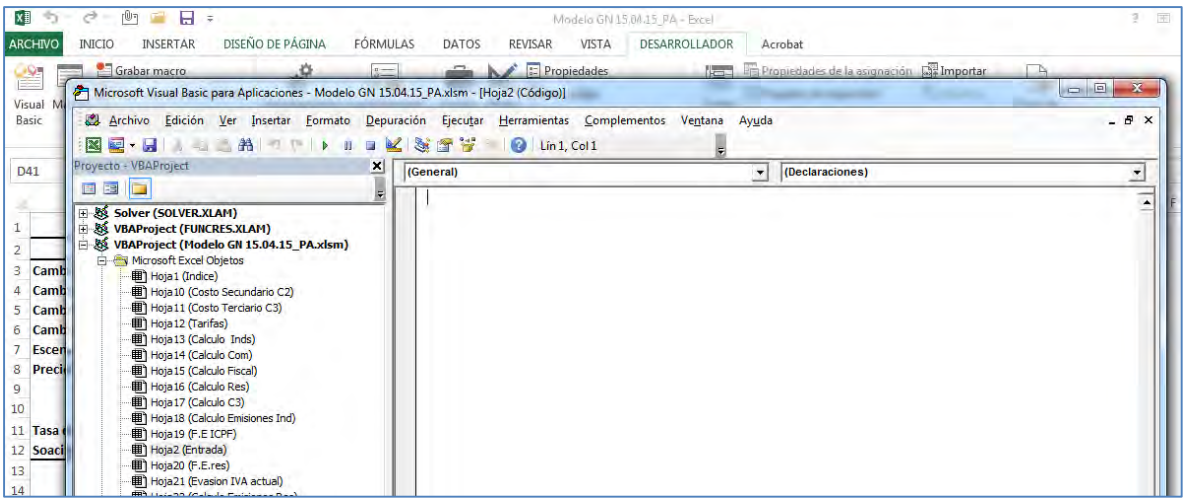


6. En la **Cinta de opciones** le debe aparecer una nueva pestaña que dice **Desarrollador**, haga clic en ella.

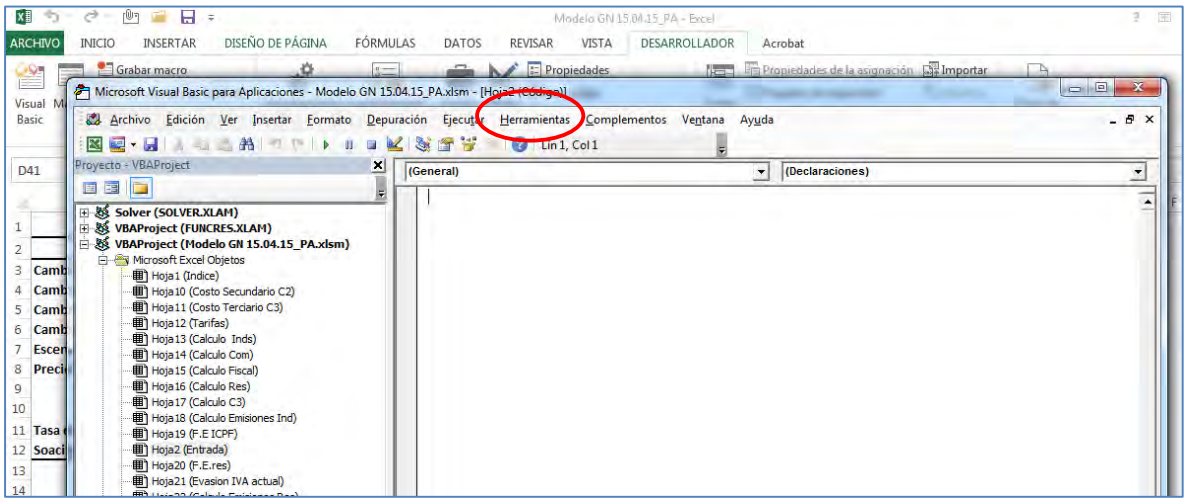


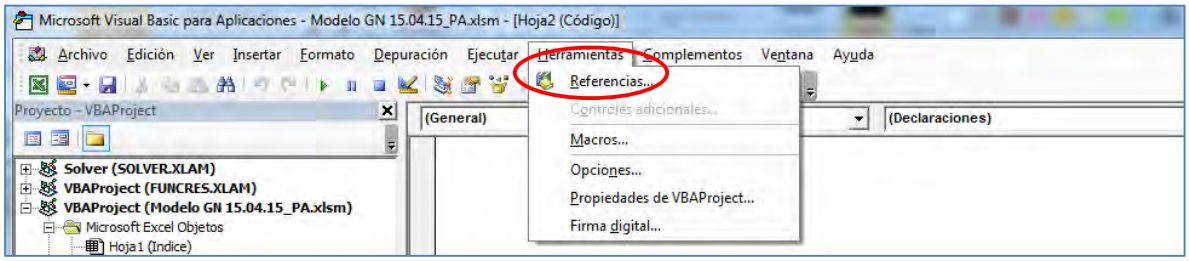
7. Haga clic en **ver código** y le aparecerá la ventana de Visual Basic.



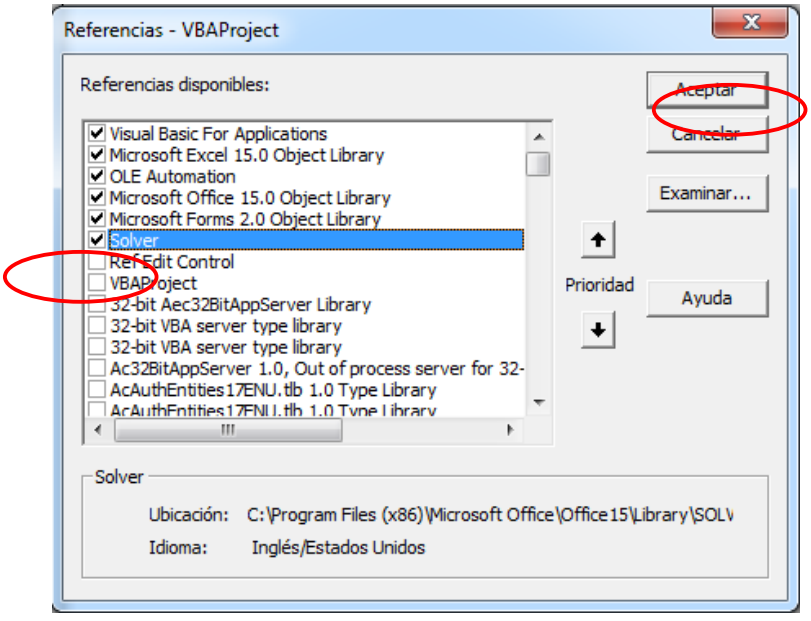


8. En la ventana emergente haga clic en **Herramientas** y luego **en Referencias.**





9. En la ventana emergente, haga clic en la herramienta **Solver** y luego en **Aceptar**:



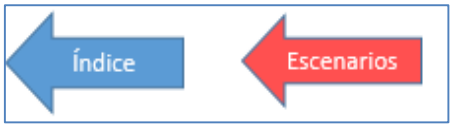
10. Luego cierre la ventana de Visual Basic y el modelo está listo para operar.

2. DESCRIPCIÓN DEL CONTENIDO DEL MODELO

El modelo contiene **27 hojas de cálculo**. Estas se pueden separar en 5 grupos:

- Índice (hoja en color celeste)
- Variables de Entrada (hojas en color verde)
- Resultados (hojas en color rojo)
- Bases de datos (hojas en color naranja)
- Cálculos (hojas en color plomo)

Además en cada hoja de cálculo el modelo posee flechas de navegación que le permiten volver rápidamente al índice o hacia otras hojas de cálculo.



2.1. Variables de entrada

En la hoja **Entrada** del modelo se encuentran todas las variables que puede modificar el usuario, para realizar las distintas simulaciones que sean requeridas. A continuación se realiza una descripción de estas variables:

- **Supuestos:** En este bloque de variables el usuario decide si utilizar o no los supuestos necesarios para generar la demanda correspondiente al **Escenario Base**. Para la aplicación de estos supuestos se debe agregar un 1,2, 0 o el texto solicitado en cada casilla en verde (La forma de realizar una simulación es explicada en detalle en la sección 3).

- **Henry Hub:** Indicador del precio del GN en USA, debe ingresarse en USD/MMBtu.

- **Margen:** Corresponde al Margen de distribución en USD/MMBtu

- **Leña a Desplazar:** Porcentaje de leña residencial a desplazar en las indicadas en cada celda (Gran Concepción corresponde a las ciudades: Concepción, Coronel, Chiguayante, Hualqui, Lota, Penco, San Pedro de la Paz, Talcahuano, Tomé y Hualpén).

- **Eficiencia equipo calefacción residencial:** Eficiencia promedio para los calefactores residenciales de las 82 ciudades (Equipos que utilizan combustibles: Leña, Gas, Kerosene, GLP y Gas de Cañería).

- **Humedad de la Leña:** Corresponde a la **distribución de contenidos de humedad** de leña usada para calefacción, esto es % de la leña utilizada que está seca (>25% humedad), porcentaje de la leña utilizada que está semi-húmeda (25% <Humedad<40%) y porcentaje de la leña que se utiliza húmeda (humedad>40%). Se debe ingresar el porcentaje correspondiente a leña seca, semi-húmeda y húmeda. **NO SE INGRESA EL CONTENIDO DE HUMEDAD DE LA LEÑA.**

- **Recaudación IVA:** Variables que permiten estimar el cálculo la evasión tributaria actual para la leña y el cambio en la recaudación de IVA debido a reemplazo de los distintos combustibles por GN.

2.2. Bases de datos Modelo

El motor de cálculo del modelo se alimenta desde 7 hojas que poseen la información base necesaria para poder realizar las simulaciones. estas hojas son descritas a continuación:

- **Códigos_Comunas:** Base de datos con los códigos de cada comuna, de acuerdo a la codificación utilizada por el Ministerio del Interior.

- **Consumo_Ind_Com_Fis:** Base de datos para los sectores Industrial, Comercial y Fiscal, que contiene los datos asociados a los consumidores de combustibles de estos sectores por ciudad. Estos datos son:

    - Razón social de la actividad
    - Descripción general de la tecnología/equipo que consume combustible
    - Ubicación del punto de consumo (Región, Comuna y Código)
    - Sector económico al cual pertenece la actividad,
    - Tipo de combustible
    - Unidad de medida física asociada al consumo del combustible
    - Consumo mensual y consumo anual, estandarizados a kg o m^3
    - Consumo actual (año 2013) en unidades físicas (kcal/año)
    - Consumo equivalente de GN en m^3/año y m^3/día**.**

- **Consumo_Residencial:** Base de datos para el sector residencial que contiene:
    - Consumos de Leña y GLP por ciudad, informados por Quintil en kg/año y en kg/año/hogar
    - Consumo de Gas de Cañería y Kerosene en m^3/año.
- **Propiedades Físicas:** Base de datos que contiene las propiedades de los combustibles utilizadas en los cálculos.
- **Precios:** Base datos con escenarios de precios unitarios utilizados para los distintos combustibles (precios actuales, precios históricos y precios proyectados al año 2018).
- **F.E ICPF:** Base de datos que contiene los distintos factores de emisión de contaminantes atmosféricos. Estos factores se encuentran desglosados por tipo de tecnología, combustible, contaminante, entre otros.
- **F.E.res:** Base de datos que contiene los factores de emisión de contaminantes atmosféricos para el sector residencial.

2.3. Hojas de Cálculo

El motor del cálculo se basa en 19 hojas que estiman la demanda de gas natural, costos de distribución primaria, secundaria y terciaria, emisiones, beneficios y subsidios. Cada una de estas hojas de cálculo se describe a continuación:

2.3.1. Cálculo de Demanda

La demanda de GN para las distintas ciudades es calculada por sector económico en las siguientes hojas de cálculo:

- **Calculo Inds:** Hoja que estima consumos de gas natural para cada actividad INDUSTRIAL contenida en la base de datos "Consumo_IND_COM_FIS", si existe cambio del combustible actual por GN, dependiendo de los supuestos ingresados en la hoja de Entrada. Los cálculos desde la columna A hasta H, estiman demanda base y cálculos entre columnas V hasta DH, estiman demandan agregada.

- **Calculo Com:** Hoja que estima consumos de gas natural para cada actividad COMERCIAL contenida en la base de datos "Consumo_IND_COM_FIS", si existe un cambio en el actual combustible utilizado por GN, dependiendo de los supuestos ingresados en la hoja de Entrada. Los cálculos desde la columna A hasta G, estiman demanda base y cálculos entre columnas W hasta DI, estiman demandan agregada.

- **Calculo Fiscal:** Hoja que estima consumos de gas natural para cada actividad PUBLICO/FISCAL contenida en la base de datos "Consumo_IND_COM_FIS", si existe un cambio en el actual combustible utilizado por GN, dependiendo de los supuestos ingresados en la hoja de Entrada. Los cálculos desde la columna A hasta X, estiman demanda base. Para este sector no existe una demanda agregada ya que el supuesto utilizado en la modelación es binario, se cambia todo el consumo fiscal o nada del consumo fiscal.

- **Calculo Res:** Hoja que estima consumos de gas natural por ciudad para el sector RESIDENCIAL, desde la base de datos "Consumo_Residencial". Considera el reemplazo de la leña o GLP por GN, según supuestos por ciudad ingresados en la hoja de Entrada. Los cálculos desde la columna A hasta L, estiman demanda base y cálculos entre columnas AB hasta BK, estiman demandan agregada de Leña, GLP, Gas de Cañería y Kerosene.

2.3.2. Cálculo de Costos de Distribución

Los costos de distribución de gas natural para las 82 ciudades del estudio, **válidos sólo para el Escenario de Abastecimiento A,** son calculados en las siguientes hojas:

- **Costo Primario C1:** Hoja que estima, según demanda de GN y tasa de descuento ingresada por el usuario, el costo de distribución primaria. Considera los costos de inversión y operación del Gasoducto Valle Central, barco metanero desde GNLQ hacia Puerto Montt y camiones cisterna desde GNLQ hasta Pemuco.

- **Costo Secundario C2:** Hoja que estima, según demanda de GN y tasa de descuento ingresada por el usuario, el costo de distribución secundaria. Considera costos de transporte hacia los City Gate y costos de regasificación en las PSR.

- **C2 Gasoducto 2 y 3:** Hoja que estima el costo de distribución secundaria, asociada a los gasoductos Nacimiento-Temuco y Calbuco-Puerto Montt, según demanda de GN y tasa de descuento ingresada por el usuario. El resultado de este costo está vinculado a la hoja "Costo Secundario C2".

- **C1 y C2 Socializado:** Hoja que estima los costos socializados C_1 y C_2 que son reportados en la hoja de resultados, la variación que generan estos costos en la demanda sólo se aplican si el usuario en la hoja de entrada decide socializar los costos C_1 o C_1 y C_2.

- **Calculo C3:** Hoja que estima para cada ciudad el costo de la red de distribución necesaria para abastecer los distintos puntos de consumo. Para ello utiliza como base la demanda residencial y el número de clientes que se cambian a GN obtenidos desde la hoja "Calculo Res".

- **Costo Terciario C3:** Hoja donde se guarda el valor del costo de distribución C3 obtenido para cada ciudad desde la hoja "Calculo C3", además se calculan los CAPEX y OPEX para cada ciudad.

- **Tarifas:** Hoja donde se calculan las Tarifas finales de GN para cada ciudad, considerando lo obtenido en cada hoja previa para los costos C_1, C_2 y C_3, en esta hoja se puede ver el desglose de la función de costo $P_{GN} = (1{,}15 \cdot HH + 4) + C_1 + C_2 + C_3 + M$

2.3.3. Cálculo de Emisiones

Las emisiones son calculadas por sector económico agrupando el sector industrial, comercial y fiscal en un motor de cálculo y las emisiones residenciales en otros. Las hojas que realizan estos cálculos son las siguientes:

- **Calculo Emisiones Ind:** Hoja que calcula emisiones actuales, emisiones proyectadas y el cambio en las emisiones que provoca el cambio a GN con respecto a la situación actual, para los sectores económicos industrial, comercial y fiscal, en los contaminantes MP10, MP2,5, SO_2, CH_4, N_2O y CO_2e. Los cálculos son realizados fuente por fuente desde la columna A hasta AV, y agrupados por ciudad en las columnas AX hasta BZ.

- **Calculo Emisiones Res:** Hoja que calcula emisiones actuales, emisiones proyectadas y el cambio en las emisiones que provoca el cambio a GN con respecto a la situación actual, para el sector residencial, en los contaminantes MP10, MP2,5, SO_2, CH_4, N_2O

y CO_2e. Los cálculos son realizados por ciudad, para los combustibles Leña, GLP, Gas de Cañería y Kerosene.

2.3.4. Cálculo de Beneficio, IVA y Subsidio

Los beneficios en salud, recaudación de IVA y subsidios para las 82 ciudades consideras en el estudio, son calculados por las siguientes hojas:

- **Cálculo de Beneficios:** Hoja que calcula los beneficios en salud obtenidos en base a la reducción de emisiones que provoca el mayor ingreso de GN a las ciudades.

- **Evasion IVA actual:** Hoja que estima la evasión tributaria actual debido a la comercialización informal de la leña para las 82 ciudades. Para ello utiliza dos variables ingresadas por el usuario en la hoja de Entrada, factor de evasión tributaria y el valor del IVA.

- **Cálculo IVA:** Hoja que estima el cambio en la recaudación tributaria, que genera el cambio a GN para las 82 ciudades. Para ello estima el consumo actual por sector y por combustible para cada ciudad y si existe cambio de combustible para cada sector, que en conjunto con el escenario de precios proyectados estima la diferencia en la recaudación de IVA.

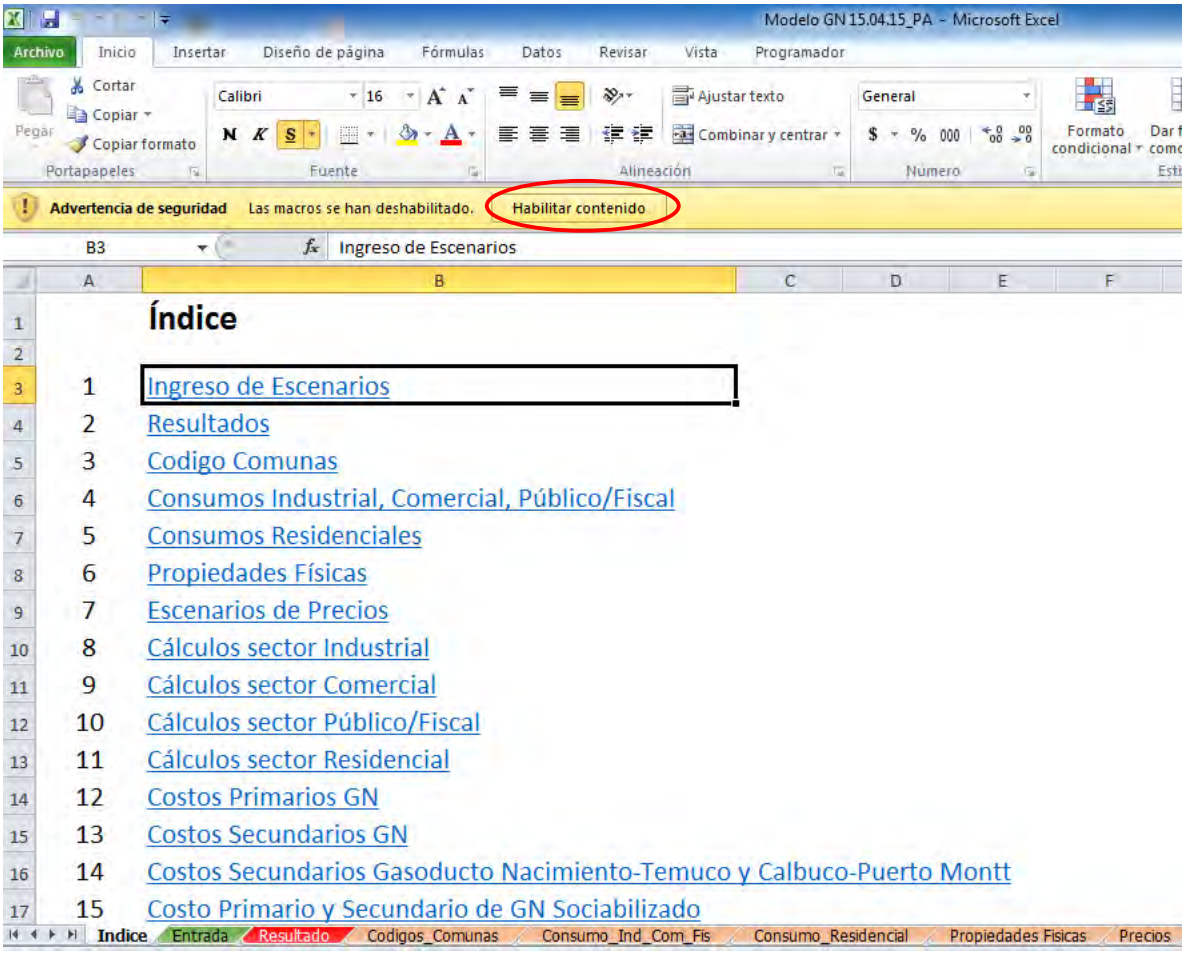
- **Subsidio:** Hoja que calcula el subsidio necesario para provocar el reemplazo de la leña residencial por GN, en las ciudades declaradas saturadas incluido Puerto Montt, este cálculo se realiza considerando la diferencia entre el precio del GN estimado para cada ciudad y el precio proyectado de la leña. El cálculo se realiza por Quintil.

3. SIMULACIÓN

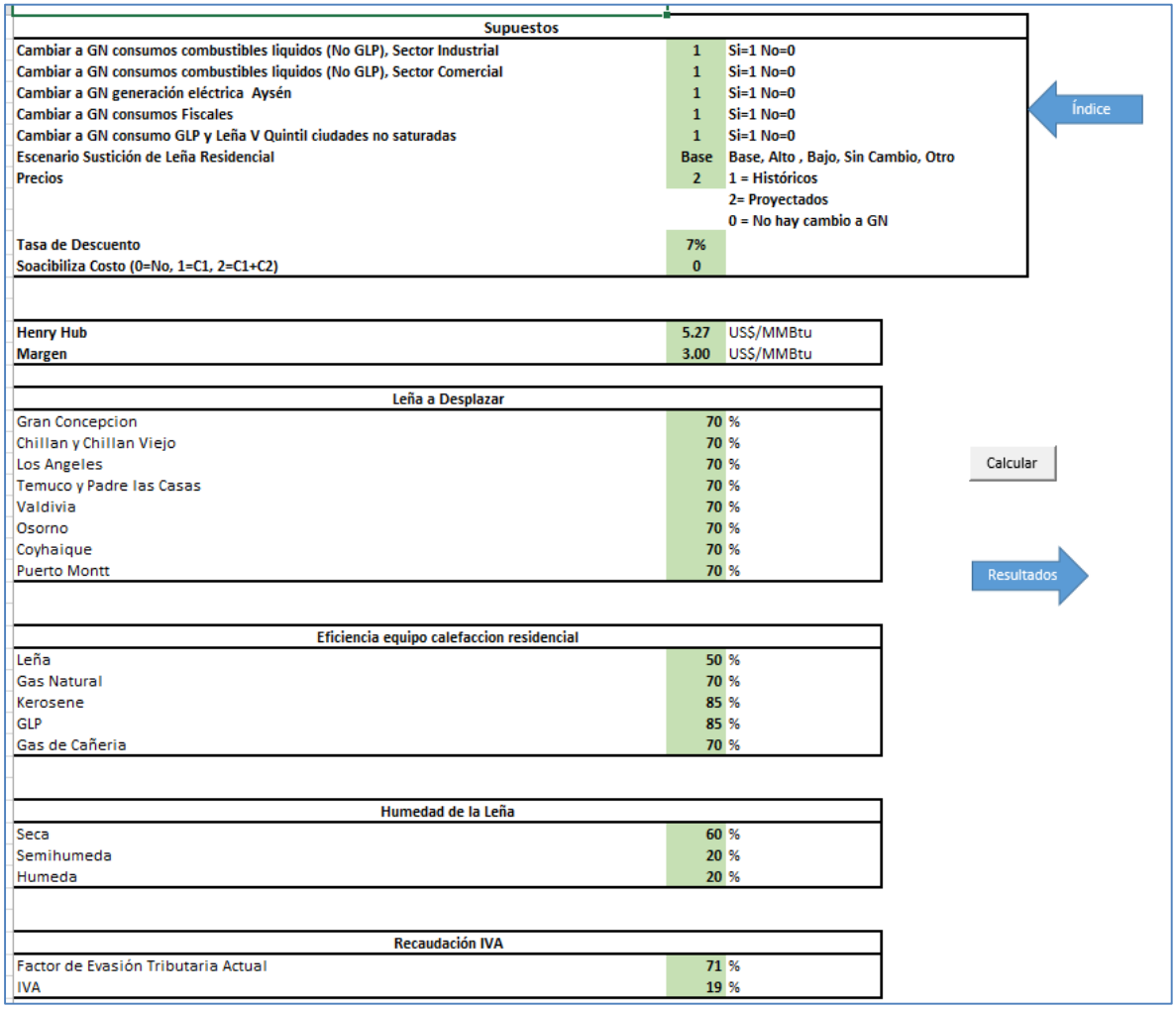
3.1. CÓMO REALIZAR UNA SIMULACIÓN

Para la correcta ejecución del modelo debe asegurarse que el complemento Solver se encuentra activo en la versión de Excel instalado en su computador, si no está seguro realice los pasos detallados en la sección 1.

Además debe hacer clic en la opción **habilitar contenidos** que le aparece al abrir el modelo.



Las variables que son modificables en cada simulación se encuentran en la hoja de **Entrada**, como se muestra la figura a continuación. Cada casilla en verde es la que el usuario puede modificar, la explicación de cada una se detalla a continuación.



Supuestos		
Cambiar a GN consumos combustibles liquidos (No GLP), Sector Industrial	1	Si=1 No=0
Cambiar a GN consumos combustibles liquidos (No GLP), Sector Comercial	1	Si=1 No=0
Cambiar a GN generación eléctrica Aysén	1	Si=1 No=0
Cambiar a GN consumos Fiscales	1	Si=1 No=0
Cambiar a GN consumo GLP y Leña V Quintil ciudades no saturadas	1	Si=1 No=0
Escenario Sustición de Leña Residencial	Base	Base, Alto , Bajo, Sin Cambio, Otro
Precios	2	1 = Históricos
		2= Proyectados
		0 = No hay cambio a GN
Tasa de Descuento	7%	
Soacibiliza Costo (0=No, 1=C1, 2=C1+C2)	0	

Henry Hub	5.27	US$/MMBtu
Margen	3.00	US$/MMBtu

Leña a Desplazar		
Gran Concepcion	70	%
Chillan y Chillan Viejo	70	%
Los Angeles	70	%
Temuco y Padre las Casas	70	%
Valdivia	70	%
Osorno	70	%
Coyhaique	70	%
Puerto Montt	70	%

Eficiencia equipo calefaccion residencial		
Leña	50	%
Gas Natural	70	%
Kerosene	85	%
GLP	85	%
Gas de Cañeria	70	%

Humedad de la Leña		
Seca	60	%
Semihumeda	20	%
Humeda	20	%

Recaudación IVA		
Factor de Evasión Tributaria Actual	71	%
IVA	19	%

3.1.1. Ingreso de Variables

Supuestos

La demanda base para el cálculo de tarifas se alimenta con 5 supuestos de reemplazo de combustibles por GN, los que pueden activarse o desactivarse según el criterio del usuario. Para ello debe ingresar un 1 en la celda en verde al lado del supuesto si quiere activarlo o un 0 si no desea hacerlo, los supuestos son:

Cambiar a GN consumos combustibles liquidos (No GLP), Sector Industrial	1	Si=1 No=0
Cambiar a GN consumos combustibles liquidos (No GLP), Sector Comercial	1	Si=1 No=0
Cambiar a GN generación eléctrica Aysén	1	Si=1 No=0
Cambiar a GN consumos Fiscales	1	Si=1 No=0
Cambiar a GN consumo GLP y Leña V Quintil ciudades no saturadas	1	Si=1 No=0

- Cambiar por GN consumos de combustibles líquidos (No GLP) industriales.
  1 para activar, 0 para No considerarlo
- Cambiar por GN consumos de combustibles líquidos (No GLP) comerciales.
  1 para activar, 0 para No considerarlo
- Cambiar a GN generación eléctrica en Aysen. 1 para activar, 0 para No considerarlo
- Cambiar a GN todos los consumos Fiscales. 1 para activar, 0 para No considerarlo
- Cambiar a GN consumo de GLP y Leña del V Quintil en ciudades no saturadas. 1 para activar, 0 para No considerarlo

Nota: Si desactiva este supuesto los valores de las tarifas obtenidos en las no saturadas que no tengan consumos industriales, fiscales o comerciales no será válido ya que el consumo en ese punto será 0.

Escenarios de Sustitución de Leña

Luego de activar o desactivar los supuestos, debe ingresar el escenario de reemplazo de leña en ciudades saturadas (Escenarios de demanda de gas natural):

Escenario Sustición de Leña Residencial	Base	Base, Alto , Bajo, Sin Cambio, Otro

Los escenarios simulados corresponden a Base, Alto y Bajo. La opción “Sin Cambio” le permite obtener como resultado la situación actual para las 82 ciudades, pero además debe realizar otros cambios que serán explicados más adelante. La opción “Otro” le permite ingresar el porcentaje de reemplazo de leña que usted desee simular.

Precios

El siguiente paso corresponde a seleccionar el escenario de precios que se utilizar en la simulación:

Precios	2	1 = Históricos 2= Proyectados 0 = No hay cambio a GN

Puede ingresar 1 para utilizar el escenario de precios históricos, 2 para precios proyectados y 0 si quiere utilizar el escenario de precios actual.

Tasa de descuento y Socialización

Tasa de Descuento	7%
Soacializa Costo (0=No, 1=C1, 2=C1+C2)	0

Debe ingresar la tasa de descuento para la cual desea realizar su simulación. El modelo permite ingresar tasas de descuento discretas entre 7% y 15%.

Si desea socializar C_1 debe ingresar 1 en el segundo cuadro en verde, 2 si desea socializar C_1 y C_2, 0 si no desea socializar. El modelo, en la hoja de resultados, siempre entrega las 3 tarifas, pero para que estas tengan efecto en la demanda va a depender del valor ingresado en esta casilla.

Henry Hub y Margen

El modelo permite ingresar el valor del Henry Hub y Margen de distribución (USD/MMBTU) que usted requiera para cada simulación.

Debe considerar que para que el escenario de precios proyectados sea válido debe ingresar un valor de HH= 5.27 USD/MMBtu y para el escenario de precio históricos HH= 4.29 USD/MMBtu. El margen considerado por defecto en las simulaciones corresponde 3.00 USD/MMBtu.

Henry Hub	5.27	US$/MMBtu
Margen	3.00	US$/MMBtu

Sustitución de Leña residencial por GN

En la sección **Leña a desplazar** se debe ingresar el % de leña residencial que será sustituido por GN, este cambio sólo se aplicara en la ciudades señaladas, puede ingresar valores en 0 y 100.

Leña a Desplazar		
Gran Concepcion	70	%
Chillan y Chillan Viejo	70	%
Los Angeles	70	%
Temuco y Padre las Casas	70	%
Valdivia	70	%
Osorno	70	%
Coihaique	70	%
Puerto Montt	70	%

Eficiencia equipos calefacción

En esta sección usted puede ingresar distintos valores de eficiencia para la calefacción de equipos residenciales, puede ingresar valores entre 0 y 100.

Eficiencia equipo calefaccion residencial		
Leña	50	%
Gas	70	%
Kerosene	85	%
GLP	85	%
Gas de Cañeria	70	%

Humedad de la Leña

El modelo permite modificar la distribución de la calidad de la leña utilizada para calefacción, en función de su humedada (seca, semi- húmeda, húmeda). **Debe ingresar los porcentajes de la leña utilizada según categoría de humedad, no el porcentaje de humedad de la leña.** Usted puede ingresar valores entre 0 y 100, pero recuerde que la suma de los 3 valores debe 100.

Humedad de la Leña		
Seca	60	%
Semihumeda	20	%
Humeda	20	%

Recaudación de IVA

Finalmente usted puede modificar los factores de evasión tributaria en la situación actual (% de la leña comercializada informalmente), además del valor porcentual del IVA en las casillas del bloque Recaudación de IVA. Los valores deben ir entre 0 y 100.

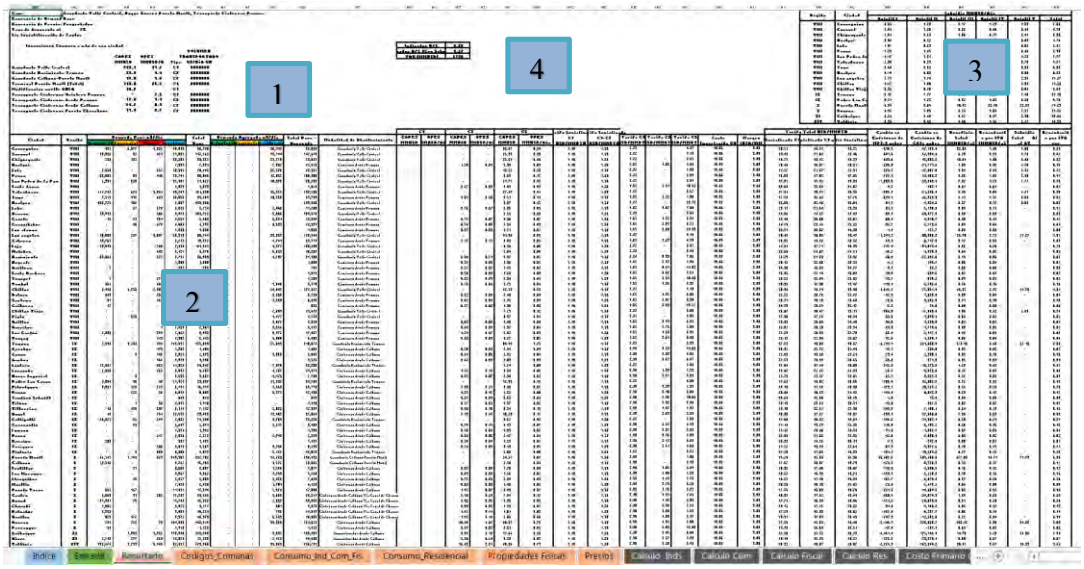
Recaudación IVA		
Factor de Evasión Tributaria Actual	**71**	%
IVA	**19**	%

Una vez ingresada todas las variables debe hacer clic en el botón Calcular y modelo procederá a realizar una simulación

Calcular

3.2. RESULTADOS

La hoja **Resultado** entrega un resumen de los cálculos realizados. Estos se pueden dividir en 3 bloques, como lo muestra la Figura a continuación:



Cuando se realizan nuevas simulaciones, la simulación anterior queda guardada en la misma hoja de resultados, desplazada hacia la derecha.

3.2.1. Inversiones comunes

Las inversiones que son comunes a más de una ciudad se muestran en la esquina superior izquierda de la hoja de resultados. Se entrega un resumen de los CAPEX, OPEX, Volumen de GN transportado, para las distintas alternativas de distribución.

Caso	Gasoducto Valle Central, Buque Gasero Puerto Montt, Transporte Cisternas Pemuco
Escenario de Demandas	Base
Escenario de Precios	Proyectados
Tasa de descuento utilizada	7%
Sin Sociabilización de Costos	

1

Inversiones Comunes a más de una ciudad

	CAPEX MMUSD	OPEX MMUSD/Año	Tipo	VOLUMEN TRANSPORTADO M3/DÍA GN
Gasoducto Valle Central	449.1	11.7	C1	6,716,045
Gasoducto Nacimiento-Temuco	53.3	1.1	C2	291,341
Gasoducto Calbuco-Puerto Montt	17.8	1.6	C2	374,485
Terminal Puerto Montt (Total)	110.0	26.5	C1	1,301,765
Modificacion muelle GNLQ	13.7	-	C1	-
Transporte Cisternas Quintero Pemuco	-	2.5	C1	111,942
Transporte Cisternas desde Pemuco	17.8	1.1	C2	111,942
Transporte Cisternas desde Calbuco	74.7	8.3	C2	927,280
Transporte Cisternas Puerto Chacabuco	11.4	3.7	C2	142,825

3.2.2. Detalle por ciudad

El segundo bloque de Resultados contiene información, para cada ciudad, sobre la demanda base por sector económico, la demanda agregada, el modo de abastecimiento, los distintos costos de distribución, tarifas totales (con y sin socialización), cambio en las emisiones, beneficios en salud, subsidio y recaudación de IVA. La Figura a continuación muestra el formato de salida de estas variables.

Ciudad	Región	Demanda Base m3/día				Total Base (m3/Día)	Demanda Agregada m3/día			Total Base + Agregada (m3/Día)	Modalidad de Abastecimiento
		Industrial	Comercial	Fiscal	Residencial		Industrial	Comercial	Residencial		
Concepcion	VIII	105	6,877	4,927	48,812	60,720	-	-	36,113	96,833	Gasoducto Valle Central
Coronel	VIII	90,936	92	451	21,085	112,565	-	-	35,114	147,679	Gasoducto Valle Central
Chiguayante	VIII	220	132	-	33,209	33,562	-	-	22,270	55,832	Gasoducto Valle Central
Hualqui	VIII	-	-	-	7,991	7,991	-	-	7,032	15,023	Camiones desde Pemuco
Lota	VIII	9,098	-	355	10,992	20,445	-	-	22,520	42,965	Gasoducto Valle Central
Penco	VIII	63,805	83	416	23,744	88,048	-	-	12,052	100,100	Gasoducto Valle Central
San Pedro de la Paz	VIII	5,994	653	-	45,181	51,827	-	-	18,378	70,206	Gasoducto Valle Central
Santa Juana	VIII	-	-	-	1,023	1,023	-	-	-	1,023	Camiones desde Pemuco
Talcahuano	VIII	114,742	624	3,021	43,243	161,630	-	-	35,955	197,586	Gasoducto Valle Central
Tome	VIII	1,559	116	641	30,866	33,183	-	-	20,556	53,739	Camiones desde Pemuco
Hualpen	VIII	436,726	432	-	2,807	439,966	-	-	-	439,966	Gasoducto Valle Central
Lebu	VIII	-	27	670	5,056	5,754	-	-	5,446	11,200	Camiones desde Pemuco
Arauco	VIII	99,814	-	586	3,373	103,772	-	-	5,806	109,579	Gasoducto Valle Central
Canete	VIII	16	23	701	4,663	5,403	-	-	6,931	12,334	Camiones desde Pemuco
Curanilahue	VIII	-	38	470	4,084	4,592	-	-	8,339	12,931	Camiones desde Pemuco
Los alamos	VIII	-	-	-	1,098	1,098	-	-	-	1,098	Camiones desde Pemuco
Los angeles	VIII	18,880	257	3,097	58,510	80,744	-	-	39,399	120,144	Gasoducto Valle Central
Cabrero	VIII	13,765	-	-	5,212	18,977	-	-	4,241	23,219	Camiones desde Pemuco
Laja	VIII	93,819	-	288	7,430	101,537	-	-	4,372	105,909	Gasoducto Valle Central
Mulchen	VIII	-	-	449	3,121	3,570	-	-	6,639	10,209	Gasoducto Valle Central
Nacimiento	VIII	83,064	-	527	2,792	86,383	-	-	4,797	91,180	Gasoducto Valle Central
Negrete	VIII	-	-	-	1,000	1,000	-	-	-	1,000	Camiones desde Pemuco
Quilleco	VIII	2	-	-	701	703	-	-	-	703	Camiones desde Pemuco
Santa Barbara	VIII	-	-	-	1,319	1,319	-	-	-	1,319	Camiones desde Pemuco
Tucapel	VIII	1	-	271	1,316	1,588	-	-	-	1,588	Camiones desde Pemuco
Yumbel	VIII	864	-	468	4,797	6,130	-	-	3,048	9,178	Camiones desde Pemuco
Chillan	VIII	4,468	1,250	2,082	59,212	68,012			54,045	122,057	Gasoducto Valle Central

C1		C2		C3		Tarifa Socializada C1	Tarifa Socializada C1+C2						Tarifa Total USD/MMBTU		
CAPEX MMUSD	OPEX MMUSD/AÑ	CAPEX MMUSD	OPEX MMUSD/AÑ	CAPEX MMUSD	OPEX MMUSD/Año	USD/MMBTU	USD/MMBTU	Tarifa C1 USD/MMBTU	Tarifa C2 USD/MMBTU	Tarifa C3 USD/MMBTU	Costo Importación GN	Margen (USD/MM	Socializado C1	Socializado C1 y C	Sin Socializar
		-	-	35.67	0.54	1.18	1.58	2.22	-	4.27	10.06	3.00	18.51	18.91	19.55
		-	-	25.93	0.39	1.18	1.58	2.22	-	7.19	10.06	3.00	21.43	21.82	22.46
		-	-	25.61	0.38	1.18	1.58	2.22	-	4.51	10.06	3.00	18.75	19.15	19.79
		1.20	0.09	5.93	0.09	1.18	1.58	1.65	1.86	4.34	10.06	3.00	20.44	18.97	20.91
		-	-	13.22	0.20	1.18	1.58	2.22	-	7.03	10.06	3.00	21.27	21.67	22.31
		-	-	9.69	0.15	1.18	1.58	2.22	-	2.39	10.06	3.00	16.63	17.02	17.66
		-	-	21.71	0.33	1.18	1.58	2.22	-	2.81	10.06	3.00	17.05	17.45	18.09
		0.57	0.03	1.83	0.03	1.18	1.58	1.65	5.91	10.45	10.06	3.00	30.60	25.09	31.07
		-	-	27.17	0.41	1.18	1.58	2.22	-	3.67	10.06	3.00	17.91	18.31	18.95
		3.01	0.28	9.51	0.14	1.18	1.58	1.65	1.25	1.80	10.06	3.00	17.29	16.44	17.76
		-	-	9.97	0.15	1.18	1.58	2.22	-	20.76	10.06	3.00	35.00	35.40	36.04
		0.76	0.07	6.06	0.09	1.18	1.58	1.65	1.87	7.00	10.06	3.00	23.11	21.64	23.58
		-	-	5.55	0.08	1.18	1.58	2.22	-	9.62	10.06	3.00	2	24.25	24.89
		0.75	0.07	4.98	0.07	1.18	1.58	1.65	1.92	6.24	10.06	3.00	2	20.88	22.87
		0.74	0.06	5.94	0.09	1.18	1.58	1.65	2.04	8.51	10.06	3.00	2	23.14	25.25
		0.57	0.03	4.51	0.07	1.18	1.58	1.65	5.68	23.99	10.06	3.00	4	38.62	44.38
		-	-	41.96	0.63	1.18	1.58	2.22	-	4.19	10.06	3.00	18.43	18.83	19.47
		2.12	0.11	4.09	0.06	1.18	1.58	1.65	1.23	4.58	10.06	3.00	20.05	19.22	20.52
		-	-	3.90	0.06	1.18	1.58	2.22	-	3.07	10.06	3.00	17.31	17.71	18.35
		-	-	5.04	0.08	1.18	1.58	2.22	-	9.44	10.06	3.00	23.68	24.07	24.71
		6.84	0.51	3.37	0.05	1.18	1.58	2.22	0.99	7.06	10.06	3.00	22.29	21.69	23.32
		0.57	0.03	1.36	0.02	1.18	1.58	1.65	5.92	7.96	10.06	3.00	28.12	22.60	28.59
		0.57	0.02	1.43	0.02	1.18	1.58	1.65	8.11	11.95	10.06	3.00	34.30	26.59	34.77
		0.58	0.03	1.69	0.03	1.18	1.58	1.65	4.62	7.51	10.06	3.00	26.36	22.14	26.83
		0.62	0.03	2.34	0.04	1.18	1.58	1.65	3.91	10.40	10.06	3.00	28.55	25.04	29.02
		0.76	0.04	2.75	0.04	1.18	1.58	1.65	1.36	3.35	10.06	3.00	18.95	17.98	19.42
		-	-	42.23	0.63	1.18	1.58	2.22	-	4.10	10.06	3.00	18.34	18.74	19.38

Tarifa C1 USD/MMBTU	Tarifa C2 USD/MMBTU	Tarifa C3 USD/MMBTU	Costo Importación GN	Margen (USD/MM	Tarifa Total USD/MMBTU			Cambio en Emisiones de MP2.5 sobre	Cambio en Emisiones de CO2e sobre	Beneficio Salud (MMUSD/a	Recaudación por IVA (MMUSD/añ	Subsidio Total QI al QV	Recaudación por IVA con
					Socializado C1	Socializado C1 y C	Sin Socializar						
2.22	-	4.27	10.06	3.00	18.51	18.91	19.55	-910.2	-47,166.4	35.86	1.40	7.00	0.63
2.22	-	7.19	10.06	3.00	21.43	21.82	22.46	-641.6	-52,484.4	6.23	0.94	4.70	0.42
2.22	-	4.51	10.06	3.00	18.75	19.15	19.79	-893.8	-45,682.5	18.04	1.38	6.90	0.62
1.65	1.86	4.34	10.06	3.00	20.44	18.97	20.91	-230.8	-11,711.6	1.09	0.36	1.78	0.16
2.22	-	7.03	10.06	3.00	21.27	21.67	22.31	-323.2	-17,807.0	1.94	0.49	2.45	0.22
2.22	-	2.39	10.06	3.00	16.63	17.02	17.66	-727.1	-52,109.2	3.36	1.06	5.30	0.47
2.22	-	2.81	10.06	3.00	17.05	17.45	18.09	-1,009.8	-53,349.4	7.32	1.55	7.77	0.70
1.65	5.91	10.45	10.06	3.00	30.60	25.09	31.07	-4.5	-187.1	0.01	0.01	-	0.01
2.22	-	3.67	10.06	3.00	17.91	18.31	18.95	-606.9	-51,346.4	6.16	0.84	4.21	0.38
1.65	1.25	1.80	10.06	3.00	17.29	16.44	17.76	-893.1	-46,363.3	4.11	1.37	6.88	0.62
2.22	-	20.76	10.06	3.00	35.00	35.40	36.04	-81.2	-4,354.6	0.57	0.12	0.63	0.06
1.65	1.87	7.00	10.06	3.00	23.11	21.64	23.58	-81.2	-5,138.0	0.03	0.11	-	0.11
2.22	-	9.62	10.06	3.00	23.86	24.25	24.89	-80.1	-28,477.9	0.30	0.09	-	0.09
1.65	1.92	6.24	10.06	3.00	22.40	20.88	22.87	-88.4	-4,918.7	0.38	0.12	-	0.12
1.65	2.04	8.51	10.06	3.00	24.78	23.14	25.25	-32.7	-2,779.6	0.09	0.04	-	0.04
1.65	5.68	23.99	10.06	3.00	43.91	38.62	44.38	-1.4	-155.7	0.00	0.00	-	0.00
2.22	-	4.19	10.06	3.00	18.43	18.83	19.47	-1,541.2	-80,366.2	26.70	2.25	11.27	1.01
1.65	1.23	4.58	10.06	3.00	20.05	19.22	20.52	-69.4	-6,717.9	0.17	0.09	-	0.09
2.22	-	3.07	10.06	3.00	17.31	17.71	18.35	-212.4	-31,815.4	0.66	0.28	-	0.28
2.22	-	9.44	10.06	3.00	23.68	24.07	24.71	-16.2	-1,938.3	0.04	0.02	-	0.02
2.22	0.99	7.06	10.06	3.00	22.29	21.69	23.32	-48.4	-22,632.0	0.19	0.06	-	0.06
1.65	5.92	7.96	10.06	3.00	28.12	22.60	28.59	-4.1	-149.7	0.00	0.01	-	0.01
1.65	8.11	11.95	10.06	3.00	34.30	26.59	34.77	-3.1	95.7	0.00	0.00	-	0.00
1.65	4.62	7.51	10.06	3.00	26.36	22.14	26.83	-14.0	-634.6	0.02	0.02	-	0.02
1.65	3.91	10.40	10.06	3.00	28.55	25.04	29.02	-13.7	-830.2	0.03	0.02	-	0.02
1.65	1.36	3.35	10.06	3.00	18.95	17.98	19.42	-119.1	-6,232.6	0.26	0.16	-	0.16
2.22	-	4.10	10.06	3.00	18.34	18.74	19.38	-1,649.2	-75,861.4	46.95	2.25	11.28	1.01

3.2.3. Subsidios

El detalle de los subsidios por Quintil en las 19 ciudades con condición de calidad del aire saturada, son presentados en el bloque 3 de la hoja de resultados, como la muestra Figura a continuación

Región	Ciudad	Subsidio MMUSD/Año					
		Quintil I	Quintil II	Quintil III	Quintil IV	Quintil V	Total
VIII	Concepcion	0.63	1.28	2.17	1.29	1.63	7.00
VIII	Coronel	2.34	1.20	0.62	0.40	0.14	4.70
VIII	Chiguayante	1.04	1.63	1.06	0.77	2.41	6.90
VIII	Hualqui	0.82	0.52	0.26	0.16	0.03	1.78
VIII	Lota	1.07	0.69	0.51	0.16	0.02	2.45
VIII	Penco	1.59	1.45	0.94	0	0.46	5.30
VIII	San Pedro de la Pa	1.17	1.61	1.13	2	1.26	7.77
VIII	Talcahuano	2.00	0.23	0.54	0	0.78	4.21
VIII	Tome	3.68	1.09	1.36	0.66	0.09	6.88
VIII	Hualpen	0.14	0.09	0.13	0.19	0.08	0.63
VIII	Los angeles	2.75	1.74	1.82	2.59	2.36	11.27
VIII	Chillan	1.47	1.80	2.29	3.69	2.03	11.28
VIII	Chillan Viejo	0.55	0.28	0.45	0.51	0.84	2.63
IX	Temuco	6.46	7.77	4.23	6.24	7.40	32.10
IX	Padre Las Casas	0.71	1.25	0.92	1.32	0.58	4.78
X	Puerto Montt	6.94	9.04	10.45	22.40	22.39	71.23
X	Osorno	4.92	5.85	4.24	9.04	7.51	31.56
XI	Coihaique	3.24	4.40	3.47	8.97	5.98	26.06
XIV	Valdivia	3.99	3.49	4.48	4.16	2.27	18.39

3

3.2.4. Indicador B/C

Finalmente en el bloque 4 se muestra el indicador B/C con y sin subsidio, para la simulación realizada.

Indicador B/C	3.58
Indicador B/C (Con Subsidio)	1.57

4

3.3. Simulaciones Reportadas

Para obtener las simulaciones reportadas en el modelo usted debe ingresar las siguientes variables en la hoja de Entrada:

Caso Base

- Debe activar los 5 supuestos colocar 1 en las 4 casillas.
- Escribir **"Base"** en el Escenario de Sustitución
- La casilla de Precios colocar la opción 2
- Utilizar una tasa de descuento de 7%
- No socializar costos (colocar 0)
- Henry Hub = 5.27 USD/MMBtu
- En el bloque de leña a desplazar dejar el **70%** para todas las ciudades
- Eficiencia equipos a Leña 50%
- Eficiencia equipos a GN 70%
- Eficiencia equipos a Kerosene 85%
- Eficiencia equipos a GLP 85%
- Eficiencia equipos a Gas de Cañería 70%
- Humedad de la leña 60% Seca, 20% Semi Húmeda y 20% Húmeda
- Factor de evasión tributaria actual 71% e IVA 19%

Caso Alto

- Debe activar los 5 supuestos colocar 1 en las 4 casillas.
- Escribir **"Alto"** en el Escenario de Sustitución
- La casilla de Precios colocar la opción 2
- Utilizar una tasa de descuento de 7%
- No socializar costos (colocar 0)
- Henry Hub = 5.27 USD/MMBtu
- En el bloque de leña a desplazar dejar el **90%** para todas las ciudades
- Eficiencia equipos a Leña 50%

- Eficiencia equipos a GN 70%
- Eficiencia equipos a Kerosene 85%
- Eficiencia equipos a GLP 85%
- Eficiencia equipos a Gas de Cañería 70%
- Humedad de la leña 60% Seca, 20% Semi Húmeda y 20% Húmeda
- Factor de evasión tributaria actual 71% e IVA 19%

Caso Bajo

- Debe activar los 5 supuestos colocar 1 en las 4 casillas.
- Escribir **"Bajo"** en el Escenario de Sustitución
- La casilla de Precios colocar la opción 2
- Utilizar una tasa de descuento de 7%
- No socializar costos (colocar 0)
- Henry Hub = 5.27 USD/MMBtu
- En el bloque de leña a desplazar dejar el **50%** para todas las ciudades
- Eficiencia equipos a Leña 50%
- Eficiencia equipos a GN 70%
- Eficiencia equipos a Kerosene 85%
- Eficiencia equipos a GLP 85%
- Eficiencia equipos a Gas de Cañería 70%
- Humedad de la leña 60% Seca, 20% Semi Húmeda y 20% Húmeda
- Factor de evasión tributaria actual 71% e IVA 19%

Situación Actual

Si desea obtener como resultado cuales son las demandas actuales de GN debe ingresar:

- Desactivar los 5 supuestos colocando 0 en las 4 casillas
- Elegir el escenario Sin Cambio
- Colocar 0 en la casilla Precios

- Utilizar un valor del Henry Hub absurdo, como 1000 USD/MMBtu, esto es para evitar que el modelo simule demanda agregada
- 0% en todos los porcentaje de leña a desplazar

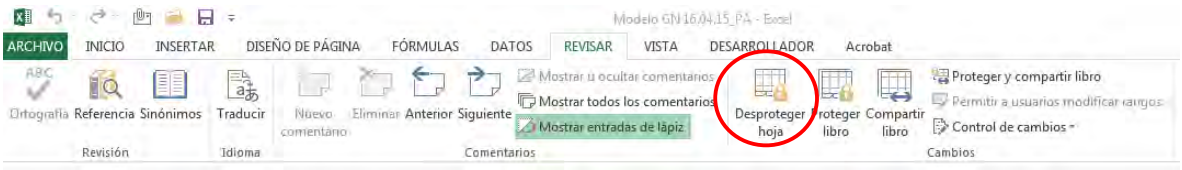
Con ello obtendrá sólo las demandas actuales de GN en las 82 ciudades, el resto de la información no es válida o aparecerá con algún error de Excel.

4. ACTUALIZACIÓN DE BASES DE DATOS

Las hojas de base de datos (hojas en Naranjo) pueden ser fácilmente actualizadas. Para ello debe seleccionar una hoja y hacer clic en **Revisar** en la cinta de opciones.



Luego en haga clic en **Desproteger Libro**



E ingrese la contraseña proporcionada (energia2050[109]).

Cuando desproteja las bases de datos, usted puede modificar cualquier valor de los que se encuentran en estas hojas.

[109] Sin tildes ni mayúsculas

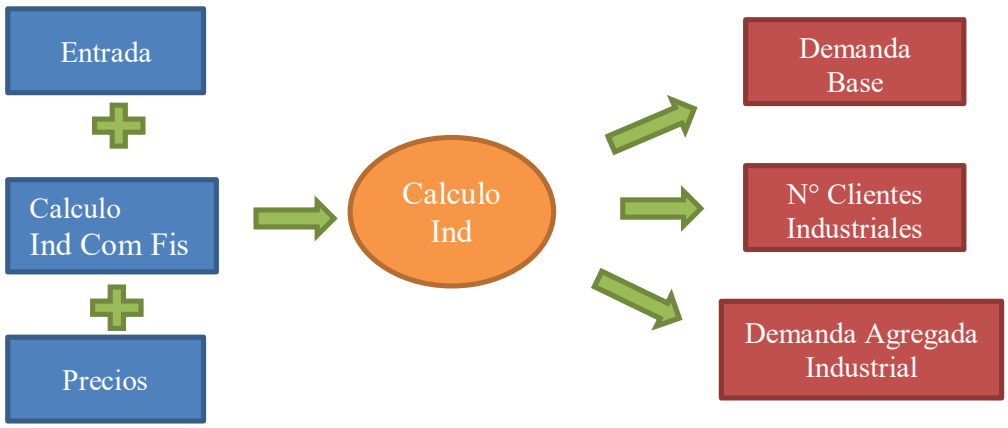
Las base de datos utilizan ecuaciones, tenga cuidado de no modificarlas si es que no lo desea, de todos modos estas son funciones sencillas que ayudan a entregar totales o hacer cambios de unidades de medida.

Lamentablemente la lógica de programación del modelo NO permite agregar nuevas fuentes industriales, comerciales o fiscales, o nuevas ciudades, para ello se debe realizar una nueva programación de las hojas de cálculo, por lo cual es necesario que se contacte con los desarrolladores del modelo.

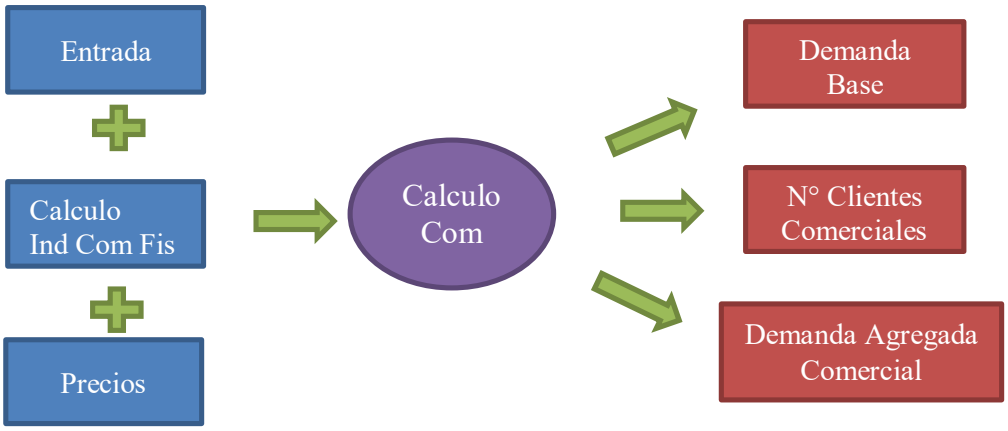
5. LÓGICAS DE CÁLCULO

A continuación se presentan diagramas de flujo que muestran la lógica de cálculo de cada hoja:

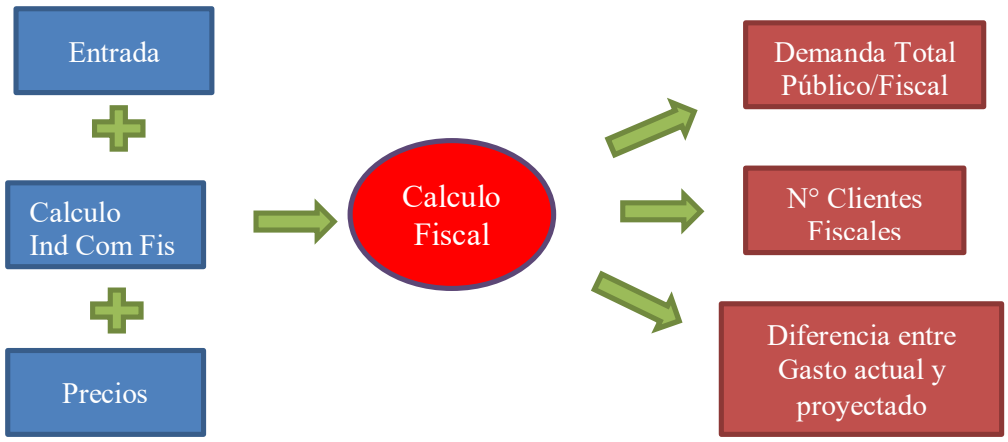
Hoja "Calculo Ind"



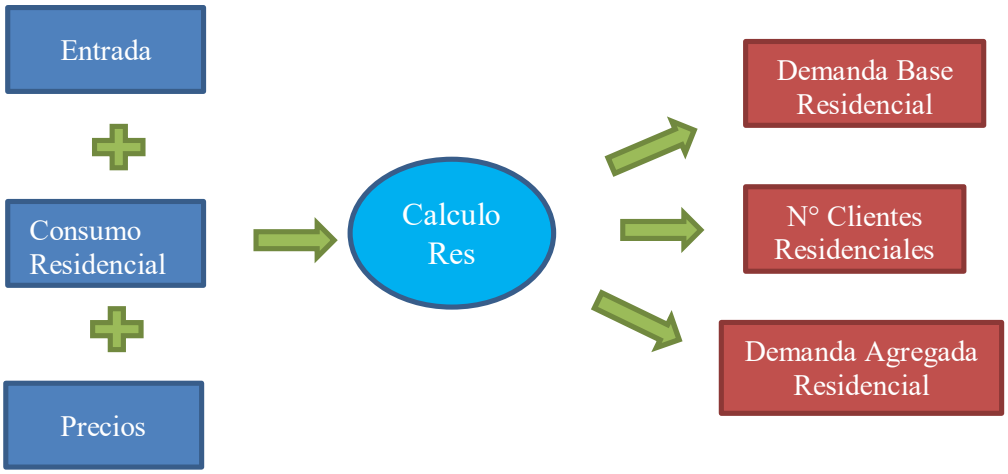
Hoja "Calculo Com"



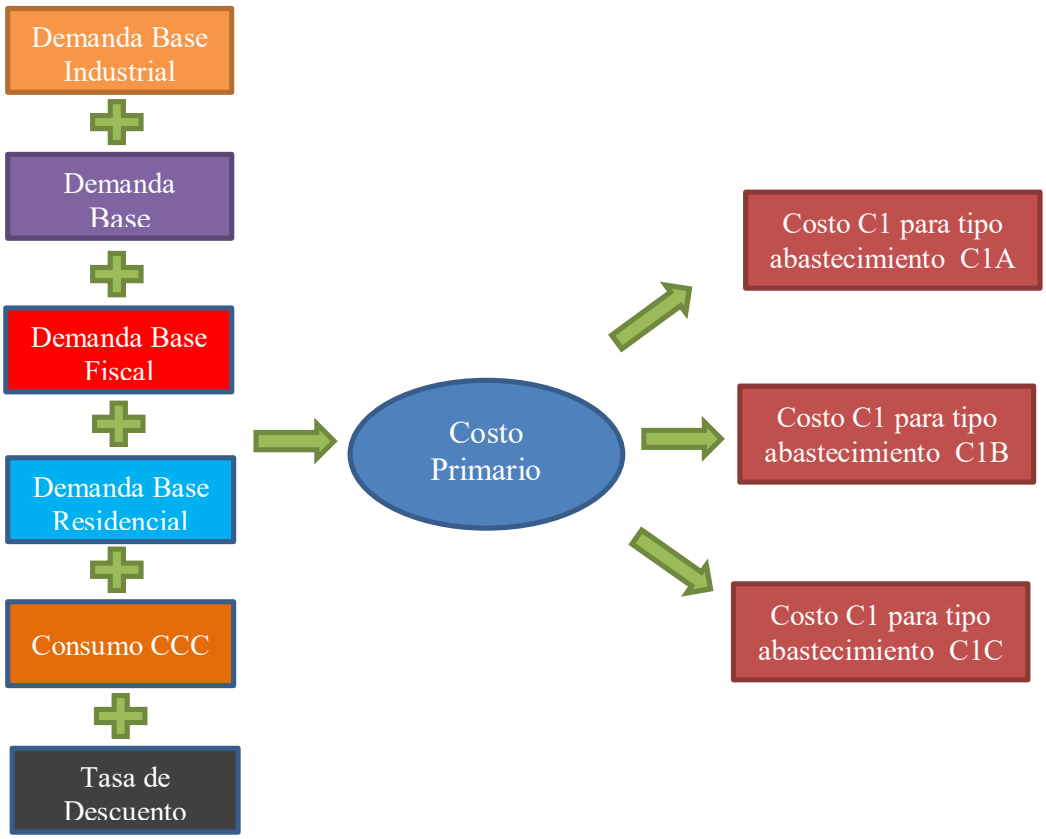
Hoja "Calculo Fiscal"



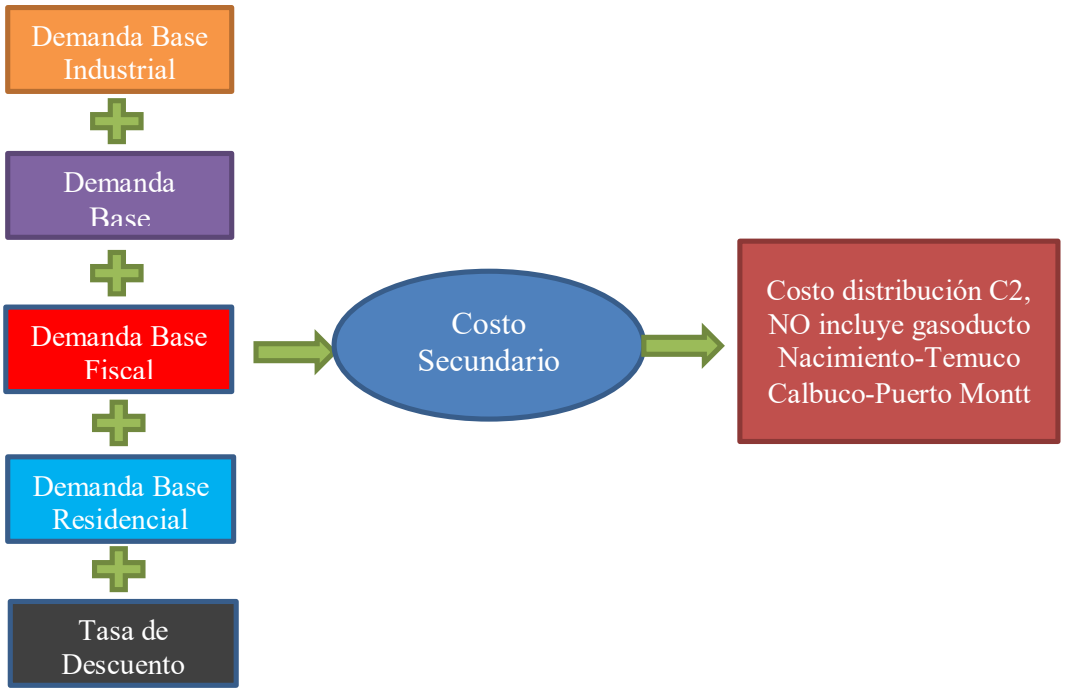
Hoja "Calculo Res"



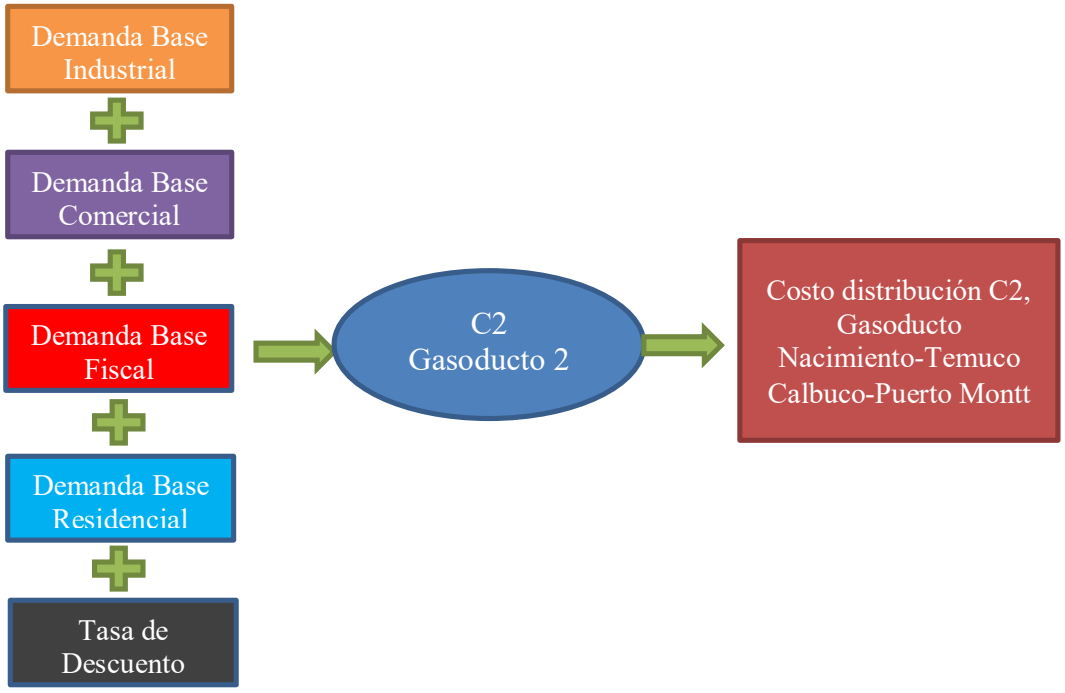
Hoja "Costo Primario C1"



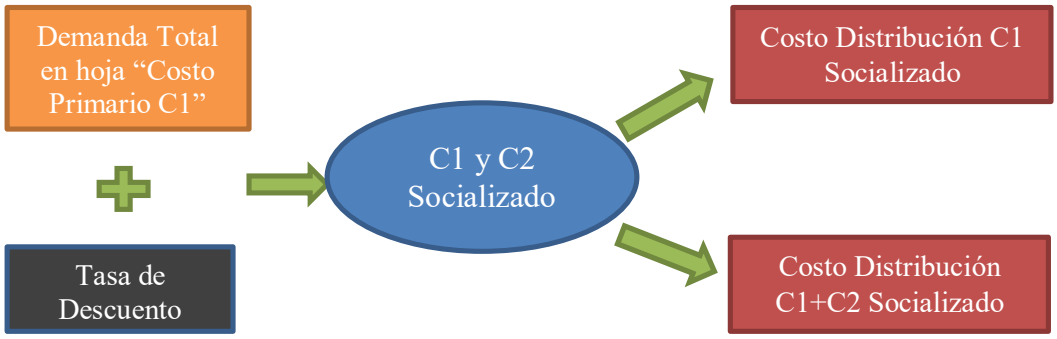
Hoja "Costo Secundario C2"



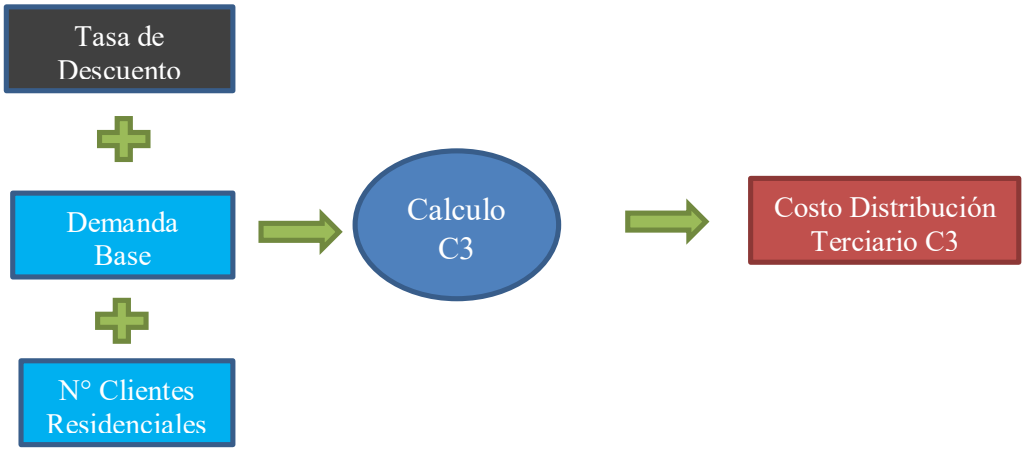
Hoja "C2 Gasoducto 2 y 3"



Hoja "C1 y C2 Socializado"



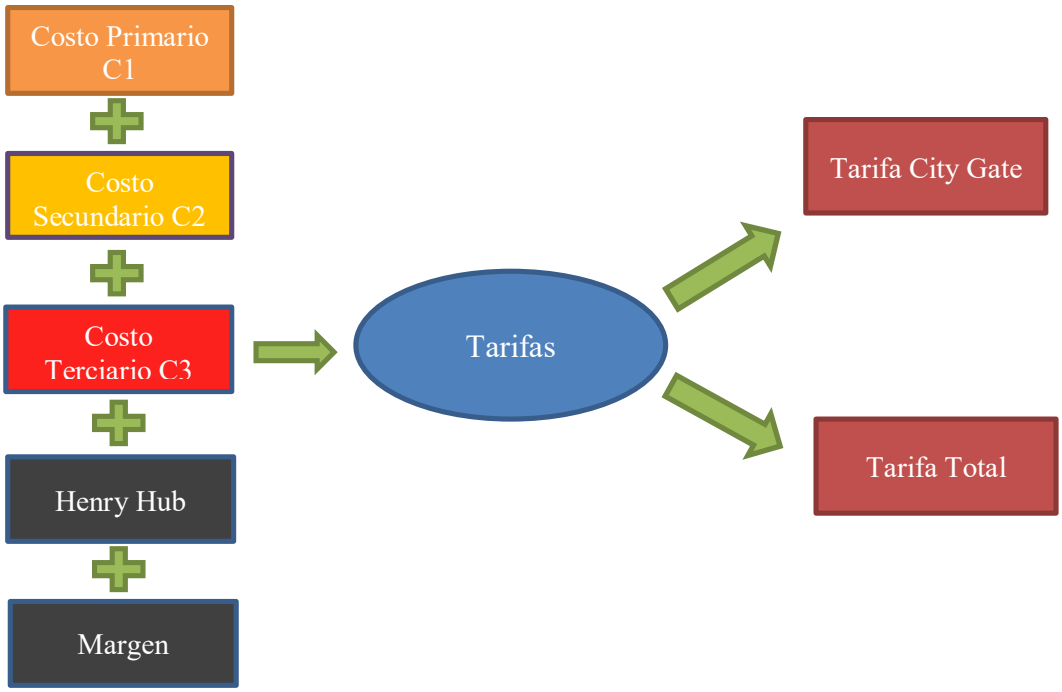
Hoja "Calculo C3"



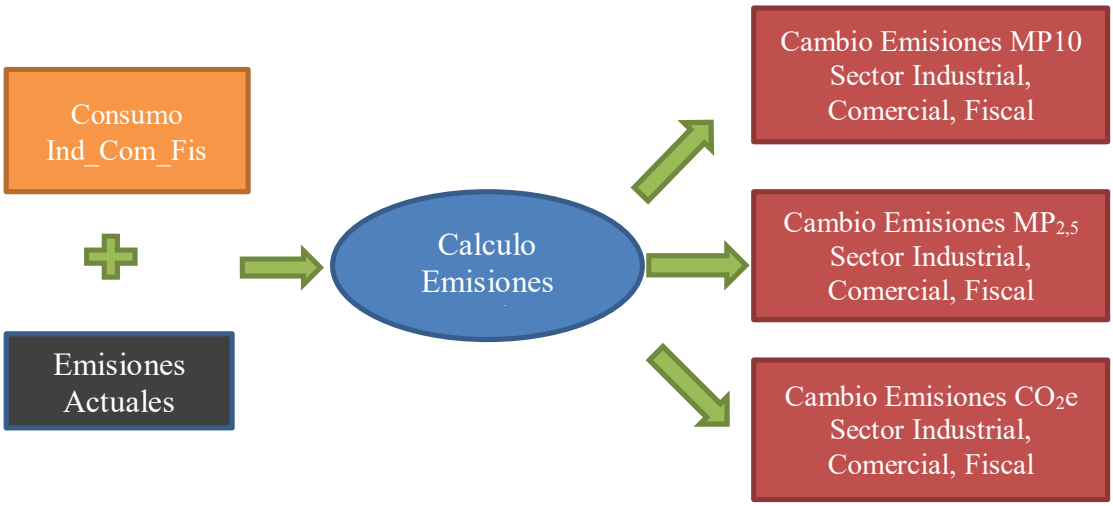
Hoja "Costo Terciario C3"



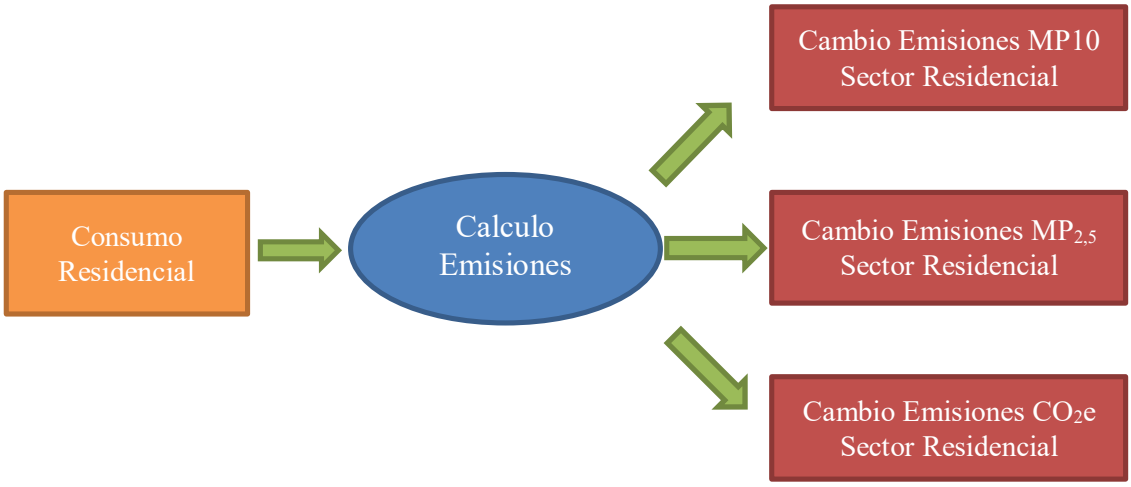
Hoja "Tarifas"



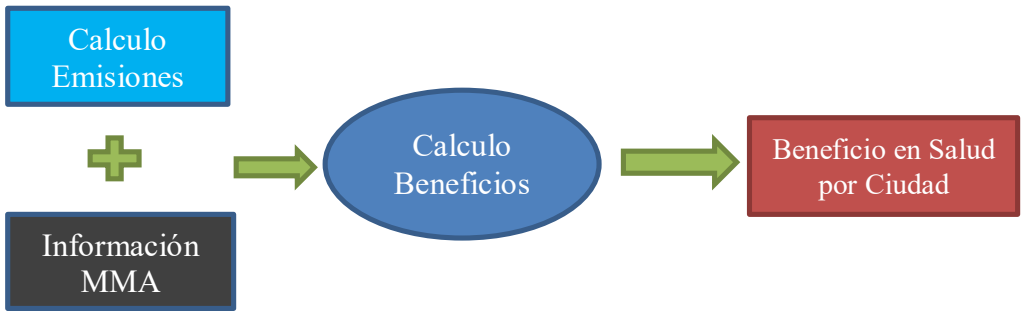
Hoja "Calculo Emisiones Ind"



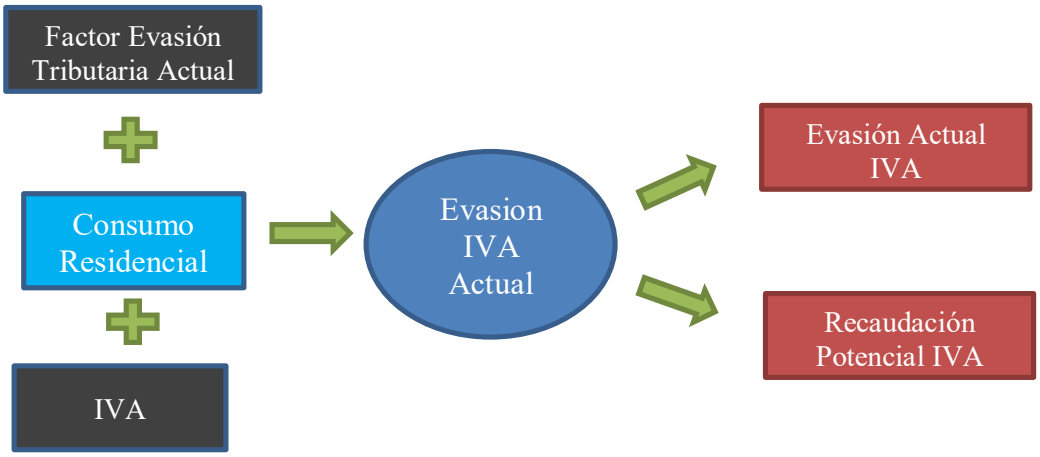
Hoja "Calculo Emisiones Res"



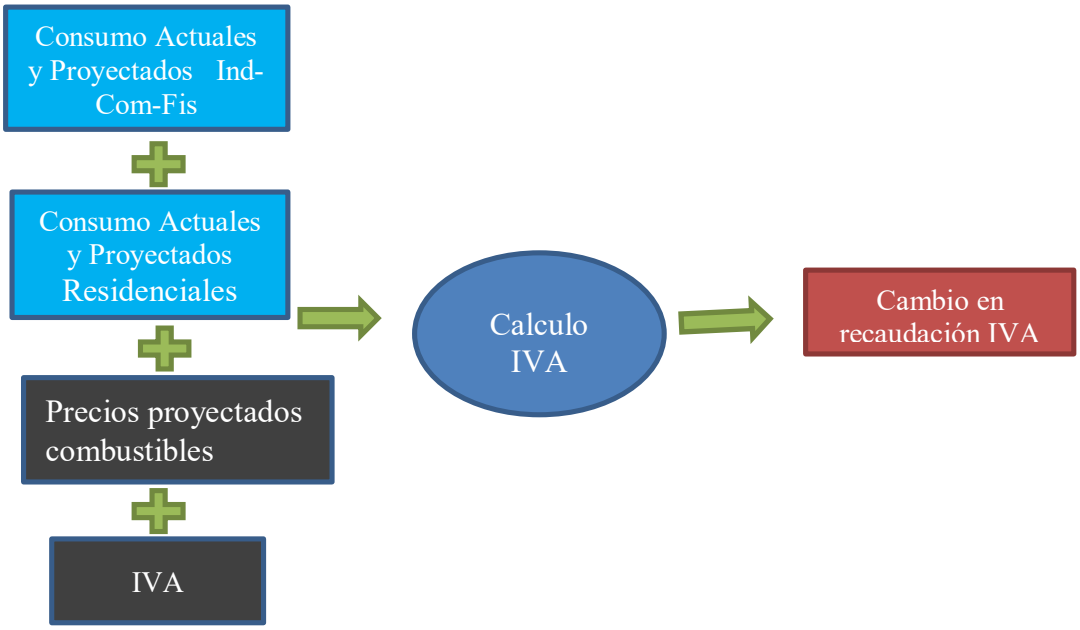
Hoja "Calculo Beneficios"



Hoja "Evasion IVA Actual"



Hoja "Calculo IVA"



Hoja “Subsidio”

