INFORME FINAL

"ELABORACIÓN DE PROPUESTA DE MATRIZ ENERGÉTICA PARA MAGALLANES AL 2050"

DESARROLLADO POR EL CENTRO DE ESTUDIO DE LOS RECURSOS ENERGETICOS DE LA UNIVERSIDAD DE MAGALLANES (**CERE – UMAG**).

Punta Arenas, Mayo del 2015

Contenido

1. INTRODUCCIÓN 7

1.1 ANTECEDENTES GENERALES 7
1.2 OBJETIVO GENERAL 9
1.3 OBJETIVOS ESPECÍFICOS 9
1.4 METODOLOGÍA DE TRABAJO 11
1.4.1 Balances de Energía 12
1.4.2 Proyecciones de la Demanda 13
1.4.3 Información Disponible 14
1.4.4 Criterios Generales 15
1.4.5 Análisis de Alternativas 16
1.4.6 Criterios de una Evaluación Ambiental Estratégica 16

2. BALANCE REGIONAL 17

2.1 ANTECEDENTES DE LA REGIÓN 17
2.1.1 Ubicación 17
2.1.2 Antecedentes Demográficos 18
2.1.3 Antecedentes Económicos 18
2.2 BALANCE ENERGÉTICO 2013 REGIÓN DE MAGALLANES Y ANTÁRTICA CHILENA 20
2.3 ANÁLISIS DE PRODUCCIÓN 20
2.3.1 Análisis Recursos Energéticos Primarios 20
2.3.2 Análisis Recursos Energéticos Secundarios 21
2.4 ANÁLISIS DE DEMANDA 23
2.4.1 Análisis de Consumo Matriz Primaria 25
2.4.2 Análisis de Consumo Matriz Secundaria 29
2.4.3 Análisis Matriz Eléctrica 31
2.5 ANÁLISIS HISTÓRICO REGIÓN DE MAGALLANES Y ANTÁRTICA CHILENA (ANEXO B.12.6) 35
2.5.1 Producción Histórica Matriz Primaria 35
2.5.2 Producción Histórica Matriz Secundaria 36
2.5.3 Consumo Histórico Matriz Primaria 37
2.5.4 Consumo Histórico Matriz Secundaria 38
2.5.5 Consumo Histórico Matriz Eléctrica 39
2.6 PROYECCIONES REGIONALES 41
2.6.1 Proyecciones Estimadas de Recursos Energéticos Primarios y Secundarios 41
2.6.2 Proyecciones de Nuevas Infraestructuras 48
2.7 PROYECCIONES CON EFICIENCIA ENERGÉTICA 49
2.7.1 Proyecciones con Escenarios Medidas de Eficiencia Energética (EE) 50
2.8 ANÁLISIS ENERGÉTICO COMUNAL 52
2.8.1 Comuna de Punta Arenas 53
2.8.2 Comuna de Laguna Blanca 55
2.8.3 Comuna de Rio Verde 56
2.8.4 Comuna de San Gregorio 57
2.8.5 Comuna Porvenir 59

2.8.6 Comuna Timaukel 61
2.8.7 Comuna de Primavera. 62
2.8.8 Comuna de Natales 64
2.8.9 Comuna de Torres del Payne 66
2.8.10 Comuna de Cabo de Hornos 67
2.8.11 Comuna Antártica 68

3. DISPONIBILIDAD DE RECURSOS 69

3.1 HIDROCARBUROS 69
3.1.1 Gas Natural 69
3.1.2 Petróleo Crudo 72
3.1.3 Reservas Probadas de Gas y Petróleo Crudo 73
3.2 CARBÓN 78
3.3 TURBA 81
3.4 EÓLICO 88
3.4.1 Potencial Eólico 88
3.4.2 Estimación Producción de Energía Eólica 94
3.5 SOLAR 100
3.5.1 Evaluación Recurso Solar 100
3.5.2 Recurso Solar Punta Arenas 101
3.5.3 Recurso Solar Porvenir 105
3.5.4 Recurso Solar Puerto Natales 105
3.5.5 Recurso Solar Puerto Williams 106
3.5.6 Ubicación de Estaciones de medición de recurso Solar 108
3.6 BIOMASA 109
3.7 RESIDUOS 122
3.8 GEOTERMIA 124
3.9 HÍDRICO 130
3.10 MARINO 135
3.11 RESUMEN DE DISPONIBILIDAD DE RECURSOS 141
3.12 COMENTARIOS Y RECOMENDACIONES 148

4. EVALUACIÓN ALTERNATIVAS RECURSOS FÓSILES 156

4.1 EVALUACIÓN EXPLORACIÓN Y EXPLOTACIÓN DE HIDROCARBUROS 156
4.1.1 Perforación de Pozos Exploratorios para detección de nuevas reservas 156
4.1.2 Infraestructura de Producción 159
4.1.3 Infraestructura de Procesamiento y Transporte 160
4.2 EVALUACIÓN GAS NATURAL LICUADO (GNL) 163
4.2.1 Planta de Gas Natural Licuado 163
4.2.2 Procesos Involucrados 164
4.2.3 Costos de Inversión 165
4.3 EVALUACIÓN PROPANO AIRE 171
4.3.1 Planta de Propano Aire 171
4.3.2 Equipos Principales 172
4.3.3 Costos de Inversión 173

4.3.4 Alcances a la propuesta de GASCO S.A. ... *175*
4.4 EVALUACIÓN GASIFICACIÓN DE CARBÓN ... 176
4.4.1 Producción Gas de Síntesis (SYN GAS) en reactores. ... *176*
4.4.2 Costos de Inversión producción de Gas Natural Sintético ... *179*
4.4.3 Análisis de Riesgos de Suministro Modelo de Gasificación de Carbón ... *184*
4.4.4 Análisis de Costos del Carbón. ... *185*
4.5 PRODUCCIÓN DE GAS DE SÍNTESIS IN SITU ... 187
4.6 MEDIDAS DE EFICIENCIA ENERGÉTICA ... 189
4.6.1 Sector Residencial ... *189*
4.6.2 Costos de Inversión Medidas para uso de Energía Eléctrica ... *189*
4.6.3 Costos de Ahorro ... *192*
4.6.4 Costos de Inversión Medidas para uso de Gas Natural ... *198*
4.6.5 Estimación de Ahorros ... *201*
4.6.6 Medidas de Eficiencia Energética Sector Comercial ... *212*
4.6.7 Costos e Inversiones ... *214*
4.6.8 Flujos e Indicadores de Rentabilidad de Medidas de Eficiencia Energética ... *216*
4.7 COMENTARIOS Y RECOMENDACIONES ... 217

5. EVALUACIÓN DE ALTERNATIVAS RECURSOS RENOVABLES ... 221

5.1 EVALUACIÓN DE EXPLORACIÓN Y EXPLOTACIÓN GEOTÉRMICA ... 221
5.1.1 Fases de Desarrollo Geotérmico ... *221*
5.1.2 Inversiones para Exploración ... *223*
5.1.3 Costos de Explotación de Alta Entalpia ... *224*
5.1.4 Geotermia de Uso directo (Baja Entalpia) ... *224*
5.1.5 Tecnologías a Baja Entalpia ... *225*
5.1.6 Costos de Inversión ... *226*
5.1.7 Análisis de Casos de Aplicación ... *227*
5.1.8 Flujos de caja e indicadores de rentabilidad del sistema Geotermia Baja Entalpía ... *233*
5.2 EVALUACIÓN DE COSTOS DE PROSPECCIÓN EÓLICA Y DE INSTALACIONES PARA GENERACIÓN DE ELECTRICIDAD CON ENERGÍA EÓLICA ... 234
5.2.1 Equipamiento para la Prospección del Recurso Eólico ... *236*
5.2.2 Costos de Prospección del Recurso Eólico ... *236*
5.2.3 Evaluación de Instalaciones para Generación de Electricidad con Energía Eólica ... *237*
5.2.4 Generación de Electricidad con Parque Eólicos ... *245*
5.2.5 Sistemas eléctricos de Cerro Sombrero y Punta Delgada ... *249*
5.2.6 Estimación de Inversiones en Instalaciones Eólicas ... *251*
5.2.7 Estimación de Costos de Electricidad en Centrales con Parques Eólicos ... *259*
5.3 EVALUACIÓN DE INSTALACIONES CON ENERGÍA FOTOVOLTAICA ... 267
5.3.1 Tecnología Solar Fotovoltaica ... *267*
5.3.2 Evaluación de Potencial Fotovoltaico ... *267*
5.3.3 Evaluación Territorial de iniciativas Fotovoltaicas ... *271*
5.3.4 Análisis de Energía y Costos de Inversión ... *278*
5.3.5 Penetración de Energía Solar Fotovoltaica en Redes Eléctricas ... *281*
5.3.6 Análisis Costo de Energía Solar Fotovoltaica ... *282*

5.3.7 Evaluación Sistemas Solares Térmicos ... 282
5.4 EVALUACIÓN DE INSTALACIONES HIDROELÉCTRICAS ... 285
5.4.1 Explotación Actual de Recursos Hidroeléctricos ... 285
5.4.2 Estimación Preliminar de las Inversiones Asociadas ... 287
5.4.3 Potencial Hidroeléctrico ... 288
5.4.4 Costos de Inversión ... 293
5.5 EVALUACIÓN DE INSTALACIONES CON ENERGÍAS MARINAS ... 295
5.5.1 Investigación y Tecnologías Disponibles ... 295
5.5.2 Propuesta de Desarrollo ... 296
5.6 EVALUACIÓN DE INSTALACIONES CON BIOMASA ... 300
5.6.1 Principales Zonas de Explotación Forestal ... 300
5.6.2 Tecnologías a Pequeña Escala ... 306
5.6.3 Calefacción Distrital ... 309
5.7 EVALUACIÓN DE INSTALACIONES PARA PRODUCCIÓN DE HIDRÓGENO ... 315
5.7.1 Generación de Hidrógeno ... 315
5.7.2 Propuesta de Desarrollo ... 317
5.8 COMENTARIOS Y RECOMENDACIONES ... 322

6. ANÁLISIS TERRITORIAL ... 330

6.1 EVALUACIÓN TERRITORIAL MATRICES ENERGÉTICAS ... 330
6.1.1 Matriz Térmica ... 333
6.1.2 Matriz Eléctrica ... 340
6.2 ANÁLISIS DE ALTERNATIVAS DE MATRICES ... 346
6.2.1 Matriz Alternativa 0 ... 347
6.2.2 Matriz Térmica Alternativa 0 ... 350
6.2.3 Matriz Eléctrica Alternativa 0 ... 351
6.2.4 Matriz Alternativa 1 ... 363
6.2.5 Matriz Térmica Alternativa 1 ... 366
6.2.6 Matriz Alternativa 2 ... 368
6.2.7 Matriz Térmica Alternativa 2 ... 372
6.3 ANÁLISIS DE PROYECTOS COMPLEMENTARIOS ... 373

7. ANÁLISIS DEL PIB REGIONAL CON RELACIÓN A MATRICES ENERGÉTICAS ... 375

7.1 ANTECEDENTES DE ECONOMÍA Y DESARROLLO PRODUCTIVO NACIONAL Y REGIONAL ... 375
7.2 RELACIÓN DE LA ENERGÍA CON EL PIB EN MAGALLANES ... 382
7.3 IMPACTOS SOCIO-ECONÓMICOS ... 385
7.3.1 Potencialidades de Desarrollo ... 385
7.3.2 Evaluación de Proyectos ... 386
7.4 CONSIDERACIONES ... 390
7.4.1 Caracterización Economía Regional a partir de la Matriz Insumo Producto MIP ... 390
7.4.2 Índice de Competitividad Regional ... 394
7.4.3 Comparación de Alternativas ... 396

8 ANÁLISIS DE COSTOS DE MATRICES ENERGÉTICAS ... 397

8.1 COSTOS MATRICES ENERGÉTICAS COMUNALES ... 397

8.1.1 Costos de Inversiones ... 397
8.1.2 Costo de Operación y Mantención ... 401
8.2 FACTIBILIDAD DE INVERSIONES ... 401
8.2.1 Inversiones Privadas ... 401
8.2.2 Inversiones Públicas ... 402
8.3 COSTO DE ENERGÉTICOS ... 403
8.4 COMENTARIOS Y RECOMENDACIONES ... 405

9. ANÁLISIS AMBIENTAL DE MATRICES ENERGÉTICAS ... 407

9.1 DESCRIPCIÓN PRINCIPALES IMPACTOS AMBIENTALES ... 407
9.1.1 Aspectos Globales ... 408
9.1.2 Aspectos Transfronterizos ... 410
9.1.3 Aspectos Regionales y Locales ... 410
9.2 COMPONENTES AMBIENTALES ALTERNATIVAS MATRICES ... 419
9.2.1 Identificación de Principales impactos ... 419
9.3 COMENTARIOS Y RECOMENDACIONES ... 429

10. ANÁLISIS FACTIBILIDAD DE MATRIZ ENERGÉTICA ... 430

10.1 COHERENCIA O CONFLICTOS CON ESTRATEGIA DE DESARROLLO REGIONAL ... 430
10.2 FORTALEZAS Y DEBILIDADES DE LA MATRICES ENERGÉTICAS ... 441
10.3 ANÁLISIS DE RIESGOS EN EL SUMINISTRO ENERGÉTICO ... 447
10.4 COMENTARIOS Y RECOMENDACIONES ... 467

11. CONCLUSIONES ... 468

ANEXOS

ANEXO A: *Glosario y Nomenclatura*

ANEXO B: *Análisis de Demanda y Proyecciones*

ANEXO C: *Disponibilidad de Recursos*

ANEXO D: *Análisis de Alternativas Recursos Fósiles*

ANEXO F: *Evaluación Económica de los Recursos Energéticos Renovables*

ANEXO G: *Flujos de Caja*

ANEXO H: *Bibliografía*

ANEXO I: *Informe de Aplicación Evaluación Ambiental Estratégica (EAE)*

1. Introducción

1.1 Antecedentes Generales

La Región de Magallanes y Antártica Chilena, en la última década, ha mantenido su condición de productora de petróleo y gas natural, siendo este último recurso el principal energético demandado, tanto para energía térmica como eléctrica, en las ciudades con mayor población como Punta Arenas, Puerto Natales y Porvenir, pero también en localidades más pequeñas donde este recurso se encuentra disponible. Sin embargo, para la matriz eléctrica en zonas aisladas, el diésel se utiliza como principal recurso energético secundario, y la energía térmica se sustenta principalmente en la leña y el gas licuado (propano).

Entre los años 2004 y 2013, el principal cambio en la matriz regional, lo constituyen las modificaciones en los niveles de producción regional de gas natural y la importación del mismo, puesto que el año 2007 producto del descenso del gas importado desde Argentina, se vió la necesidad de intensificar las actividades de exploración, involucrando a empresas privadas además de la Empresa Nacional del Petróleo (ENAP) a través de Contratos Especiales de Operación (CEOP), y que finalmente ha permitido la producción de hidrocarburos por varios actores.

Con relación a la producción de otros energéticos, la Región cuenta con las principales reservas de carbón de Chile, pero toda la producción es exportada fuera de la región para satisfacer demandas nacionales e internacionales, por lo cual no interviene en la matriz regional.

La leña constituye un energético importante para satisfacer la demanda térmica para calefacción en localidades aisladas, principalmente en Puerto Toro, Puerto Williams, Timaukel, Puerto Edén, Torres del Payne y en las zonas rurales de la Región. El recurso eólico, es aportado por el Parque Cabo Negro, de 2,5 MW, pero sólo se utiliza para satisfacer parte de la energía eléctrica requerida por la empresa METHANEX, y no interviene en la demanda de la población. Existen, pequeñas iniciativas rurales, que en su conjunto suman 0,0641 MW instalados de potencia eólica.

Otros recursos energéticos secundarios que intervienen en la matriz regional, es el gas licuado de petróleo (GLP) como -propano-, que se emplea preferentemente para satisfacer requerimientos de calefacción y producción de agua caliente sanitaria en zonas donde no hay acceso a gas natural. En los últimos 5 años ha aumentado su consumo, debido a la demanda en actividades como la acuicultura, para el transporte de embarcaciones entre y hacia los centros de cultivo, para incineración o tratamiento térmico de residuos en los periodos de cosecha y en plantas de producción de ovas y alevines. Este recurso también es empleado para suplir la demanda térmica en otras actividades relevantes para la región como el turismo y la ganadería (estancias).

Las demandas energéticas en el trasporte terrestre se satisfacen con el uso de gasolinas de motor y diésel (tipo B1), recursos energéticos secundarios que no son producidos en la Región debido a que la refinería de ENAP, ubicada en San Gregorio, no cumple con las especificaciones ambientales para producir diésel, por esta razón la gasolina y diésel son importados de las refinerías de Aconcagua y Bio Bío. Caso contrario ocurre con el diésel marino, y el kerosén de aviación, cuya producción regional se consume en la Región, y también existe un porcentaje que se exporta.

Debido a la inquietud que provoca, en la comunidad, depender de una matriz energética principalmente basada en gas natural, sumado a la disminución sistemática de las reservas probadas de este recurso, llegando en la actualidad a un punto en que la producción y el consumo están en el mismo orden de magnitud, la Empresa Nacional del Petroleo (ENAP) afrontó esta problemática con el desarrollo de un programa más intensivo de exploración para los próximos 5 años, donde se espera asegurar reservas para los próximos 20 años, no obstante, la incertidumbre propia de este tipo de procesos, se mantiene, haciendo necesario visualizar alternativas para el desarrollo de una matriz energética diversificada.

El estudio de esta matriz diversificada, al corto, mediano y largo plazo, que satisfaga la demanda por energía, a partir del análisis de factibilidad técnica, económica, ambiental y social, de incorporar otros energéticos, y del análisis de tecnologías no presentes en la región; debería generar la base técnica que permita disminuir la incertidumbre sobre la disponibilidad de recursos energéticos y alternativas para mantener los precios razonables para el cobro de la energía térmica y eléctrica en la Región de Magallanes y Antartica Chilena.

El presente informe, corresponde al Informe Final de “Elaboración de una propuesta de matriz energética para Magallanes al 2050”, el cual contiene los resultados obtenidos para las proyecciones de la demanda comunal y regional, el análisis de disponibilidad regional de recursos energéticos, la evaluación de alternativas tecnológicas con recursos fósiles y renovables, la propuesta de alternativas para la matriz energética regional, con sus respectivos análisis de factibilidad técnica, económica y ambiental. Para la elaboración de este estudio, se utilizó la información recopilada durante el proceso de desarrollo del trabajo, además de las modificaciones y correcciones solicitadas por la Contraparte Técnica conformada por el Ministerio de Energía, específicamente las siguientes divisiones: División Seguridad y Mercado Hidrocarburos (DSMH), División Seguridad y Mercado Eléctrico (DSME), División Energías Renovables (DER), División Desarrollo Sustentable (DDS), División Eficiencia Energética (DEE), División Prospectiva y Política Energética (DPPE), y SEREMI de Energía Magallanes (SEM); representantes del Gobierno Regional de Magallanes y Antártica Chilena correspondiente a SEREMI de Minería Magallanes (SMM), y Jefe Departamento de Gestión y Ordenamiento de la Unidad de Desarrollo Regional; y finalmente el Comité Consultivo de este Estudio, conformado especialmente para ser contraparte técnica de este trabajo.

Para llevar a cabo lo anteriormente señalado, en primer lugar, se establecieron niveles de demanda energética, proyectadas al 2050, con y sin eficiencia energética, tanto para la matriz térmica como para la eléctrica, a nivel regional y comunal, de forma de determinar cuál será la demanda necesaria de satisfacer en el corto, mediano y largo plazo. Seguidamente, del análisis de los recursos energéticos presentes en la región, con la información disponible, que permitió establecer cuál o cuáles de ellos se pueden incorporar en la matriz energética, además del análisis de tecnologías no presentes en la región como gasificación de carbón, GNL y propano - aire-, y algunas tecnologías con recursos renovables según su disponibilidad, fue posible determinar cuáles son las tecnologías/recursos con potencial de implementación según los niveles de inversión, y los costos de producción asociados. Finalmente, toda la información técnica se evaluó a través de la aplicación de criterios de una Evaluación Ambiental Estratégica, que permitió determinar las propuestas de matriz más viable en el corto, mediano y largo plazo, a través del desarrollo de actividades con actores relevantes de la comunidad.

A continuación se presentan los objetivos del presente trabajo.

1.2 Objetivo General

Elaborar una propuesta de matriz energética para Magallanes, tanto para el corto como mediano y largo plazo (2050), en base principalmente a los recursos de la Región, considerando los precios económicos de dichos recursos, los riesgos de suministro y la sustentabilidad ambiental y aceptación social de la matriz.

1.3 Objetivos Específicos

En la Tabla 1.3.1, se muestran los objetivos específicos necesarios para la elaboración de la propuesta de matriz energética para Magallanes al 2050, considerando lo desarrollado en los Informes de Avance N°1, N°2 y el informe Final Preliminar para los Objetivos N°1, 2, 3, 4 y 5. El presente Informe Final, considera un resumen de aquella información necesaria para el análisis y desarrollo de la Propuesta de la Matriz Energética para Magallanes al 2050.

Tabla 1.3.1 Objetivos Específicos

Objetivo	Descripción
1	✓ Determinar la composición de la matriz energética de Magallanes, tanto a nivel regional como comunal.
2	✓ Proyectar la demanda de la energía, tanto a nivel regional como comunal, identificar uso por tipo de cliente y considerando dos escenarios: (i) tasa de crecimiento histórico de la demanda de energía y (ii) tasa de crecimiento de la demanda de energía que considera metas de eficiencia energética, en línea con los planteamientos de la Agenda de Energía, identificando las acciones posibles en la Región de Magallanes.
3	✓ Estimar y analizar la disponibilidad actual y potencial de los diferentes recursos energéticos que posee la región, las inversiones necesarias para su exploración y explotación, los costos de producción, la infraestructura, instalaciones y plantas necesarias y las inversiones necesarias para la entrega de la energía a los centros de consumo.
4	✓ Determinar las diferentes matrices energéticas para la región, (comunales y regional, también matrices eléctricas), para los próximos 35 años, considerando los recursos energéticos disponibles en la región y las siguientes alternativas: gasificación de carbón, propano-aire, y GNL, así como otras opciones energéticas específicas para la región o alguna comuna en particular. Estimar los montos de inversión necesarios para el periodo.
5	✓ Evaluar las diferentes matrices de energía a nivel comunal y regional, considerando el costo de la energía, la seguridad de suministro, el impacto sobre el medio ambiente y la aceptación social de la comunidad magallánica.
6	✓ Implementar un proceso de discusión técnica y participativa, que considere a diferentes agentes de la comunidad Magallánica, con el objetivo de revisar los antecedentes y definir una Política Energética para la región que asegure un abastecimiento de energía seguro, a precios razonables, y con el máximo aprovechamiento de los recursos propios. Este proceso debe considerar todos los puntos anteriores.

1.4 Metodología de Trabajo

La Metodología que se utilizó para el desarrollo de las Etapas I, II y III del trabajo, se detalla en el siguiente diagrama de la Tabla 1.4.1.

Tabla 1.4.1 - Diagrama de Fases de la Propuesta y Actividades

ETAPA I: ELABORACIÓN DE BALANCES ENERGÉTICOS COMUNALES Y REGIONALES	
ACTIVIDADES	**PRINCIPALES GESTIONES/PROCESOS**
Recopilación de Información disponible.	Recepción de información de Empresas y Servicios Públicos, solicitada por el Ministerio de Energía, SEREMI de Energía y del GORE de la Región de Magallanes.
Análisis y validación de la información.	Estudio de los datos proporcionados por las instituciones y solicitud de ampliación de la información o aclaraciones.
Desarrollo de Balances Energéticos al año 2013 con información y estimaciones.	Aplicación de la metodología nacional para el desarrollo de Balances Energéticos, ajustada a los requerimientos regionales en tipo de Cuadros y Unidades Físicas.
Análisis de los consumos históricos de los energéticos, proyecciones de la Demanda al año 2050 y propuesta de metas de EE.	Estudio de los consumos históricos de los energéticos en las comunas, de las proyecciones de la demanda de las empresas y de las posibilidades de implementación de medidas de Eficiencia Energética.
Aplicación de Metodología de Evaluación Ambiental Estratégica.	Aplicación de los criterios de una Evaluación Ambiental Estratégica al proceso de elaboración de Propuesta de Matriz Energética para Magallanes al 2050.

Tabla 1.4.1 (Continuación) - Diagrama de Fases de la Propuesta y Actividades

ETAPA II: ANÁLISIS DISPONIBILIDAD DE RECURSOS Y APLICACIÓN DE TECNOLOGÍAS NO PRESENTES EN LA REGIÓN	
ACTIVIDADES	**PRINCIPALES GESTIONES/PROCESOS**
Recopilación de Información disponible.	Recepción de información de Empresas, Servicios Públicos, solicitada por el Ministerio de Energía, SEREMI de Energía y del GORE de la Región de Magallanes.
Análisis y validación de la información.	Estudio de los datos proporcionados por las instituciones y solicitud de ampliación de la información o aclaraciones. Localización territorial de los recursos energéticos disponibles.
Análisis prospectivo sobre la explotación y producción de recursos energéticos.	Análisis de las inversiones asociadas e infraestructura requerida en los centros de consumo. Estimación de costos.
Análisis de precios de los diferentes energéticos.	Estimación de los precios de energéticos en los diferentes centros de consumo.
Análisis y validación de estudios y proyectos de tecnologías energéticas no presentes en la región.	Análisis de Gasificación de Carbón, Propano/Aire, GNL y Energías Renovables No Convencionales.
Aplicación de Metodología de Evaluación Ambiental Estratégica.	Aplicación de los criterios de una Evaluación Ambiental Estratégica al proceso de elaboración de Propuesta de Matriz Energética para Magallanes al 2050.

Tabla 1.4.1 (Continuación) - Diagrama de Fases de la Propuesta y Actividades

ETAPA III: ANÁLISIS DE VIABILIDAD DE MATRIZ REGIONAL Y MATRICES COMUNALES	
ACTIVIDADES	**PRINCIPALES GESTIONES/PROCESOS**
Análisis y validación de información.	Estudio de informes y propuestas proporcionados por instituciones y empresas del rubro energético de la Región.
Análisis de factibilidad de logro de inversiones y costos de producción de energéticos.	Análisis de las inversiones asociadas e infraestructura requerida en los centros de consumo. Estimación del valor del energético en (US$/MMBTU) o (US$/kW h) según corresponda.
Análisis del PIB regional según escenarios propuestos.	Desarrollo de hipótesis sobre los impactos en el crecimiento económico a partir de los resultados obtenidos.
Análisis comparado de precios esperados para energéticos.	Estimación de costos asociados a matriz energética, y de precios esperados en el punto de entrega del distribuidor.
Análisis de diferencias ambientales de las diferentes matrices y su relación con la Estrategia de Desarrollo Regional.	Análisis de aspectos ambientales de cada matriz propuesta y la coherencia o conflicto con la Estrategia de Desarrollo Regional.
Análisis FODA de las matrices propuestas.	Análisis de ventajas y desventajas de las matrices propuestas, las pérdidas y ganancias con relación a la situación actual, y de riesgos/amenazas en el suministro energético.
Análisis de la viabilidad de las matrices propuestas.	Análisis de infraestructura crítica y recursos claves, en los periodos de transición.
Aplicación de Metodología de Evaluación Ambiental Estratégica.	Aplicación de los criterios de una Evaluación Ambiental Estratégica al proceso de elaboración de Propuesta de Matriz Energética para Magallanes al 2050.
Validación de matrices propuestas.	Presentación al Comité Consultivo de Propuesta de Matriz Energética para Magallanes al 2050.

A continuación, se detallan algunos aspectos metodológicos, que permiten explicar de mejor forma, el desarrollo de las actividades.

1.4.1 Balances de Energía

Se emplea en gran medida el formato establecido por la Agencia Internacional de Energía (AIE), tal como se expresa en los balances nacionales, publicados por el Ministerio de Energía, sin embargo, sólo se construyen los cuadros relacionados con los energéticos y sectores demandantes que aplican en la región, tanto para energéticos primarios como secundarios. En el ***ANEXO A***, se encuentra la descripción de los balances primarios y secundarios desarrollados en planilla Excel. Las unidades empleadas corresponden al Sistema Internacional (SI) para el Balance Físico, y en Tera Calorías se expresa el Balance Energético.

1.4.2 Proyecciones de la Demanda

Para el desarrollo de las proyecciones de la demanda regional y comunal, tanto para la matriz térmica como la eléctrica, se realizó lo siguiente:

Proyecciones – Desarrollo Histórico: La información necesaria para determinar los consumos históricos estuvo a cargo de la SEREMI de Energía y del Gobierno Regional, información que fue solicitada para el periodo 2009 - 2013 a las empresas generadoras de recursos primarios y secundarios, y a las principales distribuidoras de energéticos. Debido a esto, no fue posible abordar los últimos 10 años como estaba planteado en los Términos de Referencia.

Como consecuencia de la falta de información, principalmente de las comunas rurales en las cuales no llevan registros disponibles de consumos de energéticos, no fue posible elaborar gráficas del consumo histórico final por comunas.

Proyecciones – Futuras: Las empresas que aportaron con información de proyecciones, emplearon sus propias fórmulas para calcular factores y realizar sus proyecciones de demanda, los cuales fueron empleados para proyectar la demanda por periodos de cinco años, hasta alcanzar el año 2050. La Empresa Nacional del Petróleo sólo entregó proyección de producción de gas natural de la empresa hasta el año 2020, la que está basada sólo en las reservas probadas y desarrolladas, sin considerar la producción que podría resultar del desarrollo de nuevos pozos incorporados por el esfuerzo exploratorio.

Proyecciones – Con Eficiencia Energética: En primer lugar, para la determinación de las medidas de eficiencia energética, se empleó información generada regionalmente, en la mayoría de los casos desarrolladas por el Centro de Estudio de los Recursos Energéticos (CERE) de la UMAG, a través de proyectos con la Agencia Chilena de Eficiencia Energética, u otras entidades, al igual que información bibliográfica de estudios realizados en la región o en el resto del país, y que pudieran ser replicables. Para la aplicación de éstas medidas en las proyecciones, se consideraron dos horizontes hasta alcanzar el año 2050: optimista y conservador, y se contrarresta con el horizonte normal o sin eficiencia energética.

1.4.3 Información Disponible

Además de la información solicitada oficialmente, en el desarrollo de este informe se contemplaron las siguientes fuentes de información, las que fueron canalizadas a través de: reuniones, entrevistas, comunicaciones telefónicas, y correos electrónicos.

- Empresa Eléctrica de Magallanes S.A. (EDELMAG S.A)
- Empresa Nacional del Petróleo (ENAP)
- GEOPARK Chile Limited (GEOPARK)
- YPF Chile
- METHANEX Chile S.A. (METHANEX)
- Monte Alto Forestal
- Forestal RUSFFIN
- Maderas San Vicente
- Salmones Magallanes
- Mina Invierno
- Gobierno Regional (UDR)
- Corporación Nacional Forestal (CONAF)
- Secretaría Regional Ministerial de Agricultura
- I. Municipalidad de Timaukel
- I. Municipalidad de Torres del Payne
- I. Municipalidad de Primavera
- I. Municipalidad de Laguna Blanca
- Cámara Chilena de la Construcción
- CEQUA (Centro de Estudio del Cuaternario)
- ALAKALUF S.A.
- AQUATERA
- Pecket Energy
- SIEMENS
- Antofagasta Minerals
- GASCO S.A.
- BG Solar Energy
- Wireless Energy
- Glen Ross, Power Station Manager in the Falklands Public Works Department.
- Carlos Alonso, Geólogo, especialista en Geotermia.
- Parlamentarios por la Región: H.S Carlos Bianchi, H.S Carolina Goic, H.D Juan Morano y H.D Gabriel Boric.

Investigación de información disponible en otros organismos públicos y privados, tales como: INE, SEC, CNE, Ministerio de Medio Ambiente, ACHEE, CIFES, SUBDERE, CONAF, Universidades Nacionales, entre otros. Además de la información de los Exploradores de Energía del Ministerio de Energía.
Un mayor detalle de la información utilizada, se encuentra en el Informe de Aplicación de Criterios de una EAE y en ***ANEXO H.***

1.4.4 Criterios Generales

Los criterios generales aplicados para el desarrollo del presente informe, se detallan a continuación:

- Definiciones de conceptos técnicos, detallados en el ***ANEXO A.***
- Evaluación de potencial de recursos energéticos a nivel regional, en la medida que se dispusiera de información.
- Análisis de casos de referencia según: Estudio de Más Energía (2011), estudios aportados por empresas, Tesis, e información aportada por el Ministerio de Energía.
- Valor de energéticos según valores de mercado, incluido el gas natural sin subsidio, y expresados en (US $/MMBTU), es decir, dólares por millón de BTU, para la energía térmica y de ($/kW h), es decir, pesos chilenos por kilo Watt hora, para la energía eléctrica.
- Fecha de valorización de la moneda: 01 Diciembre de 2014.
- Horizonte de evaluación al 2050, y en intervalos de 5 años según corresponda para las proyecciones.
- El ámbito de la propuesta y escenarios se suscribe a la región y a cada comuna de la Región de Magallanes y Antártica Chilena, a excepción de la comuna Antártica, según el estudio de demanda y consumo de energéticos desarrollado en la primera etapa.
- Aplicación de guía Evaluación de la factibilidad técnica y económica según metodología de Formulación y Evaluación de Proyectos de Electrificación Rural (Ministerio de Desarrollo Social, 2013), metodologías para Evaluación de Proyectos de Energía, evaluaciones privadas y sociales, y metodología de Lang para estimación de costos de plantas, entre otros.
- El análisis de los “commodities” o combustibles líquidos, se suscribe sólo al ámbito de su uso en la generación de energía eléctrica.

1.4.5 Análisis de Alternativas

Para el desarrollo de alternativas a la matriz energética actual, se analizaron los recursos primarios y secundarios disponibles, con el objetivo de estudiar propuestas para la matriz energética regional y comunal.

En una primera instancia, se evaluaron diferentes tecnologías y energéticos ante un escenario hipotético de mínima o casi nula producción de gas natural en la Región, lo que obligó a determinar las alternativas para suplir la demanda de las matrices térmicas y eléctricas en cada comuna. De dicho análisis, se pudo determinar que para la matriz eléctrica existe una mayor cantidad de opciones técnicamente posibles de implementar.

Estos resultados fueron expuestos al Comité Consultivo, quienes en sus observaciones manifestaron la imposibilidad de un escenario 0% de gas natural, y que sería conveniente evaluar la incorporación de energías renovables, pensando en lo técnicamente factible con relación al porcentaje de penetración, de forma de contar con una propuesta diversificada.

Se consideraron finalmente criterios o factores relevantes para evaluar la factibilidad de implementación de una determinada tecnología y/o recurso, lo cual se detalla en el Capítulo 6.

1.4.6 Criterios de una Evaluación Ambiental Estratégica

El presente documento, contempla el Informe Final de la aplicación de Criterios de Evaluación Ambiental Estratégica (EAE), donde se ha utilizado la metodología desarrollada por el Centro de Estudios del Desarrollo[1] para el Ministerio de Energía, a través del servicio de consultoría denominado “Análisis de la Experiencia Internacional de la Evaluación Ambiental Estratégica de Políticas Públicas del Sector Energía”. Este protocolo de trabajo se ha aplicado de acuerdo a los Objetivos y Alcances que tiene el proyecto desarrollado por la Universidad de Magallanes para la elaboración de una Propuesta de Matriz Energética para Magallanes al 2050, el cual será un insumo relevante para el desarrollo de la Política Energética de la Región de Magallanes y Antártica Chilena, a desarrollarse en el presente año 2015.

[1] *CED, 2014*

2. Balance Regional

2.1 Antecedentes de la Región

2.1.1 Ubicación

La XII Región de Magallanes y Antártica Chilena se ubica en la zona Austral de nuestro país, donde la capital regional es Punta Arenas la cual se encuentra en la Provincia de Magallanes. La XII Región limita al norte con la XI Región de Aisén del General Carlos Ibáñez del Campo, al sur con el Polo Sur, al este con Argentina y al oeste con el océano Pacífico. Está compuesta por dos zonas: la zona de Chile Americano que se enmarca entre los 48°37' y los 56°30' de latitud sur (Islas Diego Ramírez) y tiene una superficie de 132.289.1 km², lo que representa un 17,5% del total del territorio nacional, siendo la región más grande del país donde habita casi la totalidad de la población regional; y la zona conformada por el Territorio Antártico Chileno que tiene una superficie 1.249.725 km². Estas zonas están separadas por el Paso Drake, por los meridianos 90 ° y 53 ° de longitud oeste, el paralelo 60 ° sur y el Polo Sur, que es considerado oficialmente como el límite meridional del país.

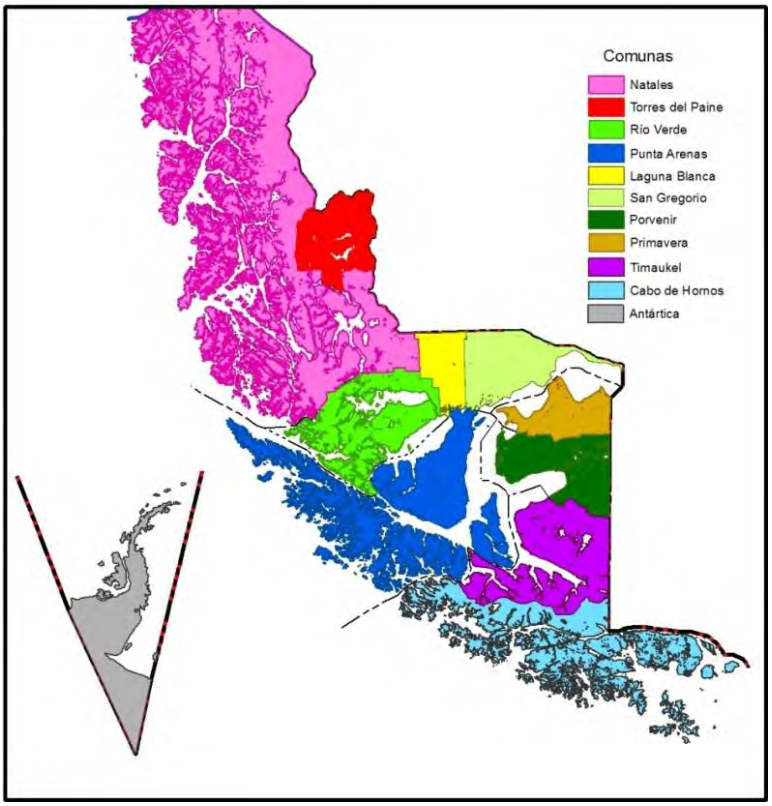


Figura 2.1.1 Región de Magallanes y Antártica Chilena
Fuente: Elaboración Propia, CERE (2014)

Para efecto de la administración, la región está dividida en cuatro provincias y 10 comunas descritas en la Tabla 2.1.1. Cabe destacar que existe una onceaba comuna, la Antartica[2], en la Provincia de la Antártica Chilena, cuya capital es Puerto Covadonga, y actualmente es la única comuna que carece de una municipalidad, integrando desde el año 2002 la agrupación de las comunas de Cabo de Hornos y Antártica. Su administración corresponde al municipio de Cabo de Hornos.

Tabla 2.1.1 - Distribución Política Administrativa de la Región de Magallanes y Antártica Chilena

Provincia	Capital Provincial	Superficie Provincial (Km^2)	Comuna	Superficie Comunal (Km^2)
Magallanes	Punta Arenas	38.400,8	Punta Arenas	17.846,3
			Laguna Blanca	3.695,6
			Rio Verde	9.975,2
			San Gregorio	6.883,7
Antártica Chilena	Puerto Williams	1.265.578,7	Cabo de Hornos	15.853,7
			Antártica	1.249.725,0
Tierra del Fuego	Porvenir	22.592,7	Porvenir	6.982,6
			Primavera	4.614,2
			Timaukel	10.995,9
Última Esperanza	Puerto Natales	55.441,9	Puerto Natales	48.974,2
			Torres del Payne	6.467,7
Total				**1.382.014,7**
Total (sin el continente Antártico)				**132.289,1**

Fuente: GORE (2012); SUBDERE

2.1.2 Antecedentes Demográficos

De acuerdo al Censo 2002 la población nacional es de 15.116.435 habitantes. En la región de Magallanes se concentra sólo un 1% de la población nacional, es decir 150.826 habitantes. La mayor concentración de habitantes en la región de Magallanes y Antártica Chilena se encuentra en la provincia de Magallanes que representa un 80,67% de la población. (***ANEXO B.12.1***)

2.1.3 Antecedentes Económicos

La caracterización económica comunal (SII, 2013), según el número y tamaño de empresas existentes en la Región, ha ido en aumento en los últimos años. Al año 2013 las empresas grandes han aumentado 29,5% (1.386), las empresas medianas un 23,5% (226), las micro empresas en un 4,3% (7.535) y las pequeñas empresas en un 39,5% (1.992) esto con respecto al año 2006. (***ANEXO B.12.2***)

[2] *http://www.subdere.cl/división-administrativa-de-chile/gobierno-regional-de-magallanes-y-antártica-chilena/*

Las principales actividades económicas y productivas de la región se concentran en torno a la explotación de hidrocarburos, de carbones, el turismo, la pesca y acuicultura, el transporte y telecomunicaciones.

Para el año 2013, el mayor número de empresas se encontraba en los rubros de comercio (3.656), transporte y construcción (1.547), seguidos por actividades inmobiliarias (927), hoteles y restaurantes (817) e industria manufacturera no metálica (700) en orden de magnitud. Los resultados para este año son fruto de las actividades productivas tradicionales de la zona y la diversificación en áreas emergentes fortaleciendo la economía mediante el desarrollo de actividades de servicios. En paralelo es impulsada la producción de hidrocarburos en pos de recuperar la industria de la energía a lo que se suma el favorable impacto económico con la explotación de carbón.

En la Región el INE, establece para el año 2013, que fueron 9 los sectores que crecieron en su actividad, siendo la Minería el que presentó la mayor incidencia, situación que se debe a la inclusión desde parte del trimestre anterior, de un nuevo productor regional, lo que ha redundado en un significativo aumento en el subsector carbón, por la nueva faena de Mina Invierno que entró en operación, que sumado al aumento de la extracción de petróleo crudo, generó un crecimiento sin precedentes, reflejado en el INACER regional, registrando un incremento del 12,8%, acumulando para el primer semestre del 2013 un crecimiento del 8,5%, que incluso contrarrestó con holgura la baja observada en el subsector calizas. A este crecimiento le sigue el observado en construcción, que incidió positivamente debido a un repunte importante en el Subsector Obras de Ingeniería.

Transporte y comunicaciones, creció producto de aumentos en la actividad de algunos de sus subsectores, el de mayor magnitud lo presentó la Carga Terrestre, seguido de Transporte Aéreo, continuado por los aumentos de registrados en Comunicaciones y Carga Marítima.

Comercio, Hoteles y Restaurantes también presentaron aumento en su actividad, al igual que el subsector Lana. Otros sectores que presentaron un leve aumento en su actividad fueron: servicios sociales y comunales, servicios inmobiliarios, propiedad de la vivienda (repunte en cantidad de viviendas terminadas) y servicios financieros, mientras que el subsector industria manufacturera bajó, principalmente por la disminución en la elaboración de sustancias químicas básicas, al igual que el sector de pesca (menor extracción de la merluza) lo que incidió negativamente en el subsector indutrial.

2.2 Balance Energético 2013 Región de Magallanes y Antártica Chilena

A continuación se detalla la información que permite desarrollar el Balance Energético Regional, a partir del análisis de la producción de recursos energéticos primarios, secundarios y su consumo final. Se debe tener en consideración, que la Región no produce todos los energéticos demandados, razón por la cual, se tienen importaciones relevantes de energéticos secundarios.

2.3 Análisis de Producción

2.3.1 Análisis Recursos Energéticos Primarios

La Región de Magallanes tiene su principal producción en el sector de hidrocarburos, tanto de petróleo crudo como gas natural, este último es utilizado en la Región principalmente para calefacción residencial y generación eléctrica, además de ser utilizado en el transporte público urbano.

Estos energéticos son producidos por ENAP y por las empresas que mantienen CEOP[3], para abastecer la demanda generada de gas natural en la Región. Otro recurso natural extraído en la región, es el carbón mineral, del cual se exporta el 100% de la producción[4].

También en la Región se desarrolla la extracción de leña, pero sólo en la Provincia Antártica y en algunas localidades rurales de las otras provincias, en donde se usa como principal recurso térmico, sin embargo, no se cuenta con información respaldada de la producción bruta y sólo se tiene información estimada de demanda de leña y astillas.

Finalmente, en la región se han desarrollado iniciativas para la generación de electricidad a través de energías renovables no convencionales, un ejemplo de esto es el Parque Eólico Cabo Negro, que a la fecha pertenece a la empresa METHANEX S.A., el cual será detallado en la matriz eléctrica.

En la Figura 2.3.1, se muestra la distribución porcentual de energéticos primarios producidos en la Región durante el año 2013, y en la Tabla 2.3.1 se muestran las Importaciones y Exportaciones regionales para el año 2013.

[3] *Contratos Especiales de Operación Petrolera*
[4] *50% exportación Nacional y 50% exportación internacional.*

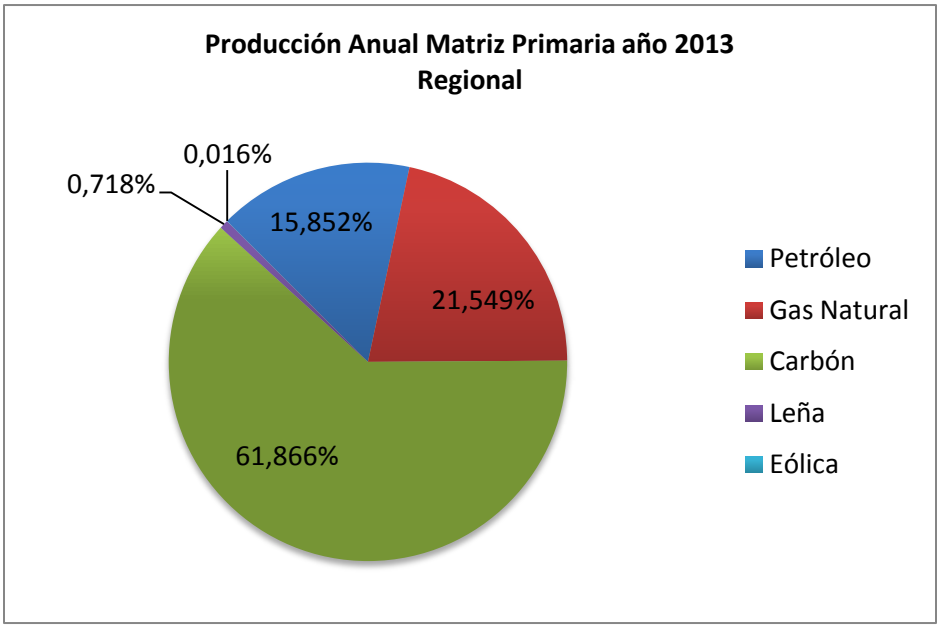


Figura 2.3.1 Producción Regional Energéticos Primarios año 2013
Fuente: Elaboración Propia, CERE (2014)

Tabla 2.3.1 – Importación y Exportación de Recursos Energéticos primarios, 2013

Energético Primario	Unidades Físicas		Unidades Energéticas (Tcal)	
	Importación	Exportación	Importación	Exportación
Gas Natural	98.629.000 sm^3	0	921,2	0
Carbón mineral	0	1.165.238 Ton	0	8.157

Fuente: Informe SEC (2013)/Seremi Minería (2014)

2.3.2 Análisis Recursos Energéticos Secundarios

Los recursos secundarios producidos y consumidos regionalmente, son los combustibles derivados del petróleo, tales como el diésel marino (MGO) y el kerosene de aviación. Otros derivados producidos en la Región son la gasolina base, la nafta y el crudo reducido, pero no son consumidos directamente. La gasolina base es utilizada para la variación de octanaje de la gasolina de motor, y la nafta y el crudo reducido son enviados como cargas complementarias a la zona central del país. Por otro lado, de la producción de gas natural, se obtienen el butano y propano, que junto a los condensables forman la producción de gas licuado. El Butano es enviado fuera de la Región. En la Figura 2.3.2, se muestra la distribución porcentual de energéticos secundarios producidos en la Región, durante el año 2013.

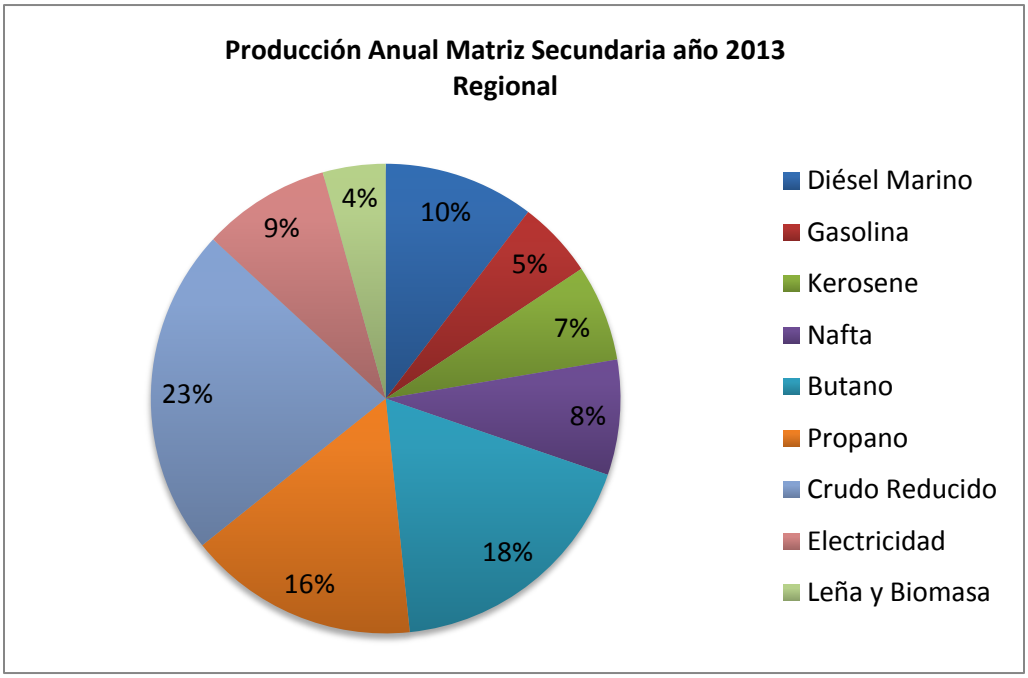


Figura 2.3.2 Producción Regional Energéticos Secundarios año 2013
Fuente: ENAP (2014), EDELMAG (2014)

Un porcentaje de los recursos secundarios son enviados a otras regiones del país y también exportados al extranjero. Las principales exportaciones son a nivel Nacional entre filiales de ENAP. Con relación a las importaciones, éstas son principalmente de energéticos como el diésel B1 y las gasolinas de motor. Esta información es presentada en la Tabla 2.3.2.

Tabla 2.3.2 – Movimietos Recursos Energéticos Secundarios, 2013

Energético Secundario	Unidades Físicas (sm^3)		Unidades Energéticas (Tcal)	
	Importaciones	Exportación	Importaciones	Exportación
Butano Especial	0	122.000**	0	848,815**
Propano Especial	0	126.996*	0	776,03*
Crudo Reducido	0	111.049*	0	1.081,97*
Diésel B1	124.661	0	1.141,39	0
Diésel Marino	0	2.466	0	22,58
Diésel Marino	0	3.970*	0	36,35*
Gasolina Motor	33.588	0	247,62	0
Gasolina Base	0	21.115*	0	172,64*
Nafta	0	48.578*	0	387,65*

Fuente: Elaboración Propia (CERE, 2014)/ (*) Corresponde a lo que sale a otras regiones del país; (**) ENAP, Noviembre 2014.

2.4 Análisis de Demanda

De acuerdo al análisis de los Balances Energéticos, regional y comunal, para el año 2013; la distribución porcentual del consumo de energía para cada comuna de la Región, tal como se puede apreciar en la Figura 2.4.1, identifica a la comuna de Punta Arenas con un 77% aproximado del consumo energético regional. Sin embargo, lo que más llama la atención es que la segunda comuna más demandante en energía es la de Primavera con un 11,56%, debido principalmente a la actividad de ENAP presente en la comuna. La tercera comuna más demandante de energía es Natales con un 5,32%, seguida de Rio Verde por la presencia de Mina Invierno con un 3,04%, y posteriormente las otras comunas. **(*ANEXO B.12.5*)**

En La Figura 2.4.2, se muestra el consumo regional de energía por sector, donde se destaca el sector transporte, seguido del sector residencial, y finalmente por consumos internos de empresas productoras de energéticos, y generación de energía eléctrica (Centros de Transformación).

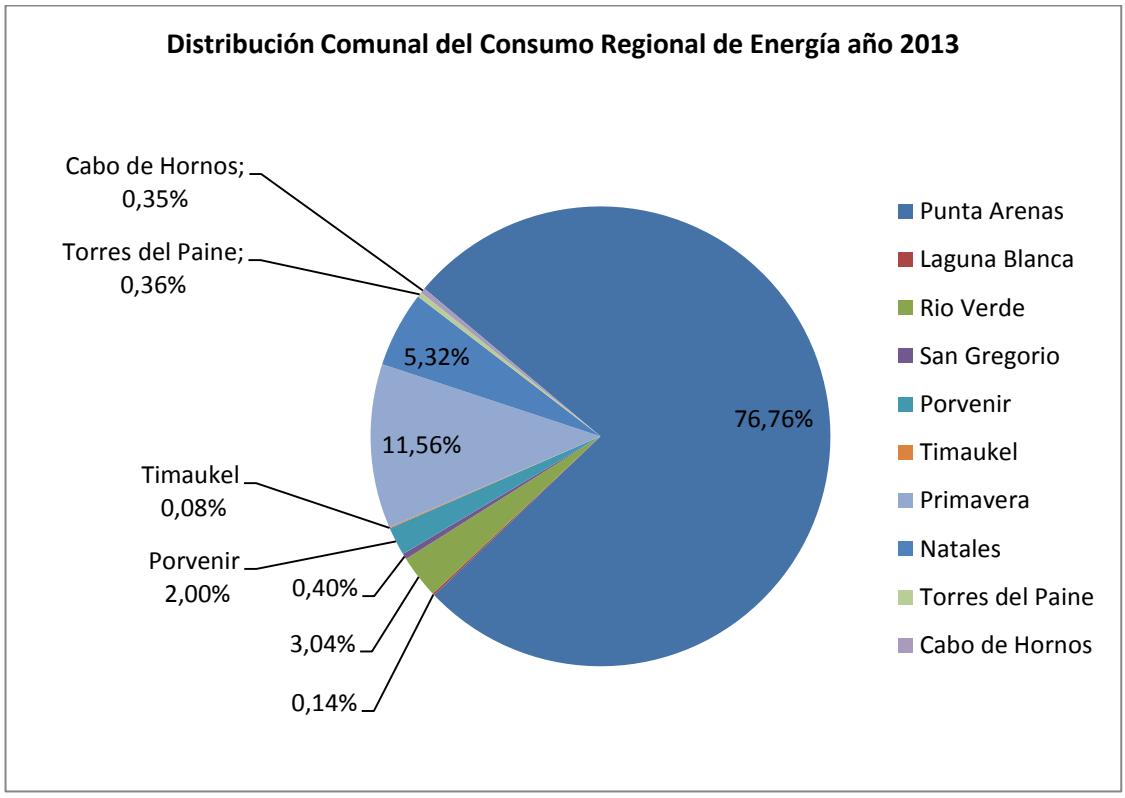


Figura 2.4.1 Distribución Comunal del Consumo Regional de energía año 2013
Fuente: Elaboración Propia, CERE (2014)

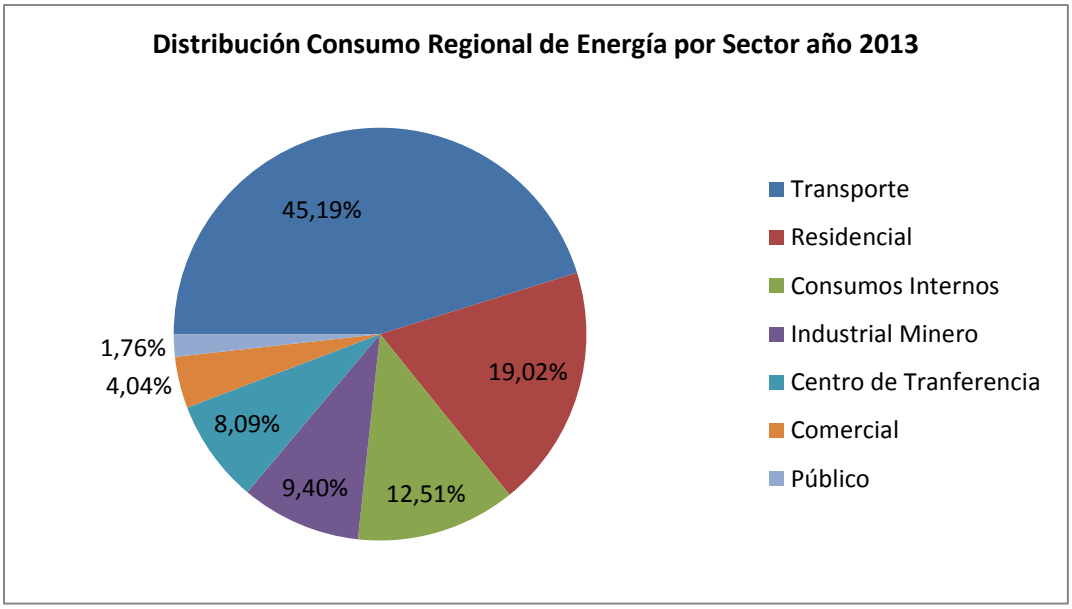


Figura 2.4.2 Distribución Consumo Regional de energía por Sector año 2013
Fuente: Elaboración Propia, CERE (2014)

Finalmente en la Figura 2.4.3, se muestra el consumo comunal de energía per cápita para el total de las comunas de la Región. Los mayores consumos presentados por las comunas de Río Verde y Primavera, se atribuyen a las actividades de Mina Invierno y ENAP, respectivamente.

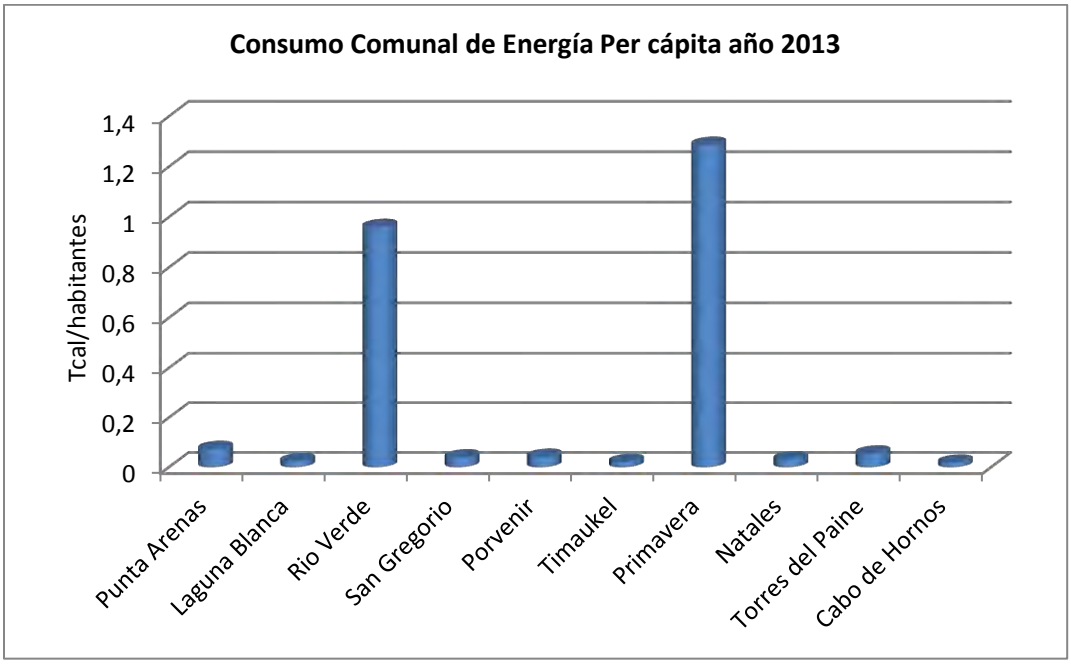


Figura 2.4.3 Consumo Comunal de energía Per cápita por comuna año 2013
Fuente: Elaboración Propia, CERE (2014)

2.4.1 Análisis de Consumo Matriz Primaria

Los energéticos de la matriz primaria, que se utilizaron en la región para generación eléctrica, producción de energía térmica, y producción de derivados del petróleo crudo, durante el año 2013, se muestran en la Figura 2.4.4, donde el gas natural posee el mayor porcentaje de consumo regional.

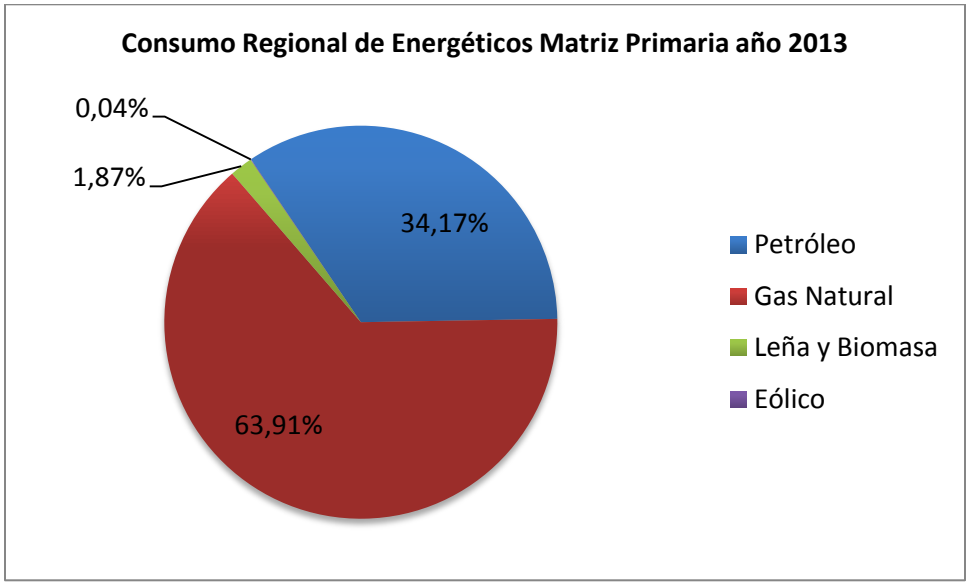


Figura 2.4.4 Consumo Regional de Energéticos Matriz Primaria año 2013
Fuente: Elaboración Propia, CERE (2014)

- **Gas Natural**

El sector residencial es el mayor consumidor de gas natural con un 53% del consumo total, seguido de la generación eléctrica con un 25% en el cual está incluido los consumos de EDELMAG S.A, y la generación eléctrica de ENAP para las comunas que abastece. Por otro lado, el sector menos demandante es el industrial con un 2%. Es importante indicar que el sector industrial indicado, corresponde al atendido a través de las líneas de gasoductos de distribución. En la Figura 2.4.5, se muestra la distribución porcentual del consumo de gas natural en la Región, por sectores para el año 2013.

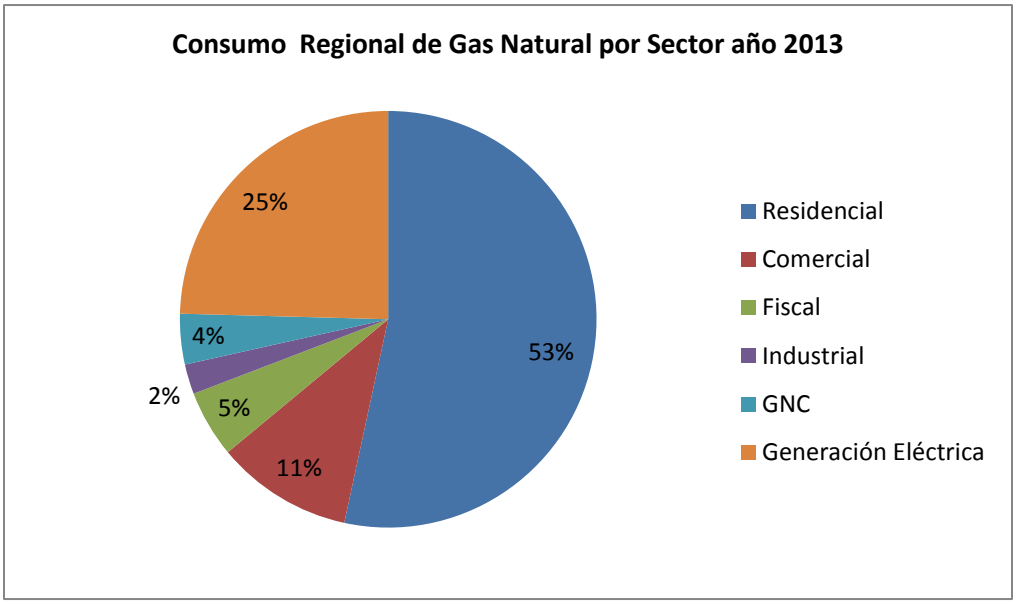


Figura 2.4.5 Consumo Regional de gas natural por Sector año 2013
Fuente: ENAP /GASCO S.A. (2014)

En resumen, de la figura anterior, se puede indicar que al separar el consumo de gas natural, para energía térmica, energía eléctrica y transporte, se puede observar que el 25% del consumo de este recurso primario se utiliza para generación eléctrica, un 71% para energía térmica, y el restante 4% para transporte.

En la Figura 2.4.6, se muestra el porcentaje de producción bruta de gas natural, que se utiliza para la producción de energéticos secundarios, como butano y propano, y el demandado para los consumos internos de las empresas energéticas productoras.

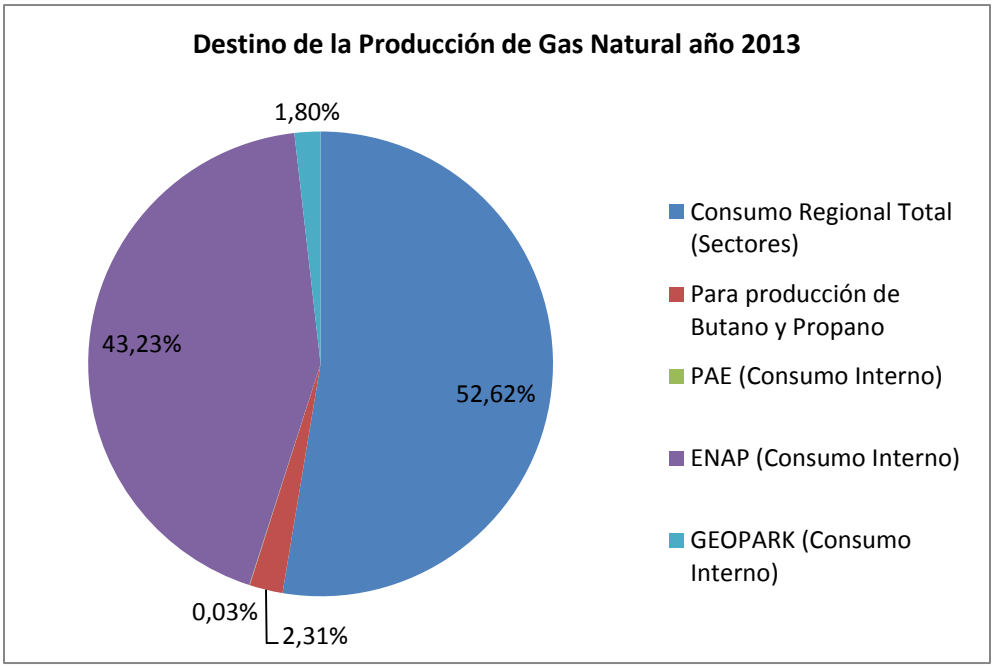


Figura 2.4.6 Destino Producción de gas natural Regional, año 2013
Fuente: ENAP/GASCO S.A. (2014)

- **Leña y Biomasa**

La demanda de leña en la Región de Magallanes es principalmente para calefacción y Agua Caliente Sanitaria (ACS). Para las comunas que informaron su consumo de leña se consideró este valor, y para aquellas donde no se contaba con información del consumo real de leña, se desarrolló una estimación para determinar la cantidad total de tacos consumidos por vivienda al año. Con relación a los planes de manejo forestal, para cada comuna se realizó una estimación de la cantidad de madera posible de extraer, de la cual un porcentaje se utiliza como leña, o bien en su totalidad, como ocurre en aquellas localidades donde existe un 100% de dependencia de este recurso para generación de energía térmica.

En la Figura 2.4.7, se muestra en porcentajes, las estimaciones de consumos de leña comunal, sin embargo, se sugiere hacer un estudio más acabado sobre este tema.

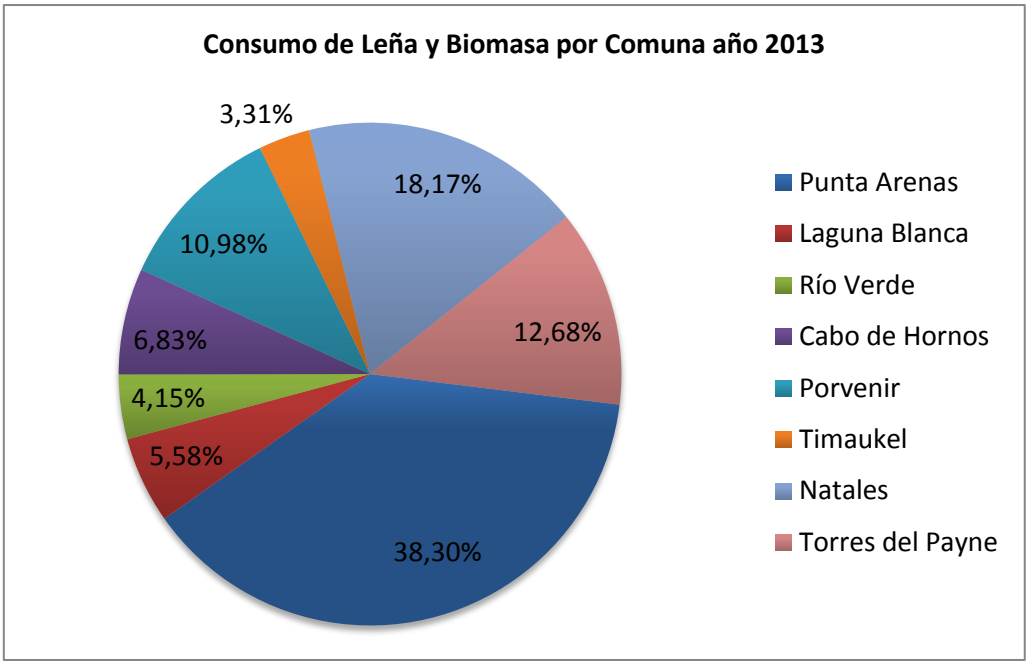


Figura 2.4.7 Consumo de leña y biomasa por comuna - 2013
Fuente: Elaboración Propia, CERE (2014)

- **Recuso Eólico**

En la región existe producción de energía eólica, siendo la de mayor importancia la correspondiente al Parque Eólico Cabo Negro, con una generación **5.667 MWh** en el año 2013. Esta producción se encuentra en la comuna de Punta Arenas.

Es importante mencionar que el recurso eólico también es aprovechado en otras comunas, ya que se ha implementado la generación de este recurso en zonas rurales aisladas, a través de equipos de menor capacidad, a los cuales sólo se le conoce la potencia instalada la cual llegaría a **0,0641 MW**. Si se realiza una estimación de producción, la generación mínima a través de este recurso alcanzaría **166,15 MWh** al año. Sin embargo este valor no se consideró en el Balance Energético Regional.

Los detalles de la potencia instalada de recursos eólicos en la Región, se indican en la Matriz Eléctrica[5].

[5] *Secretaría Regional Ministerial de Agricultura (2014)*

- **Recurso Solar**

En la región existe generación de energía eléctrica a través de celdas fotovoltaicas pero a menor escala, la información recopilada sólo muestra datos de la potencia instalada, la cual llegaría a **0,02278 MW.** Si se realiza una estimación, la generación mínima a través de este recurso alcanzaría los **39,367 MWh** al año. Observando la pequeña incidencia que tiene este valor en el balance energético total regional, se considera despreciable para estos efectos, pero se estimó necesario poner en evidencia que existe uso de este recurso en la Región. Las iniciativas de consumo a través de energía solar serán detalladas en la Matriz Eléctrica[6].

2.4.2 Análisis de Consumo Matriz Secundaria

En la Región se consumen energéticos secundarios, los cuales en un alto porcentaje son generados en la propia región. En la Figura 2.4.8, se presenta la distribución porcentual de los consumos de energéticos secundarios.

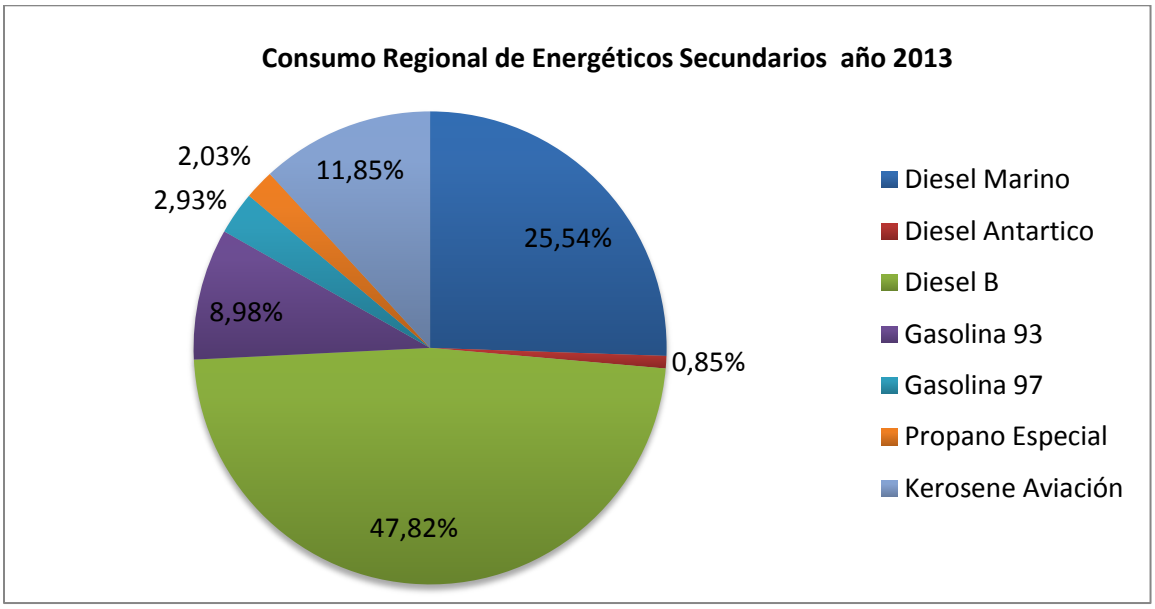


Figura 2.4.8 Consumo Regional de Energéticos Secundarios año 2013
Fuente: ENAP (2014)

El análisis de cada recurso energético secundario es presentado en el ***ANEXO B.12.5***

En la distribución porcentual del consumo de energético en el sector transporte, destaca al diésel como el que posee mayor porcentaje de consumo, información detallada en la Figura 2.4.9. Si analizamos la distribución del consumo dentro del Sector Transporte, podemos observar que el

[6] *Secretaría Regional Ministerial de Agricultura (2014)*

trasporte terrestre lleva la delantera en consumo de energéticos secundarios, información representada en la Figura 2.4.10.

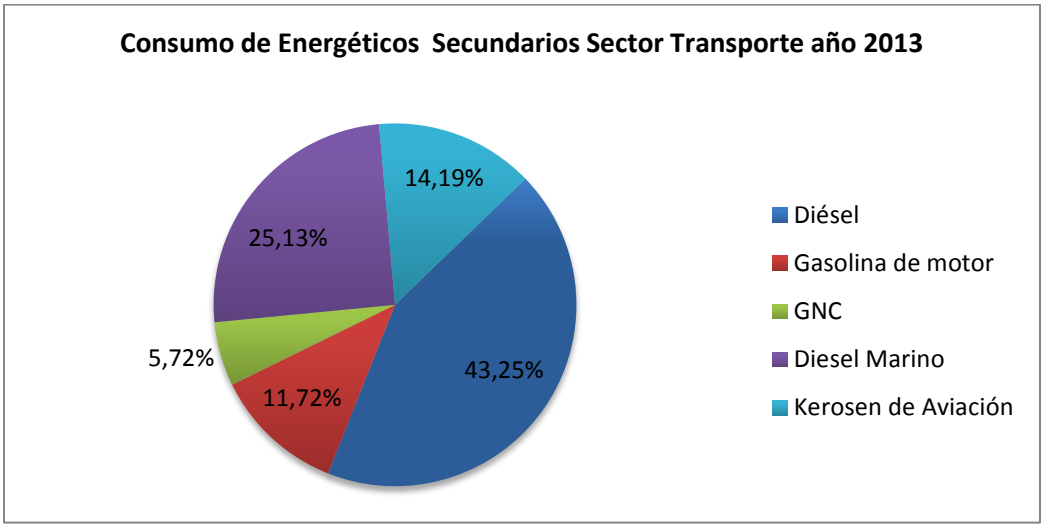


Figura 2.4.9 Consumo de Energéticos Secundarios Sector Transporte año 2013
Fuente: Elaboración Propia, CERE (2014)

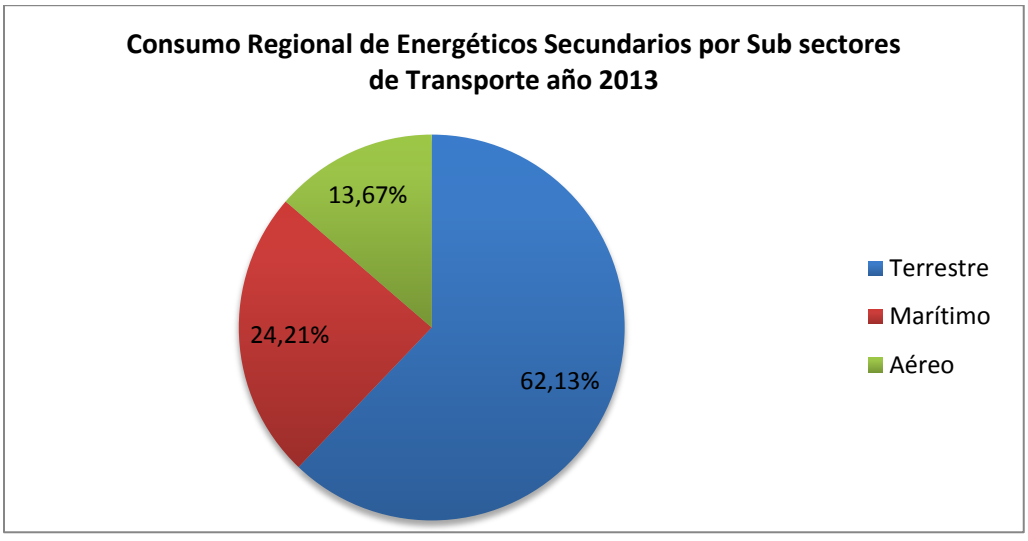


Figura 2.4.10 Consumo Regional de Energéticos Secundarios por Sub sectores de Transporte año 2013
Fuente: Elaboración Propia, CERE (2014)

- **Leña y Biomasa**

La biomasa de origen forestal, se produce tanto en formato leña como en astillas. Para efectos de diferenciar ambos productos, en el presente informe la biomasa corresponde a las astillas elaboradas con residuos de la industria procesadora de maderas. Las empresas encargadas de la producción de astillas son MONTE ALTO FORESTAL, ubicada en la Provincia de Última Esperanza, comuna de Natales y FORESTAL RUSSFIN en la Provincia de Tierra del Fuego, comuna de Timaukel.

2.4.3 Análisis Matriz Eléctrica

En esta sección se cuantifica toda la generación de energía eléctrica en la Región, a partir de los análisis comunales, lo que permite visualizar la demanda por este recurso, para poder planificar cómo garantizar la satisfacción de dicha demanda.

La empresa generadora y distribuidora de energía eléctrica en los sistemas medianos de la Región es EDELMAG S.A., la cual distribuye este energético en las comunas de Punta Arenas, Natales, Porvenir y Puerto Williams, empleando en sus procesos de transformación gas natural y diésel, dependiendo del tipo de equipo y de la comuna que demanda esta energía. En la Tabla 2.4.1, se muestra el número de equipos, la potencia total instalada por comuna, y el tipo de combustible que se utiliza.

Tabla 2.4.1 – Principales Unidades Generadoras de Electricidad EDELMAG S.A

Comuna	Consumo de Energético	N° de Generadores	Potencia Instalada (MW)	Total Potencia Instalada (MW) por comuna
Punta Arenas	Gas Natural	6	75,85	96,17
	Diésel	7	20,32	
Cabo de Hornos	Gas Natural	-	-	2,85
	Diésel	7	2,85	
Porvenir	Gas Natural	5	5,38	8,58
	Diésel	3	3,2	
Puerto Natales	Gas Natural	6	6,79	10,1
	Diésel	4	3,31	
Total Potencia Instalada (MW)		**38**	**117,70**	

Fuente: EDELMAG S.A. (2014)

De las unidades indicadas en la tabla anterior, existen 3 duales (a gas y diésel) en Punta Arenas y 2 en Puerto Natales.

Con relación a los consumos de energía eléctrica, en la Figura 2.4.11 se muestra el consumo porcentual y por sectores de energía eléctrica, atendido por la empresa EDELMAG S.A.

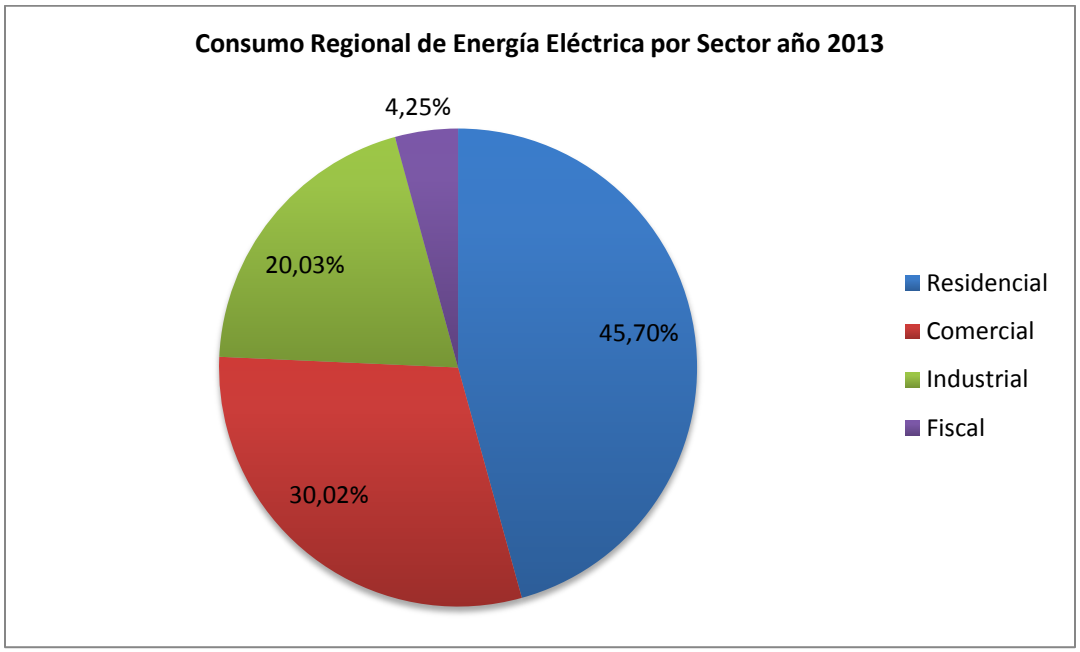


Figura 2.4.11 Consumo Regional de energía eléctrica por Sector año 2013
Fuente: EDELMAG (2014)

De la figura anterior se puede ver claramente que el sector residencial es el mayor consumidor de energía eléctrica, seguido por el sector comercial e industrial. El sector indicado como fiscal, corresponde a alumbrado público y otros, según lo informado por la empresa distribuidora, y no corresponde especificamente a consumidores fiscales.

Para las comunas donde la generación eléctrica, de las principales localidades, está a cargo de los Municipios, se tiene una potencia instalada total de **6,476 MW**, distribuida como se aprecia en la Tabla 2.4.2.

Tabla 2.4.2 – Potencias Instaladas Rurales y Territorio Antártico, año 2013

Comuna	Consumo de Energético	N° de Generadores	Potencia Instalada (MW)	Total Potencia Instalada (MW)
Laguna Blanca	Gas Natural	1	0,320	0,495
	Diésel	2	0,175	
Rio Verde	GLP	1	0,75	1,07
	Diésel	1	0,32	
San Gregorio	Gas Natural	2	0,32	0,32
	Diésel	S/I	S/I	

Comuna	Consumo de Energético	N° de Generadores	Potencia Instalada (MW)	Total Potencia Instalada (MW)
Antártica	Gas Natural	--	--	2,652
	Diésel	9	2,652	
Primavera	Gas Natural	3	1	1
	Diésel	--	--	
Timaukel	Diésel	4	0,339	0,339
Torres del Payne	Diésel	2	0,6	0,6
Total Potencia Instalada (MW)			**6,476**	

Fuente: Elaboración Propia, CERE (2014)

De la Tabla 2.4.2, es necesario indicar que la potencia instalada en la comuna de Primavera, corresponden a equipos de ENAP, empresa que administra la distribución eléctrica de la localidad de Cerro Sombrero, donde se concentra gran parte de la población de la comuna. El resto de equipos identificados en la tabla, corresponden a los dedicados a la población existente en las principales localidades de cada comuna.

Un caso especial lo constituye la comuna de Timaukel, donde se encuentran las instalaciones de FORESTAL RUSSFIN, quienes poseen equipos de cogeneración con una potencia instalada para generación eléctrica de **1,2 MW** a biomasa, energía eléctrica que es utilizada para autoconsumo.

Los volúmenes de gas natural empleados al año para la generación eléctrica en las comunas de Primavera y San Gregorio, para el 2013, se presentan en la Tabla 2.4.3.

ENAP es quien suministra el gas natural para la generación eléctrica, específicamente en la comuna de Primavera, y se hace cargo de la generación y distribución eléctrica en forma gratuita, tanto para el sector residencial como comercial e industrial (subsidio del 100%). En el caso de San Gregorio, ENAP sólo suministra el gas natural para generación eléctrica en Villa O'Higgins-Punta Delgada, pero es el municipio quien está a cargo de la generación y distribución de energía eléctrica, la cual tampoco se cobra.

Tabla 2.4.3 – Consumo de gas natural para Generación Eléctrica comunas rurales, Año 2013

Sector	Consumo de gas natural (sm^3)
Primavera	442.288
San Gregorio	619.173
Total (sm^3)	**1.061.461**

Fuente: ENAP (2014)

- **Generación Eléctrica Localidades Aisladas**

En la Región existen localidades aisladas, que son parte de las zonas rurales y donde la generación de energía eléctrica es bastante precaria, pues muchas veces no existen instituciones que se hagan cargo del control de la generación, y éste recae en alguna persona del lugar. Esta información se encuentra disponible en el Informe del Programa de Electrificación Rural (PER/GORE, 2012). Sin embargo, en dicho informe no existe información sobre la real generación de energía eléctrica que pudiera dar luces sobre el consumo, razón por lo cual fue necesario realizar una estimación de consumo eléctrico en las zonas rurales de **5.537,129 MWh** para el año 2013, el cual se determinó en base a la información del INE, para conocer la cantidad de viviendas, escuelas, postas u otros, como por ejemplo la presencia de Carabineros de Chile.

- **Generación Eléctrica con Energías Renovables**

Existe una pequeña potencia instalada de generación eléctrica con Energías Renovables, que en la mayoría corresponden a iniciativas privadas. Sin embargo, en los últimos 3 años ha ido en aumento la cantidad de equipos instalados regionalmente tanto de generación eólica como fotovoltaica, a pequeña escala y como apoyo a la demanda eléctrica de algunos sectores, principalmente agropecuarios, financiados en su mayoría por el Gobierno Regional[7], a través de la Secretaría Regional Ministerial de Agricultura. Ahora bien, la mayor potencia instalada con recursos renovables, sigue siendo el Parque Eólico Cabo Negro, construido por la empresa METHANEX S.A.

Considerando las iniciativas en cada comuna de la cual se tiene información, se puede estimar que el total de la potencia instalada con renovables, es aproximadamente de **2,673 MW** (incluido el Parque Eólico). Del valor total de la potencia instalada el 6,47% pertenece al área rural y del 3,2% del total, no se conoce el tipo de energía renovable no convencional implementada. Aplicando factores de consumo, se estima que la generación eléctrica a través de energías renovables no convencionales en la Región es aproximadamente de **373,68 MWh** para el año 2013. Pero para efectos del Balance sólo se considera el Parque Eólico.

Con relación a la potencia instalada empleando el recurso solar, esta llegaría a **0,02278 MW,** y la generación de electricidad, si se realiza una estimación considerando la generación mínima, alcanzaría los **39,367 MWh.** Sin embargo, para efectos del Balance Energético, se considera despreciable, pero se estimó necesario poner en evidencia que existe el uso de este recurso en la Región.

[7] *FONDO DE DESARROLLO DE MAGALLANES (FONDEMA)*

- **Generación Eléctrica de Empresas**

Al igual que ENAP, los CEOP demandan energía eléctrica para sus procesos productivos y para esta generación las empresas utilizan gas natural de su propia producción, pero no se tiene información segregada del volumen total de gas natural consumido para la generación eléctrica, como tampoco se tiene conocimiento de los equipos generadores. Panamerican Energy (PAE), facilitó información de su generación y consumos internos de energía eléctrica para el año 2013, el cual posee un total de **136 KW** de potencia instalada y generó **185 MWh.**
La generación eléctrica de la empresa Mina Invierno, principal productor de carbón mineral de la Región, se realiza a través de siete generadores a diésel, los cuales son operados por la empresa EDELMAG S.A., cuya potencia instalada total es de **8,3 MW**, generando **12.000 MW h** el año 2013, con un consumo total de **3.000 m^3** de diésel**.**

Otro ejemplo importante de generación eléctrica lo constituyen las empresas acuícolas que operan en la Región con una potencia instalada de **7,99 MW** para autoconsumo, y que emplean diésel como combustible.

2.5 Análisis Histórico Región de Magallanes y Antártica Chilena (ANEXO B.12.6)

2.5.1 Producción Histórica Matriz Primaria

Una información interesante de evaluar y comparar antes de analizar la demanda histórica por energéticos, es ver la evolución de la producción, pues nos entrega información sobre el desarrollo regional en cuanto a la generación de energía. Para este punto se empleó información primaria, del Ministerio de Energía[8], para la producción de gas natural y petróleo crudo, e información aportada por la SEREMI de Minería de la Región para la producción de carbón, la cual se muestra en la Figura 2.5.1.

[8] *Boletin de Producción petróleo y gas, Noviembre 2014.*

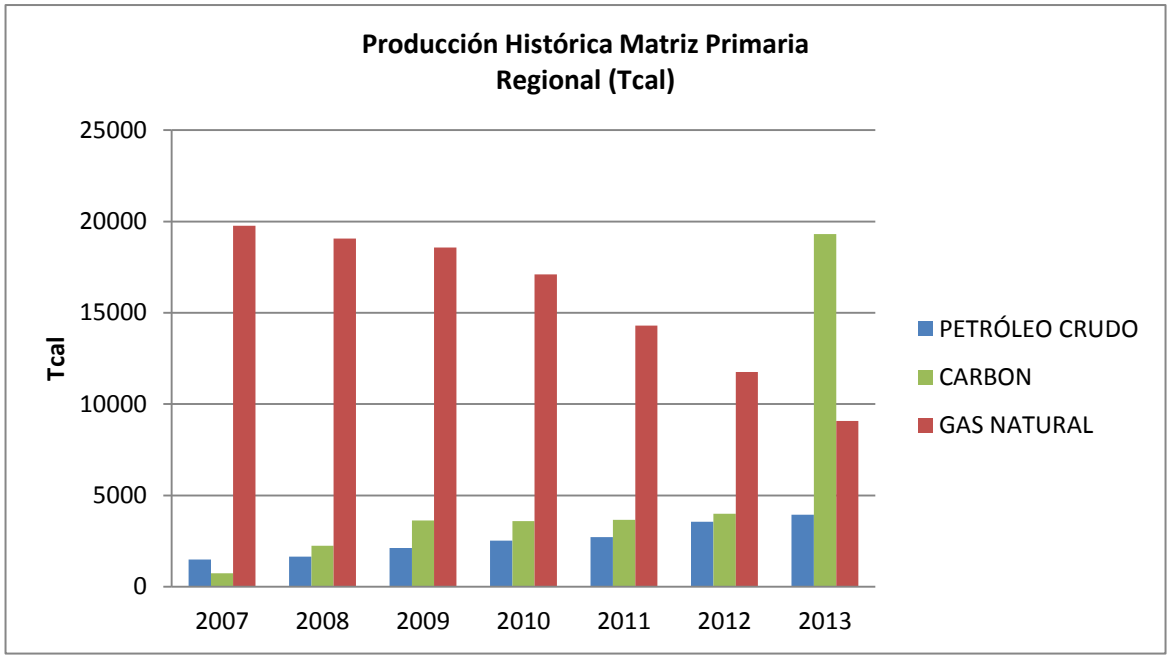


Figura 2.5.1 Producción Histórica Matriz Primaria
Fuente: Ministerio de Energía; SEREMI Minería (2014)

Como se ve en la figura anterior, tanto el carbón mineral como el petróleo crudo han ido aumentando su producción regional; para el caso del petróleo el ingreso de los CEOP ha sido una de las razones principales. En el caso del gas natural, la interrupción de los envíos desde Argentina en el año 2007 cambió el escenario de disponibilidad de este recurso para Magallanes, obligando a la empresa de producción de Metanol -METHANEX- a paralizar sus plantas parcialmente y, en los últimos años, paralizar en forma total durante el período otoño-invierno, lo que ha implicado una caída en su producción. Se observa a partir del año 2008, la declinación de los yacimientos convencionales de gas natural.

2.5.2 Producción Histórica Matriz Secundaria

Para estudiar la producción histórica de recursos energéticos secundarios, se empleó la información proporcionada por las empresas EDELMAG S.A. y ENAP, la primera para la producción de electricidad, y la segunda para la producción (o ventas) de combustibles. La información analizada corresponde a los últimos cuatro años y permite apreciar la disminución de la producción de Propano y Butano, conforme ha disminuido el gas natural.
Por otro lado, en los combustibles líquidos, el diésel marino ha ido aumentando su producción, y la generación de electricidad prácticamente se ha mantenido constante, tal como se puede apreciar en la Figura 2.5.2.

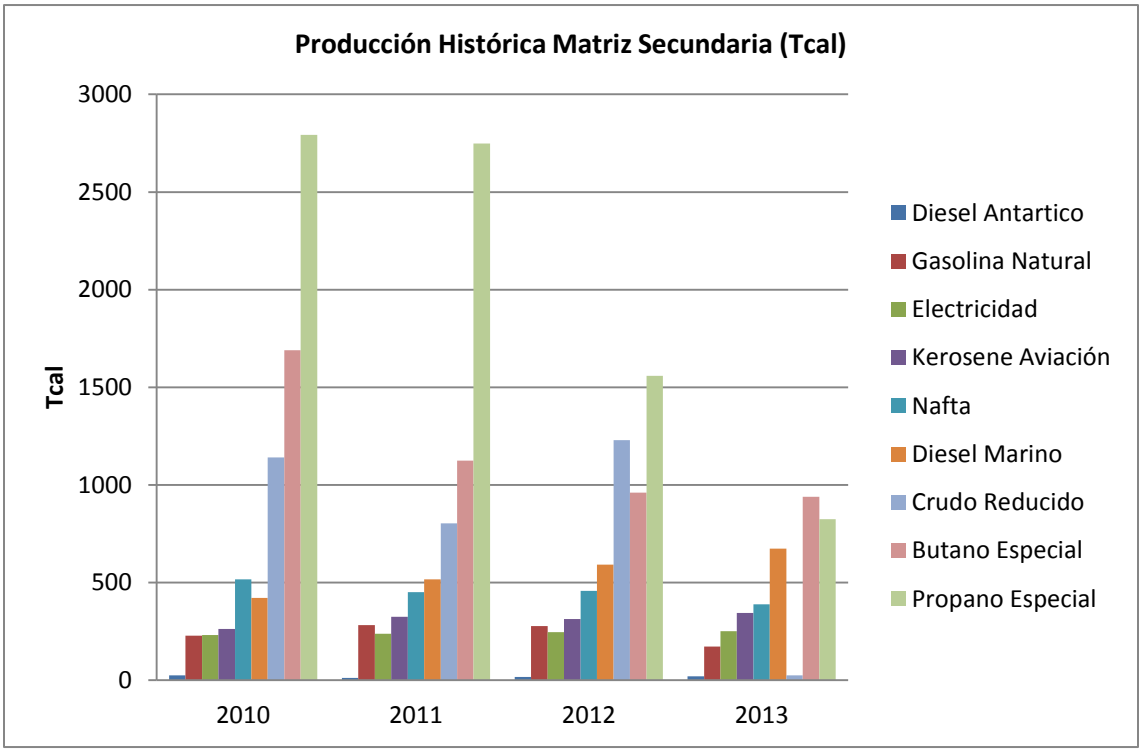


Figura 2.5.2 Producción Histórica Matriz Secundaria

Fuente: ENAP; EDELMAG S.A. (2014)

2.5.3 Consumo Histórico Matriz Primaria

- **Gas Natural**

En la Región el mayor productor de gas natural es ENAP, sumando en la actualidad otra empresa en esta tarea: GEOPARK.

En la Figura 2.5.3, se muestra el consumo histórico de gas natural, para diferentes sectores demandantes.

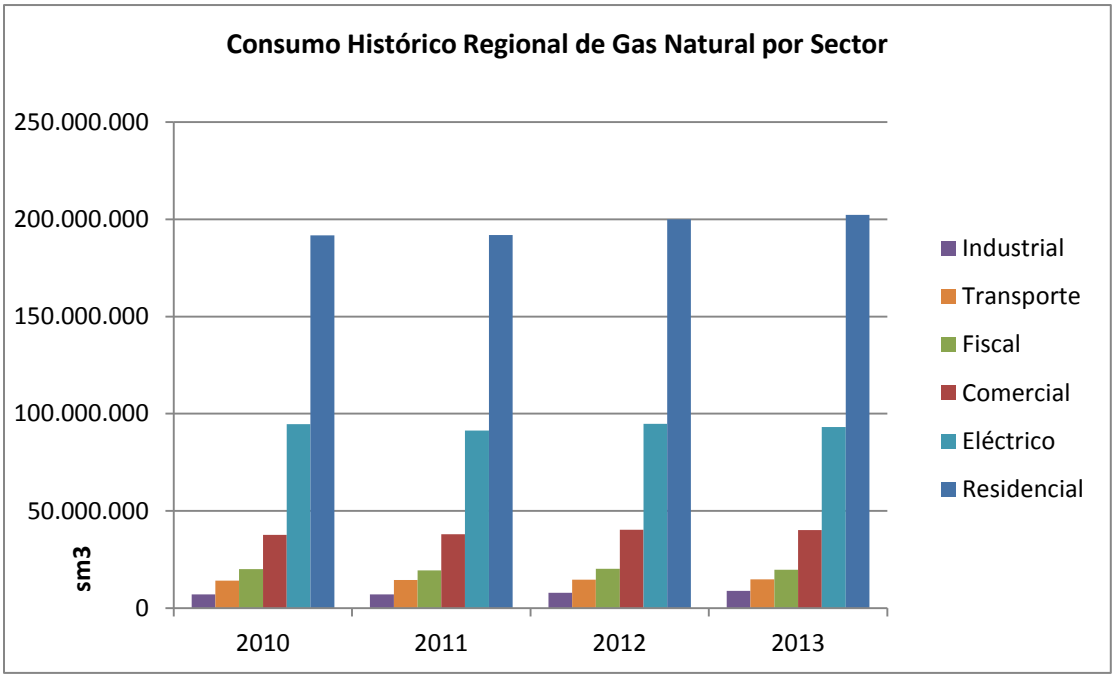


Figura 2.5.3 Consumo Histórico Regional de gas natural por Sector
Fuente: ENAP/GASCO S.A. (2014)

2.5.4 Consumo Histórico Matriz Secundaria

- **Energéticos Secundarios**

El energético secundario de mayor consumo histórico regional es el diésel, seguido por el diésel marino, siendo el propano especial el menos demandado. La información se detalla en la Figura 2.5.4, en unidades de energía Tera Calorías (Tcal).

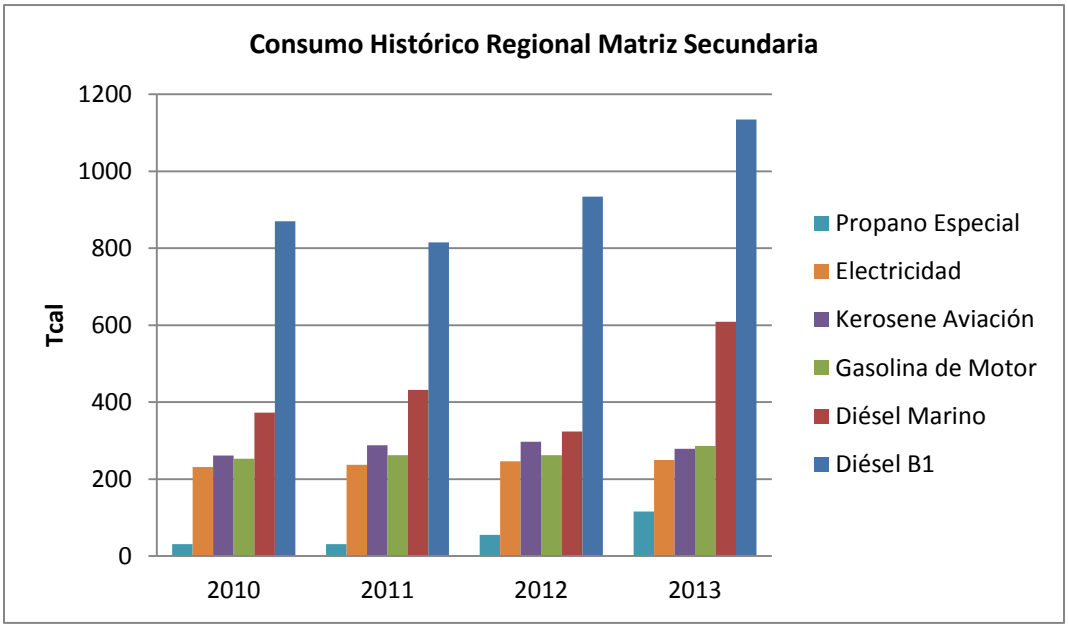


Figura 2.5.4 Consumo Histórico Regional Matriz Secundaria

Fuente: ENAP (2014)

2.5.5 Consumo Histórico Matriz Eléctrica

Para determinar el consumo histórico de energéticos para generación eléctrica, sólo se obtuvo información de los consumos de gas natural y diésel de los equipos generadores de EDELMAG S.A. y de ENAP, tanto de generación propia como la distribuida, tal como se muestra en Figura 2.5.5. Para poder comparar ambos energéticos, las unidades están en Tcal y claramente se puede apreciar que el gas natural tiene un mayor consumo histórico.

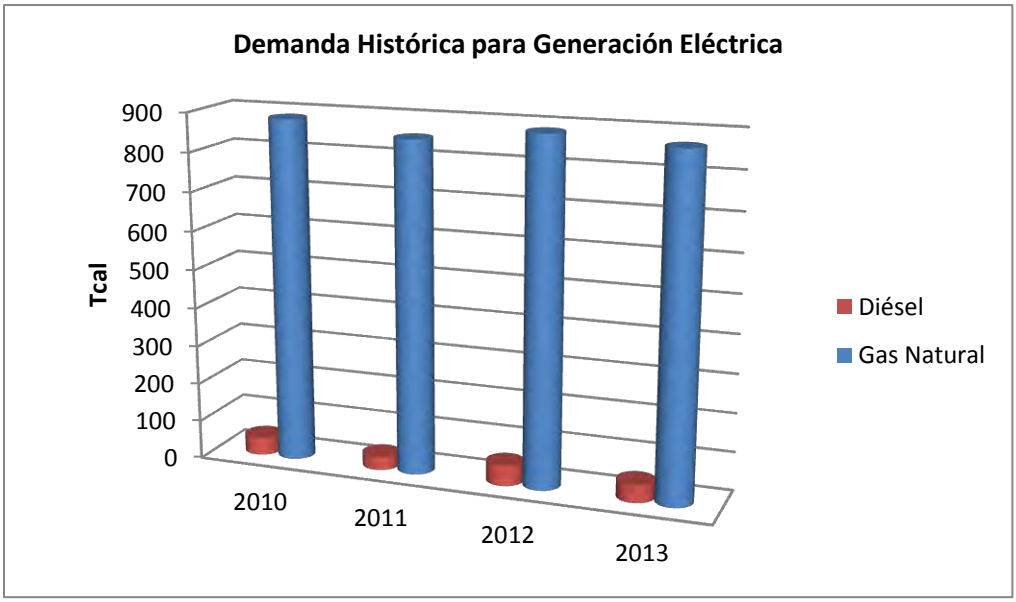


Figura 2.5.5 Demanda Histórica para Generación Eléctrica

Fuente: ENAP/ EDELMAG (2014)

El consumo histórico regional por sector de energía eléctrica, según información entregada por las empresas, define al sector residencial regional como el mayor consumidor histórico de energía eléctrica, seguido de los sectores comercial, industrial y fiscal, en ese orden de prioridad. En la Figura 2.5.6, se muestra además que entre los años 2012 y 2013, aumentó el consumo de energía eléctrica en todos los sectores, salvo en el sector industrial.

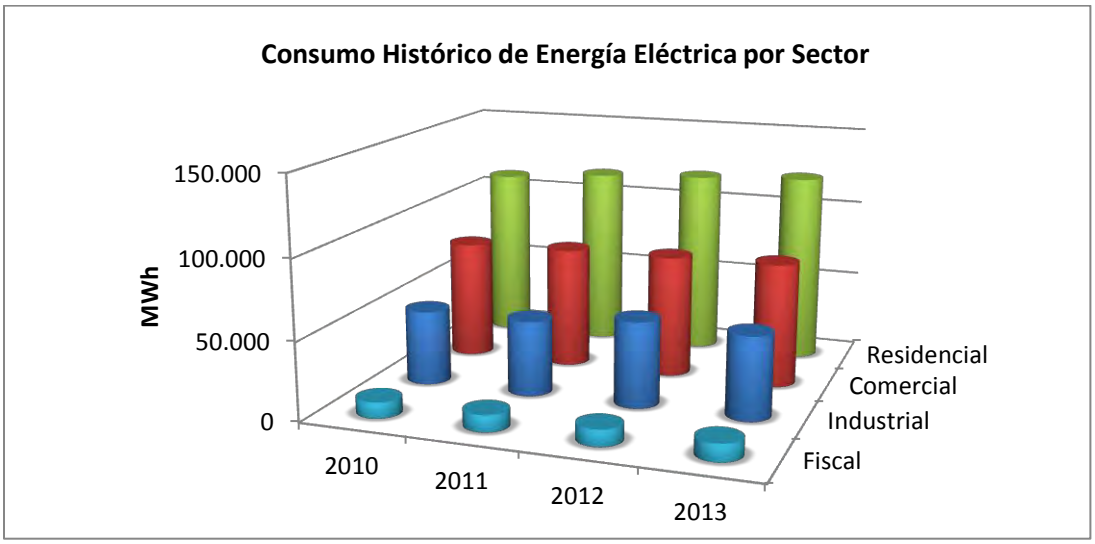


Figura 2.5.6 Consumo Histórico de energía eléctrica por Sector

Fuente: EDELMAG S.A. (2014)

Si se compara la generación histórica v/s el consumo histórico de energía eléctrica en la Región, donde la información es sólo para las comunas que se encuentran conectadas a la red de distribución eléctrica, es decir aquellos usuarios que son abastecidos por la empresa EDELMAG S.A., se puede apreciar en la Figura 2.5.7, que al comparar tanto el consumo como la generación, se observa un aumento prácticamente en igual proporción, y existe una diferencia apreciable entre consumo y generación.

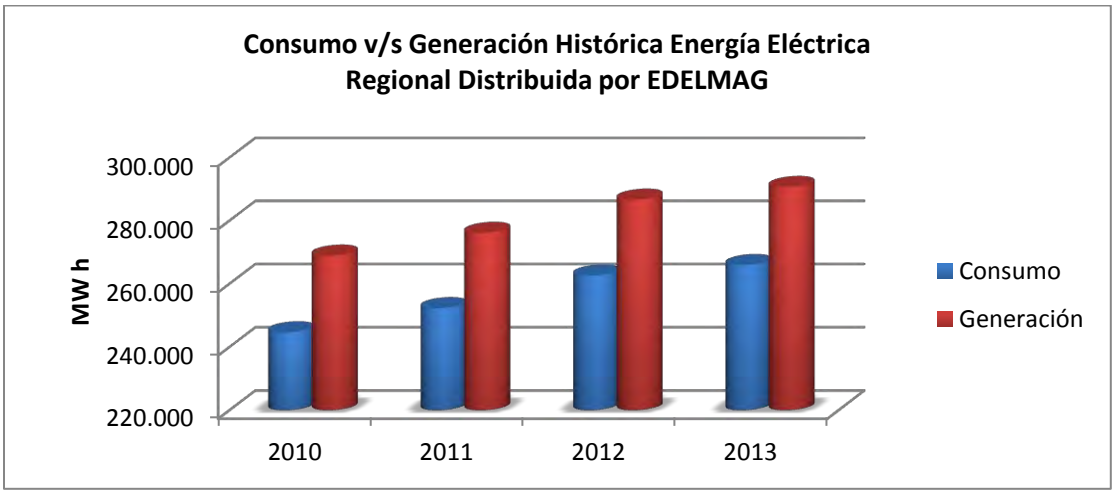


Figura 2.5.7 Consumo v/s Generación Histórica energía eléctrica regional distribuida por EDELMAG S.A
Fuente: EDELMAG S.A. (2014)

2.6 Proyecciones Regionales

2.6.1 Proyecciones Estimadas de Recursos Energéticos Primarios y Secundarios

- **Gas Natural**

Para el análisis del comportamiento del consumo del gas natural en la región, la empresa GASCO S.A. presenta proyecciones al 2020 por sectores demandantes, donde RES-COM (*) es un conglomerado de los sectores residencial, comercial industrial y fiscal atendidos por la empresa. Las proyecciones de la demanda de gas natural para generación eléctrica y de GNC para transporte, se presentan en la Figura 2.6.1 **(*ANEXO B.12.7*)**

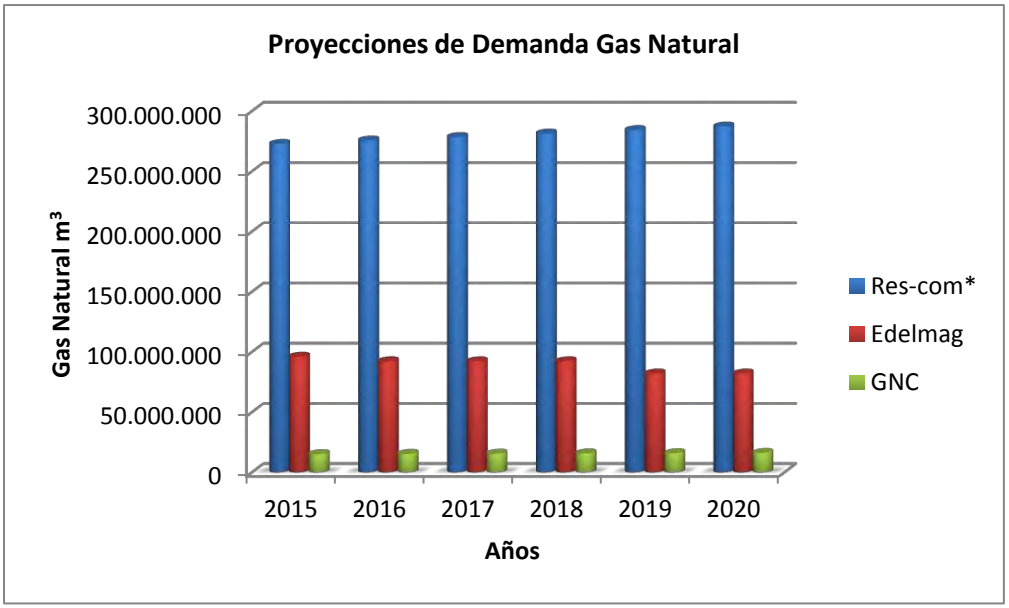


Figura 2.6.1 Proyecciones de Demanda de gas natural
Fuente: GASCO S.A. (2014)

Como la propuesta de Matriz Energética tiene un horizonte hasta el año 2050, se realizaron proyecciones en base a los datos entregados por la empresa GASCO S.A. del consumo de gas natural en el periodo 2015-2020, los cuales se proyectaron como consumo de gas natural al año 2050, con una tendencia según el factor anual que aplica la empresa. Sin embargo, para proyectar las ventas de GASCO S.A., se utilizaron las proyecciones enviadas por EDELMAG del consumo de gas natural para generación eléctrica hasta el año 2020, proyectándose estos datos al año 2050, tal como se muestra en la Figura 2.6.2. Para esta proyección se considera el gas natural utilizado para generación eléctrica, en Punta Arenas, Natales y Porvenir.

Para este análisis se realizaron proyecciones en base a los datos entregados por las empresas citadas, manteniendo la matriz eléctrica actual.

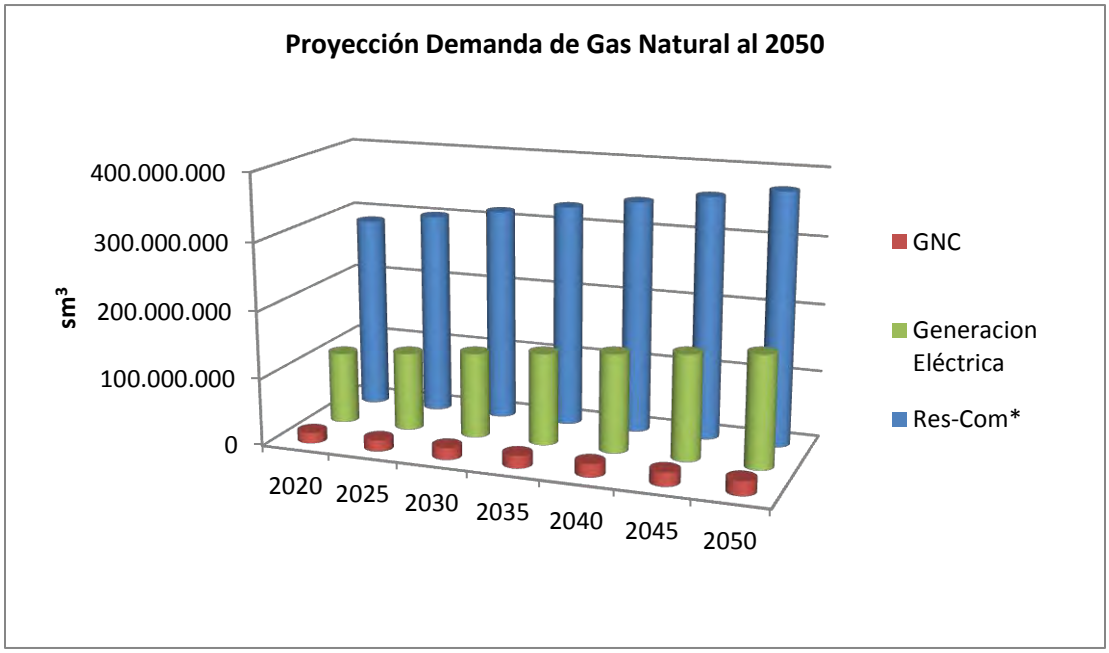


Figura 2.6.2 Proyección de Demanda de gas natural al 2050
Fuente: GASCO S.A./EDELMAG S.A (2014)

La producción histórica de gas natural ha decrecido a través del tiempo, por esta razón las empresas que dependen de este recurso para abastecer a sus usuarios, realizan proyecciones poco arriesgadas, es decir, que las proyecciones poseen poca variación, pero con un leve aumento año a año, debido al crecimiento histórico de la población en la Región, y sin considerar el desarrollo industrial.

- **Energéticos Secundarios (Combustibles)**

La siguiente información, muestra las proyecciones de consumo para algunos energéticos secundarios. En la Figura 2.6.3, se muestra la distribución en los próximos años según factores propios, entregados por las empresas distribuidoras.

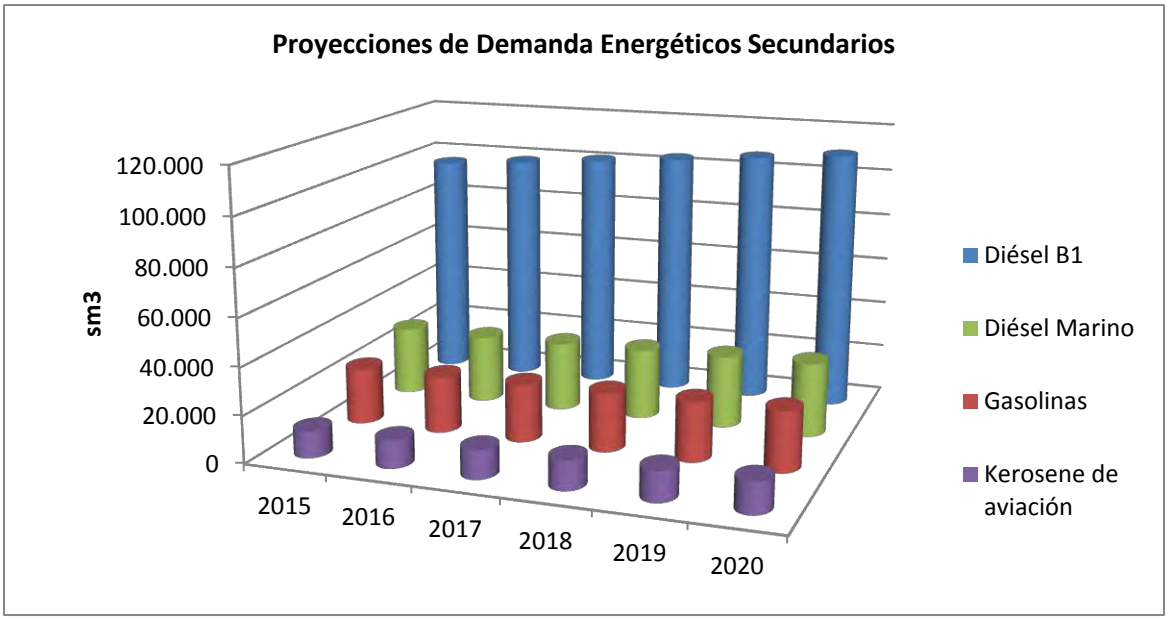


Figura 2.6.3 Proyección de Demanda Energéticos Secundarios
Fuente: Elaboración Propia, CERE (2014)

La proyección de la Matriz Energética hasta el 2050, se realizó en base a los datos de consumos energéticos, entregados por las empresas distribuidores y ENAP para el periodo 2015-2020. Lo que se presenta en la Figura 2.6.4 es una proyección de la demanda de Energéticos Secundarios al 2050, la cual continúa con una tendencia según un factor anual que aplica cada empresa.

Como se ve claramente, el diésel B1 es el energético secundario con más demanda en los próximos años, como ya se ha indicado anteriormente, puede ser utilizado tanto en el sector transporte como en la generación de energía eléctrica.

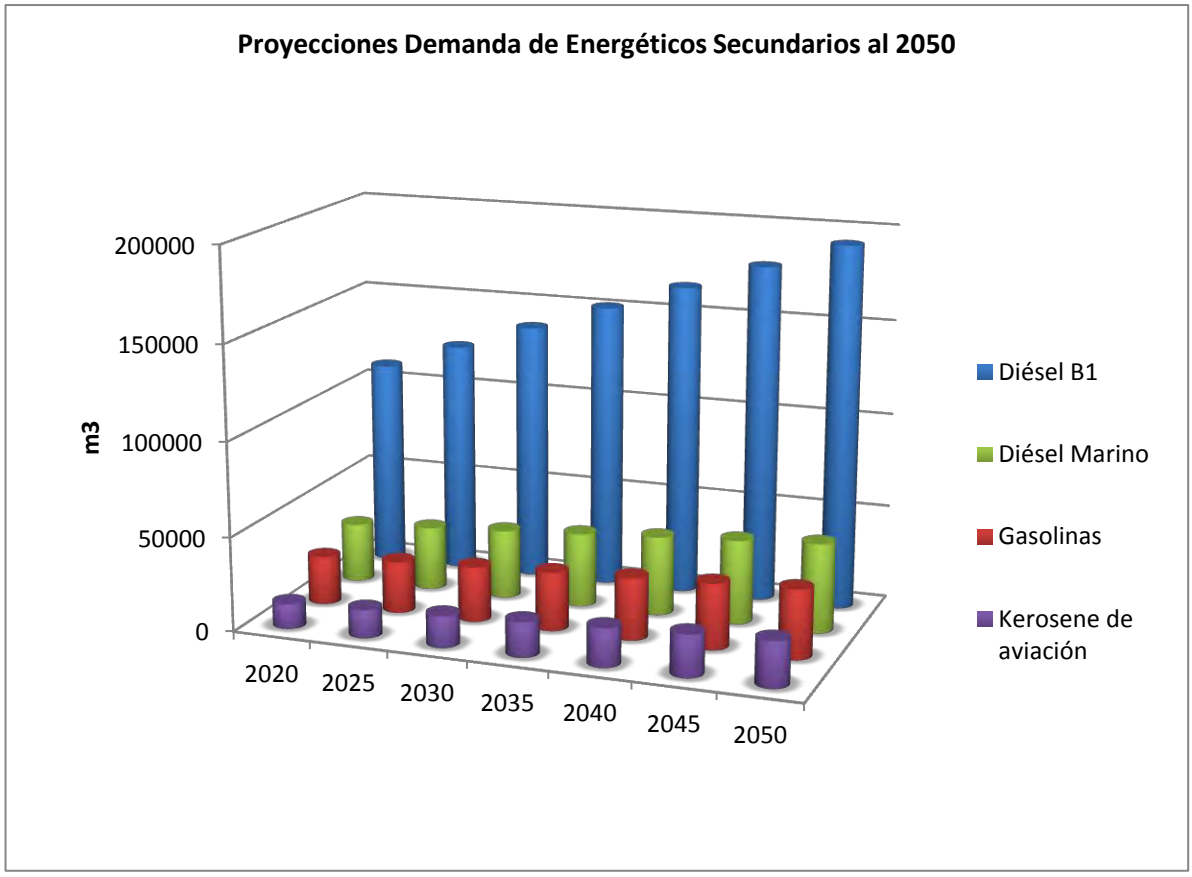


Figura 2.6.4 Proyección Demanda de Energéticos Secundarios al 2050

Fuente: Elaboración Propia, CERE (2014)

En la Figura 2.6.5 se muestran las proyecciones de EDELMAG S A para la generación eléctrica a partir de diésel B1.

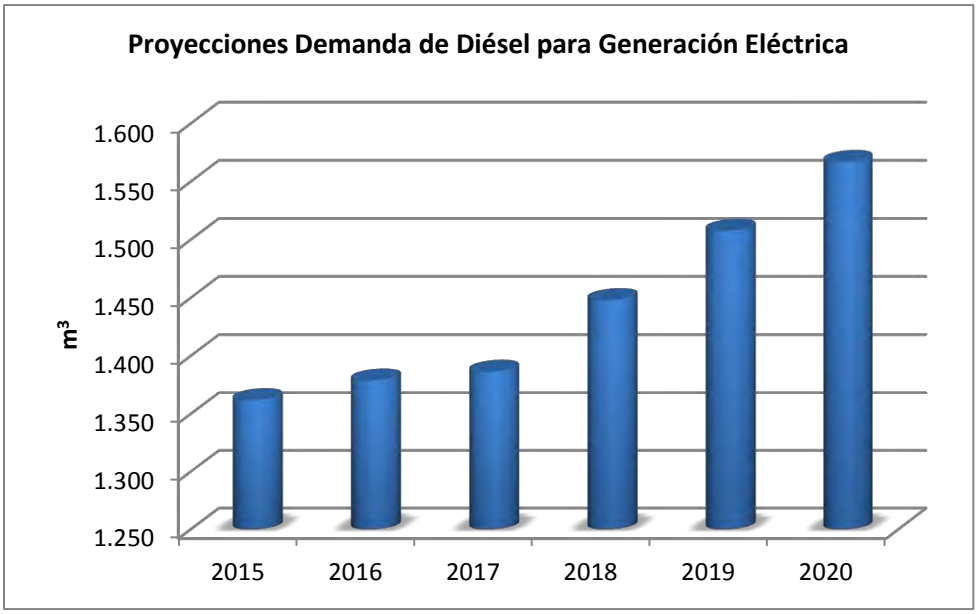


Figura 2.6.5 Proyección Demanda de diésel para Generación Eléctrica
Fuente: EDELMAG S.A. (2014)

La propuesta de la Matriz Energética es proyectada al año 2050, para lo cual se realizaron proyecciones en base a los datos entregados por la empresa EDELMAG de consumo de diésel, para generación de energía eléctrica en el periodo 2015-2020. Lo presentado en la Figura 2.6.6 es una proyección de demanda de diésel para generación eléctrica al 2050, la cual continúa con una tendencia según un factor anual que aplica la empresa.

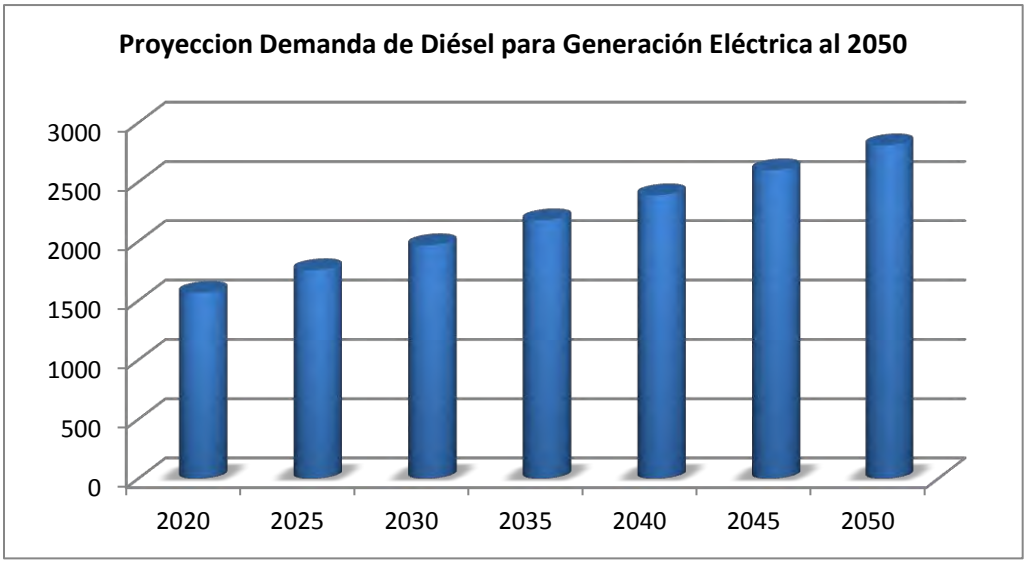


Figura 2.6.6 Proyección Demanda de diésel para Generación Eléctrica al 2050
Fuente: Elaboración Propia, CERE (2014)

- **Electricidad**

EDELMAG S.A. es el distribuidor de energía eléctrica de las capitales provinciales de la Región y las proyecciones de demanda de energía eléctrica, se basaron en los factores que aplica para los diferentes tipos de clientes, tal como se muestra en la Figura 2.6.7.

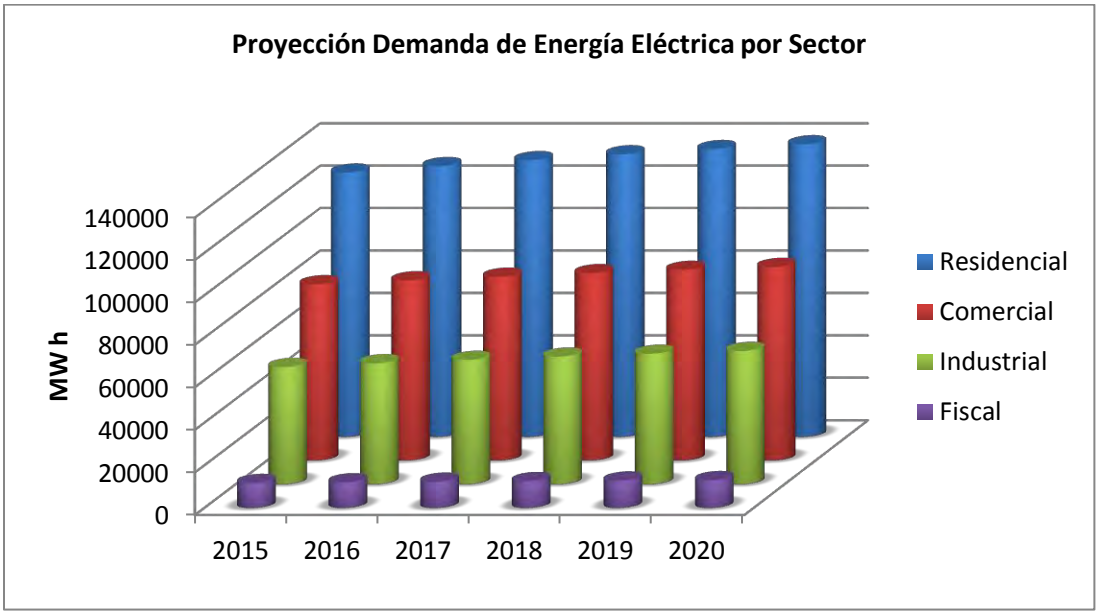


Figura 2.6.7 Proyección Demanda de energía eléctrica por Sector
Fuente: EDELMAG S.A (2014.)

La propuesta de la Matriz Energética se estima al horizonte del año 2050, por esto se realizaron proyecciones con base a los datos entregados por la empresa EDELMAG para la demanda de Energía Eléctrica, por sector, en el periodo 2015-2020. Lo presentado en la Figura 2.6.8, es una proyección de la demanda sectorial de Energía Eléctrica al 2050, la cual continúa con la tendencia según un factor anual que aplica la empresa.

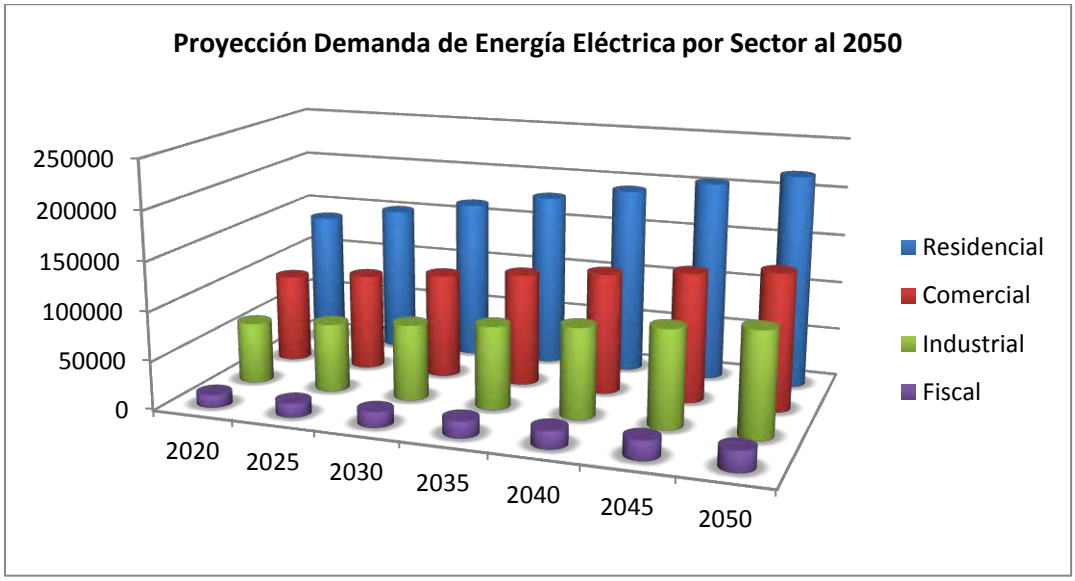


Figura 2.6.8 Proyección Demanda de energía eléctrica por Sector al 2050

Fuente: Elaboración Propia, CERE (2014)

Esta proyección está fuertemente marcada por la demanda residencial, la cual está asociada al aumento vegetativo de la población, como al mejoramiento de su nivel económico.

2.6.2 Proyecciones de Nuevas Infraestructuras

Para nuevas infraestructuras, se ha obtenido información de diversos servicios públicos tales como: Ministerio de Obras Públicas a través de su Secretaría Regional Ministerial, Secretaría Regional Ministerial de Salud de la Región de Magallanes, SERVIU-MINVU, INACH, y GORE Magallanes, considerando además el Plan Especial de Desarrollo de Zonas Extremas[9], existiendo varios proyectos en carpeta, tal como se muestra en Tabla 2.6.1.

En ***ANEXO B***, en información de cada comuna, se puede ver un detalle de los posibles consumos de energía, sólo para algunos de los proyectos, puesto que varios de ellos se encuentran en etapa de diseño.

[9] *Gobierno Regional de Magallanes y Antártica Chilena (2014)*

Tabla 2.6.1 – Nuevas Infraestructuras para la Región

Comuna	Infraestructura
Punta Arenas	Según información del GORE en la comuna se emplazarán estructuras para diversos sectores, nombrando los más importantes como: el sector educación, salud, vivienda, comercio y turismo.
Porvenir	SEREMI de salud informa la construcción del nuevo hospital en la comuna, periodo 2015 - 2017.
Natales	SEREMI de salud informa la construcción del nuevo Hospital en la ciudad de Puerto Natales 2014 - 2016. Nuevo polideportivo en la misma ciudad
Cabo de Hornos	SEREMI de salud informa la construcción del nuevo Hospital en la ciudad de Puerto Williams 2014 - 2016. EL GORE informa la normalización de las Dependencia Fronterizas, Aeródromo, Caleta de Pescadores, Refugio y Rampa.
Antártica	INACH informa la reconstrucción de las bases chilenas Yelcho, Tte. Carvajal y Lancha Karpuj para el periodo 2014 - 2015 y predicen un aumento de un 8,4% de consumo actual de energéticos.

Fuente: Elaboración Propia, CERE (2014)

2.7 Proyecciones con Eficiencia Energética

Desde el año 2011 que el Centro de Estudio de los Recursos Energéticos de la Universidad de Magallanes, CERE-UMAG, ha realizado diagnósticos en eficiencia energética financiados por la Agencia Chilena de Eficiencia Energética, en los sectores comercial, público y educacional, tanto en el área térmica (calefacción y reacondicionamiento térmico de viviendas) como eléctrica (iluminación). Para las proyecciones con medidas de eficiencia energética, en las comunas que aplica, se utilizan resultados de estudios a nivel regional y país, enfocados a recambios tecnológicos de iluminación y reacondicionamiento térmico de viviendas (RTV), lo cual es detallado en el ***ANEXO B.12.8.***

2.7.1 Proyecciones con Escenarios Medidas de Eficiencia Energética (EE)

- **Gas Natural**

Con relación a las proyecciones de eficiencia energética, se presenta un análisis con dos escenarios posibles, optimista y conservador, y se comparan con la proyección del consumo normal del gas natural, sin aplicación de medidas de eficiencia energética. En la Figura 2.7.1 se presenta esta comparación para el consumo del gas natural del sector residencial, de las ciudades de Punta Arenas, Puerto Natales y Porvenir, viendo la variación[10] al aplicar eficiencia energética en este sector.

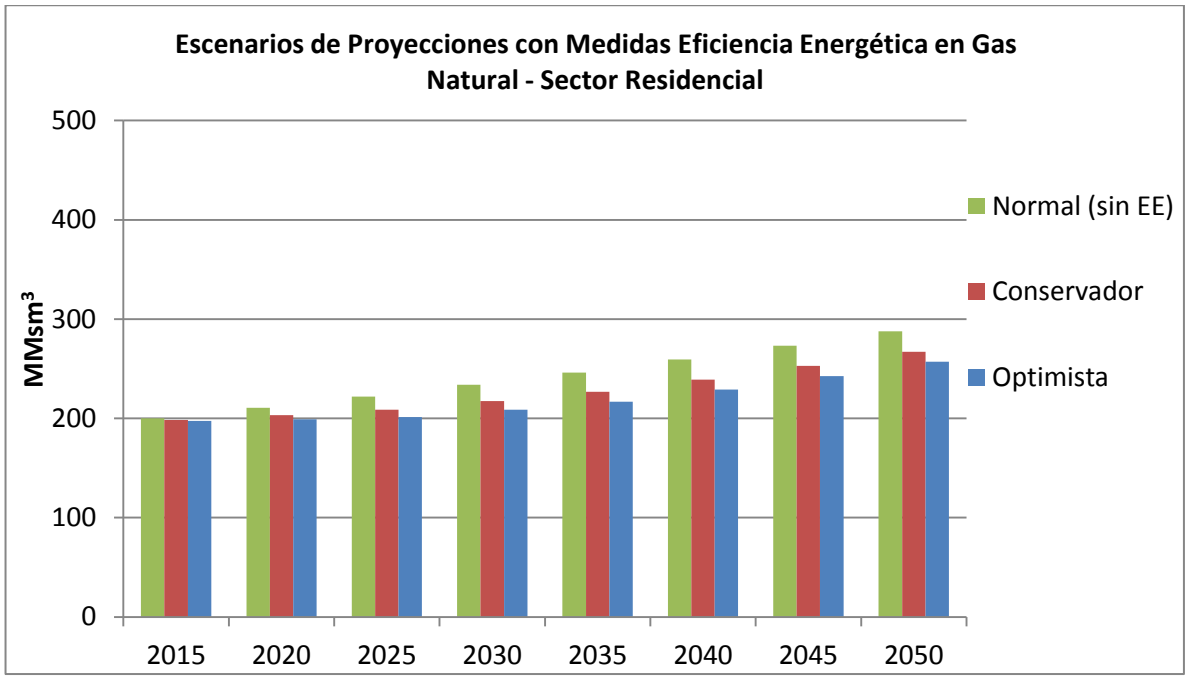


Figura 2.7.1 Escenario de Proyecciones de Consumo de Gas Natural - EE Sector Residencial

Fuente: Elaboración Propia CERE (2014)

También se analiza la variación del consumo de gas natural en todos los sectores[11], pero sólo aplicando medidas de eficiencia energética al sector residencial en las ciudades Punta Arenas, Puerto Natales y Porvenir, lo cual se muestra en la Figura 2.7.2, donde se compara el consumo normal de gas natural regional, con los dos escenarios de consumo propuestos, observando que aún en el escenario optimista, las medidas de eficiencia debieran ser más amplias, pues no se denotan cambios significativos en el consumo. Una alternativa es retomar la problemátia del uso

[10] *Sector residencial abastecido por GASCO S.A, comunas de Punta Arenas, Natales y Porvenir*.
[11] *Residencial, Comercial, Industrial y Fiscal, generación eléctrica y GNC, abastecido por GASCO S.A*

de la "Estufa Magallánica", o bien, intensificar medidas de eficiencia energética en los otros sectores de la comunidad.

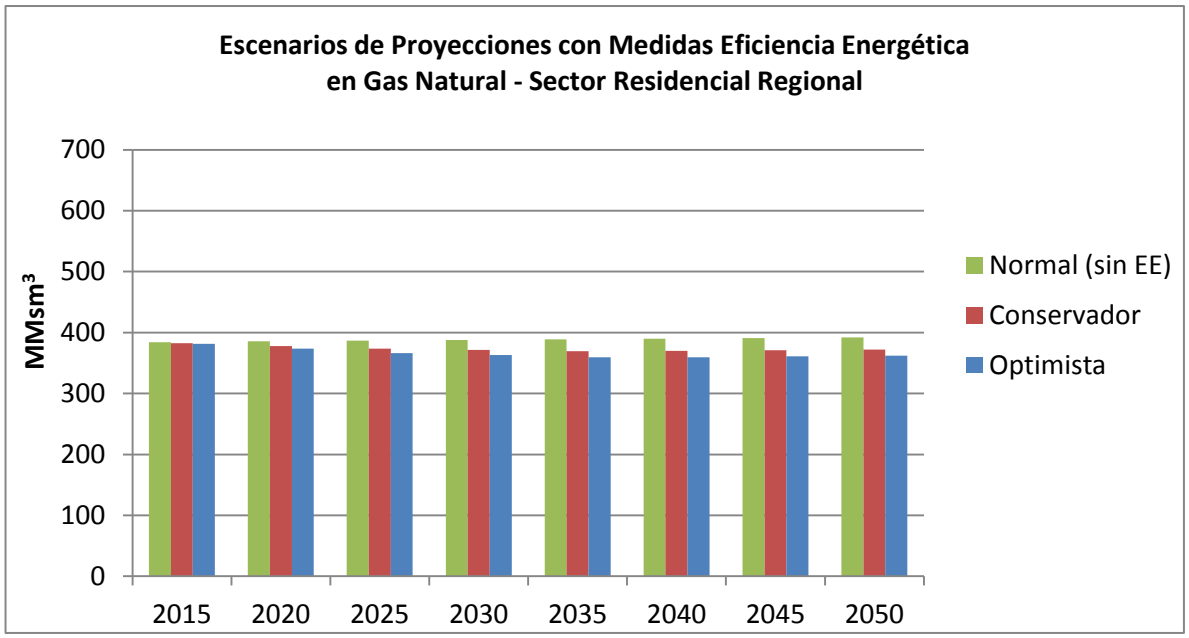


Figura 2.7.2 Escenario Proyecciones con Medidas EE en Gas Natural - Sector Residencial

Fuente: Elaboración Propia CERE (2014)

- **Electricidad**

Como se vió en las medidas aplicadas, estas no sólo fueron para la eficiencia de consumo de gas natural sino que también es aplicado al consumo de electricidad. Para este caso, el análisis fue realizado al sector residencial y comercial. En la Figura 2.7.3, se indica el comportamiento del consumo total de la Energía Eléctrica (de todos los sectores), aplicando medidas de eficiencia en el sector residencial de Punta Arenas, Puerto Natales, Porvenir, y Puerto Williams; y en el sector comercial de Punta Arenas y Puerto Natales.

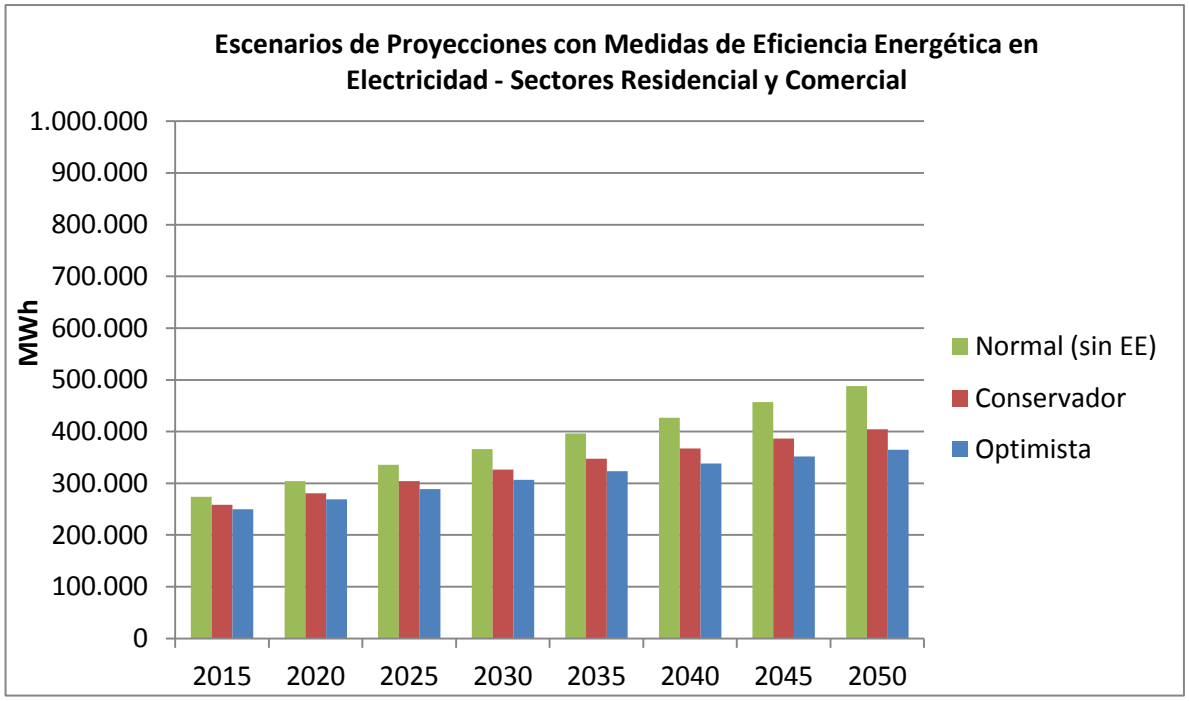


Figura 2.7.3 Escenario Proyecciones con Medidas EE en Electricidad - Sectores Residencial y Comercial

Fuente: Elaboración Propia, CERE (2014)

Al igual que la aplicación de eficiencia energética para disminuir los consumos de gas natural, se puede obtener una variación respecto al total de consumo de electricidad. Al analizar las variaciones porcentuales se aprecia claramente el aumento en el porcentaje de ahorro, el cual es mucho más significativo que en el consumo de gas natural.

2.8 Análisis Energético Comunal

Durante el desarrollo del informe se analizaron todos los energéticos consumidos en la región. El análisis que se realizó para poder definir en qué comuna se consume más energía, y también conocer cuál es el energético más demandado, obligó a revisar los balances comunales para el año 2013 (Figura 2.8.1).

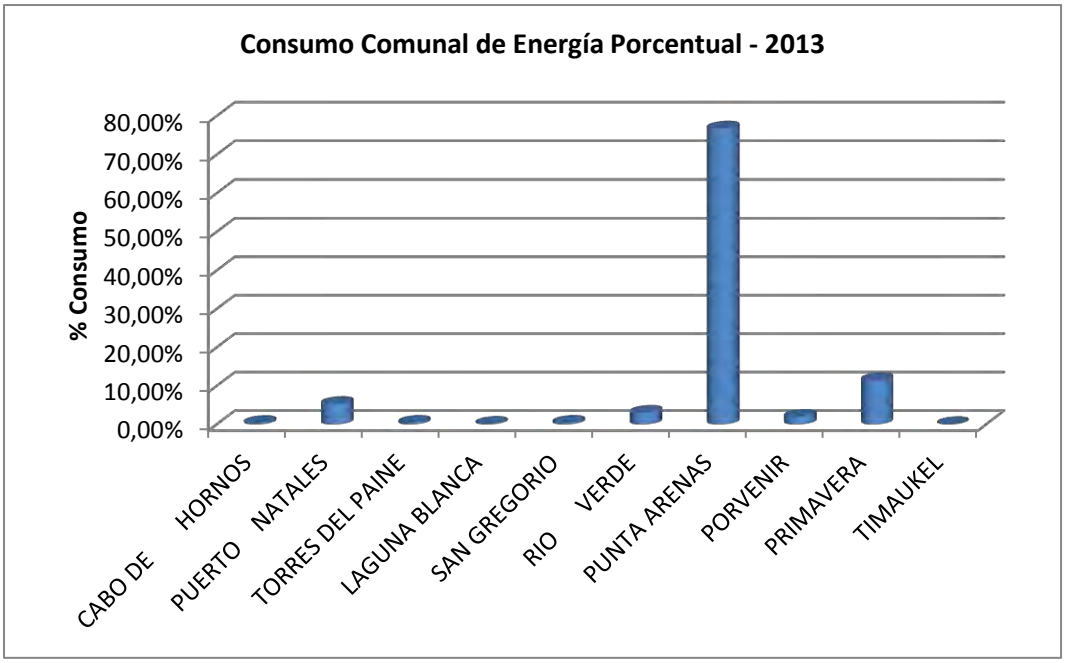


Figura 2.8.1- Consumo Comunal Porcentual de Energía - 2013

Fuente: Elaboración Propia, CERE (2014)

2.8.1 Comuna de Punta Arenas

Los consumos de energía en la comuna de Punta Arenas son de derivados del petróleo como diésel, gasolina de motor, gas licuado de petróleo y kerosene de aviación, además de los consumos de electricidad, leña y gas natural. En la siguiente gráfica de la Figura 2.8.2, se pueden observar los porcentajes del consumo final de energía por sectores. **(*ANEXO B.1)***

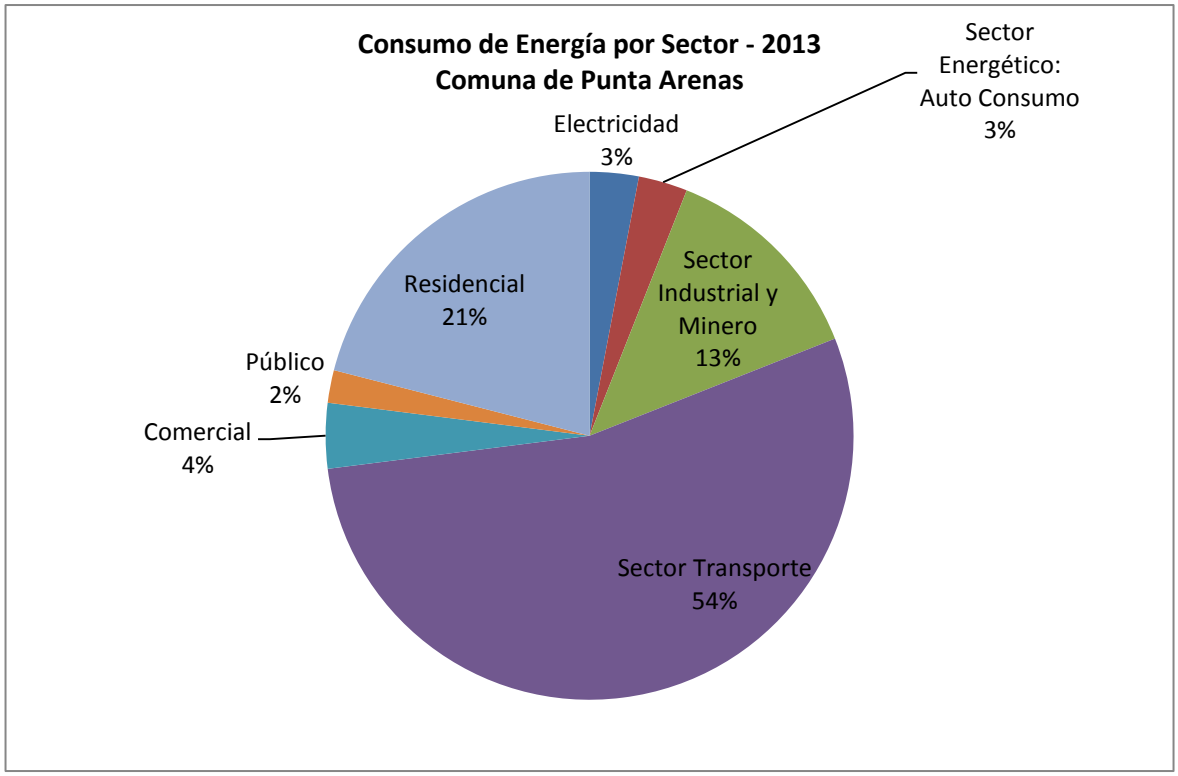


Figura 2.8.2 – Consumo de energía por Sector año 2013, comuna Punta Arenas.
Fuente: Elaboración Propia, CERE (2014)

De acuerdo a la gráfica de los datos de consumo de energía en la comuna, podemos establecer que el mayor consumidor de energía es el sector transporte, seguido del sector residencial y sector industrial minero. En la Tabla 2.8.1 se presenta el consumo de energía por energético demandado por la comuna de Punta Arenas.

Tabla 2.8.1 - Consumo de Energía por energético – Comuna Punta Arenas

Consumo Sectorial Año 2013	**Sector Transporte**	**Sector I y M**	**Sector CPR**	**Sector Energético**	**Consumo Final**	**Consumo CTR**	**Consumo Total**	**%**
(Tera Calorías)								
Diésel	4.126	0	0	0	4.126	0	4.126	**52%**
Gasolina de Motor	239	0	0	0	239	0	239	**3%**
Kerosene	0	0	0	0	0	0	0	**0%**
Gas Licuado	0	0	0	0	33	0	33	**0%**
Gasolina Aviación	0	0	0	0	0	0	0	**0%**
Kerosene Aviación	0	0	0	0	0	0	0	**0%**
Nafta	0	0	0	0	0	0	0	**0%**
Electricidad	0	46	155	9	210	0	210	**3%**
Carbón (**)	0	0	0	0	0	0	0	**0%**
Gas Natural (**)	129	972	1.968	233	3.302	709	4.011	**41%**
Metanol	0	0	0	0	0	0	0	**0%**
Leña y Biomasa	0	0	86	0	86	0	86	**1%**
Eólica	0	5	0	0	5	0	5	**0%**
Solar	0	0	0	0	0	0	0	**0%**
Biogás	0	0	0	0	0	0	0	**0%**
Total	**4.494**	**1.023**	**2.209**	**242**	**8.001**	**709**	**8.710**	**100%**

Fuente: Elaboración Propia, CERE (2014)

2.8.2 Comuna de Laguna Blanca

La comuna de Laguna Blanca, no posee producción de recursos energéticos secundarios, sólo se transportan energéticos secundarios desde la comuna de Punta Arenas, pero no se tiene información detallada de sus consumos. La comuna posee consumos de leña en algunas estancias y en viviendas de Villa Tehuelches, sin identificar el volumen de consumo. No se identifican usos de biomasa con otros fines energéticos, sólo térmicos. En el año 2012 comienza la distribución de gas natural en la comuna abasteciendo a la capital comunal, Villa Tehuelches, por la empresa GASCO S.A., no solo para sus 27 clientes sino también para abastecer los generadores de la municipalidad para entregar energía eléctrica a la comunidad. De los energéticos segundarios, el más consumido es el diésel B1 principalmente para transporte.

Gracias a los datos entregados por la municipalidad se estimó el consumo de electricidad, y cabe mencionar que aparte de utilizar gas natural para producir electricidad, existen varias iniciativas de energías renovables no convencionales. A continuación en la Tabla 2.8.2, se detalla el consumo energético de la comuna de Laguna Blanca. ***(ANEXO B.2)***

Tabla 2.8.2 - Consumo de Energía por energético – Comuna Laguna Blanca

Consumo Sectorial Año 2013	**Sector Transporte**	**Sector I y M**	**Sector CPR**	**Sector Energético**	**Consumo Final**	**Consumo CTR**	**Consumo Total**	**%**
(Tera Calorías)								
Diésel	0	0	0	0	0	0	0	**0%**
Gasolina de Motor	0	0	0	0	0	0	0	**0%**
Kerosene	0	0	0	0	0	0	0	**0%**
Gas Licuado	0	0	0	0	0	0	0	**0%**
Gasolina Aviación	0	0	0	0	0	0	0	**0%**
Kerosene Aviación	0	0	0	0	0	0	0	**0%**
Nafta	0	0	0	0	0	0	0	**0%**
Electricidad	0	0	0	0	0	0	0	**0%**
Carbón (**)	0	0	0	0	0	0	0	**0%**
Gas Natural (**)	0	0	3	0	3	0	3	**20,4%**
Metanol	0	0	0	0	0	0	0	**0%**
Leña y Biomasa	0	0	13	0	13	0	13	**79,6%**
Eólica	0	0	0	0	0	0	0	**0%**
Solar	0	0	0	0	0	0	0	**0%**
Biogás	0	0	0	0	0	0	0	**0%**
Total	**0**	**0**	**16**	**0**	**16**	**0**	**16**	**100%**

Fuente: Elaboración propia (CERE 2014)

2.8.3 Comuna de Rio Verde

La comuna de Río Verde es una de las comunas productoras de carbón, pero su principal consumo es de diésel, el cual no sólo es utilizado por el sector transporte, sino también para la generación de energía eléctrica, principalmente en las instalaciones de MINA INVIERNO. Otro de los energéticos importante es la leña utilizada para calefacción, y el GLP utilizado por la municipalidad para la generación de electricidad. En la comuna, no sólo es generada la electricidad con combustibles fósiles, sino que también poseen iniciativas con energías renovables no convencionales, destacando la fotovoltaica a baja escala. A continuación en la Tabla 2.8.3 se detalla el consumo energético de la comuna de Río Verde. (***ANEXO B.3***)

Tabla 2.8.3 - Consumo de Energía por energético – Comuna Rio Verde

Consumo Sectorial Año 2013	**Sector Transporte**	**Sector I y M**	**Sector CPR**	**Sector Energético**	**Consumo Final**	**Consumo CTR**	**Consumo Total**	**%**
(Tera Calorías)								
Diésel	323	0	0	0	323	0	323	**94,1%**
Gasolina de Motor	0	0	0	0	0	0	0	**0%**
Kerosene	0	0	0	0	0	0	0	**0%**
Gas Licuado	0	1	0	0	1	0	1	**0,2%**
Gasolina Aviación	0	0	0	0	0	0	0	**0%**
Kerosene Aviación	0	0	0	0	0	0	0	**0%**
Nafta	0	0	0	0	0	0	0	**0%**
Electricidad	0	10	0	0	10	0	10	**3,0%**
Carbón (**)	0	0	0	0	0	0	0	**0%**
Gas Natural (**)	0	0	0	0	0	0	0	**0%**
Metanol	0	0	0	0	0	0	0	**0%**
Leña y Biomasa	0	0	9	0	9	0	9	**2,7%**
Eólica	0	0	0	0	0	0	0	**0%**
Solar	0	0	0	0	0	0	0	**0%**
Biogás	0	0	0	0	0	0	0	**0%**
Total	**323**	**11**	**9**	**0**	**344**	**0**	**344**	**100,0%**

Fuente: Elaboración Propia, CERE (2014)

2.8.4 Comuna de San Gregorio

Dentro de los puntos o conceptos destacables de la comuna, se puede indicar que existe una escasa información que determine producción de gas natural y petróleo crudo, sin embargo, se considera a esta comuna como el punto principal de producción de gas natural de la Región. La producción de petróleo crudo para el año 2013 fue de 419.558 m^3, del cual el 58,7% se queda en la comuna para ser refinado y la producción de gas natural es de sobre 720 MMm^3.

La comuna de San Gregorio es la única comuna donde se producen recursos energéticos secundarios, específicamente en la Refinería de San Gregorio. Entre ellos se destaca la gasolina de motor, nafta, crudo reducido, kerosene de aviación y diésel marino.

San Gregorio es una de las dos comunas que son abastecidas de gas natural de forma directa por ENAP. En la Figura 2.8.3, se muestra la distribución de consumos por sectores, los cuales ascienden a **4.203.454 sm^3** de consumo de gas natural. ***(ANEXO B.4)***

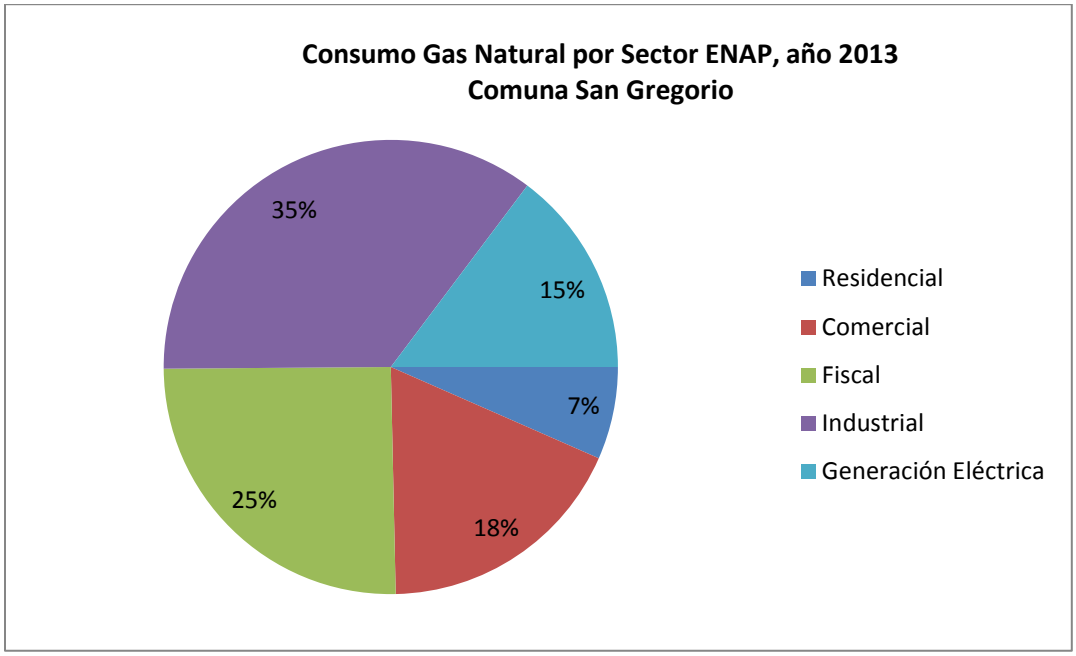


Figura 2.8.3 – Consumo gas natural por Sector ENAP año 2013, comuna San Gregorio
Fuente: ENAP y GEOPARK (2014)

A pesar de ser un consumidor de energéticos fósiles, también posee iniciativas de energías renovables no convencionales, principalmente en el sector agrícola destacando la generación a través de equipos fotovoltaicos. A continuación en la Tabla 2.8.4 se detalla el consumo energético de la comuna de San Gregorio.

Tabla 2.8.4 - Consumo de Energía por energético – Comuna San Gregorio

Consumo Sectorial Año 2013	**Sector Transporte**	**Sector I y M**	**Sector CPR**	**Sector Energético**	**Consumo Final**	**Consumo CTR**	**Consumo Total**	**%**
(Tera Calorías)								
Diésel	4	0	0	0	4	0	4	**9,7%**
Gasolina de Motor	1	0	0	0	1	0	1	**1,5%**
Kerosene	0	0	0	0	0	0	0	**0%**
Gas Licuado	0	0	0	0	0	0	0	**0%**
Gasolina Aviación	0	0	0	0	0	0	0	**0%**
Kerosene Aviación	0	0	0	0	0	0	0	**0%**
Nafta	0	0	0	0	0	0	0	**0%**
Electricidad	0	0	0	1	1	0	1	**1,7%**
Carbón (**)	0	0	0	0	0	0	0	**0%**
Gas Natural (**)	0	14	20	6	39	0	39	**87,0%**
Metanol	0	0	0	0	0	0	0	**0%**
Leña y Biomasa	0	0	0	0	0	0	0	**0%**
Eólica	0	0	0	0	0	0	0	**0%**
Solar	0	0	0	0	0	0	0	**0%**
Biogás	0	0	0	0	0	0	0	**0%**
Total	**5**	**14**	**20**	**7**	**45**	**0**	**45**	**100,0%**

Fuente: Elaboración Propia, CERE (2014)

2.8.5 Comuna Porvenir

En la comuna de Porvenir se explotan hidrocarburos, principalmente gas natural pero esta producción es informada en la comuna de San Gregorio. Esta es una de las 4 comunas que son abastecidas de gas natural por la Empresa GASCO S.A. y de generación de electricidad a través de la empresa EDELMAG. En la Figura 2.8.4 se presentan los consumos por sectores de gas natural, con un consumo total para el año 2013 de **17.170.693 sm^3. (ANEXO B.5)**

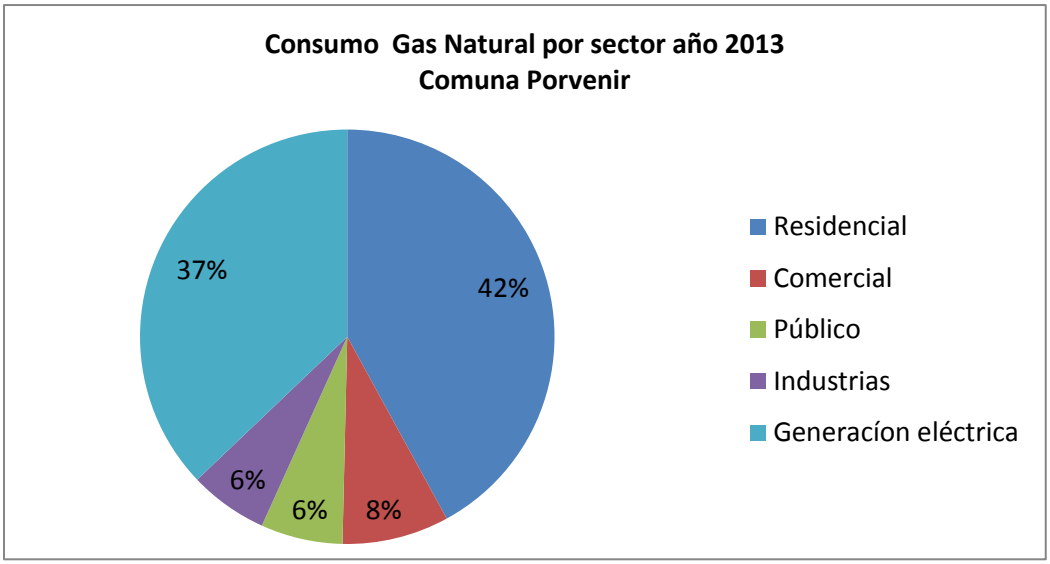


Figura 2.8.4 – Consumo gas natural por Sector año 2013, comuna Porvenir

Fuente: GASCO, EDELMAG S.A. (2014)

A continuación en la Tabla 2.8.5, se detalla el consumo energético de la comuna de Porvenir.

Tabla 2.8.5 Consumo de Energía por energético – Comuna Porvenir

Consumo Sectorial Año 2013	**Sector Transporte**	**Sector I y M**	**Sector CPR**	**Sector Energético**	**Consumo Final**	**Consumo CTR**	**Consumo Total**	**%**
(Tera Calorías)								
Diésel	12	0	0	0	12	2	14	**7%**
Gasolina de Motor	8	0	0	0	8	0	8	**5%**
Kerosene	0	0	0	0	0	0	0	**0%**
Gas Licuado	0	0	1	0	1	0	1	**1%**
Gasolina Aviación	0	0	0	0	0	0	0	**0%**
Kerosene Aviación	0	0	0	0	0	0	0	**0%**
Nafta	0	0	0	0	0	0	0	**0%**
Electricidad	0	13	6	0	19	0	19	**12%**
Carbón (**)	0	0	0	0	0	0	0	**0%**
Gas Natural (**)	0	10	90	0	100	60	160	**61%**
Metanol	0	0	0	0	0	0	0	**0,0%**
Leña y Biomasa	0	0	25	0	25	0	25	**15%**
Eólica	0	0	0	0	0	0	0	**0%**
Solar	0	0	0	0	0	0	0	**0%**
Biogás	0	0	0	0	0	0	0	**0%**
Total	**20**	**23**	**121**	**0**	**165**	**62**	**227**	**100%**

Fuente: Elaboración Propia, CERE (2014)

2.8.6 Comuna Timaukel

La comuna de Timaukel es una de las comunas rurales de la Región en la cual se destaca la producción de leña y biomasa, siendo la empresa FORESTAL RUSSFIN la mayor productora. Uno de sus productos más eficientes es la producción de astillas, la cual es utilizada principalmente para alimentar el equipo de cogeneraciónn existente en sus instalaciones, el cual produce energía eléctrica y térmica (cogeneración) para consumo propio de la planta.

Otro energético demandado en la comuna es un energético segundario, como es el GLP con un consumo de **105,78 m^3.**

Al igual que en otras comunas, las iniciativas de energías renovables no convencionales es una gran opción para los sectores aislados. Para el año 2013, la potencia instalada llega a **0,0267 MW.** A continuación en la Tabla 2.8.6 se detalla el consumo energético de la comuna de Timaukel.

Para el desarrollo de nueva infraestructura, se expuso en términos generales una propuesta de desarrollo en la localidad de Pampa Guanaco, trabajo que está siendo realizado por la Consultora POLIS. Este proyecto consiste en la construcción de una villa en este sector, lo cual contempla el traslado de las oficinas y viviendas de los funcionarios municipales en un terreno de 40 hectáreas (actualmente estas instalaciones se encuentran en Villa Cameron). Sin embargo, si bien el municipio tiene pensado que la primera fase se realice en dos años, primero se debe asegurar la factibilidad de agua potable (Río Catalina) y alcantarillado, estudio que no se ha concretado. En paralelo la Secretaría Regional Ministerial de Salud, se encuentra proyectando la construcción de una nueva posta de 400 (m^2) cuya construcción se espera iniciar el año 2015[12]. (***ANEXO B.6***)

[12] *21 de ENERO 2015: se sostiene reunión con Srta. Carla Villarroel, directora del SECPLAN, Sr. Hernán Álvarez, funcionario SECPLAN, y Sr. Alfonso Simunovic, Alcalde de la comuna de Timaukel*

Tabla 2.8.6 Consumo de Energía por energético – Comuna Timaukel

Consumo Sectorial Año 2013	**Sector Transporte**	**Sector I y M**	**Sector CPR**	**Sector Energético**	**Consumo Final**	**Consumo CTR**	**Consumo Total**	**%**
(Tera Calorías)								
Diésel	0	0	0	0	0	1	1	**10,9%**
Gasolina de Motor	0	0	0	0	0	0	0	**0,2%**
Kerosene	0	0	0	0	0	0	0	**0%**
Gas Licuado	0	0	0	0	0	0	0	**4,9%**
Gasolina Aviación	0	0	0	0	0	0	0	**0%**
Kerosene Aviación	0	0	0	0	0	0	0	**0%**
Nafta	0	0	0	0	0	0	0	**0%**
Electricidad	0	0	0	0	0	0	0	**0%**
Carbón (**)	0	0	0	0	0	0	0	**0%**
Gas Natural (**)	0	0	0	0	0	0	0	**0%**
Metanol	0	0	0	0	0	0	0	**0%**
Leña y Biomasa	0	0	1	0	1	6	7	**84,0%**
Eólica	0	0	0	0	0	0	0	**0%**
Solar	0	0	0	0	0	0	0	**0%**
Biogás	0	0	0	0	0	0	0	**0%**
Total	**0**	**0**	**2**	**0**	**2**	**7**	**9**	**100,0%**

Fuente: Elaboración Propia, CERE (2014)

2.8.7 Comuna de Primavera.

La comuna de Primavera es históricamente productora de petróleo, productos que son extraídos por ENAP y actualmente también por GEOPARK y PETROMAGALLANES. Para efectos de este estudio, se ha centralizado la producción de petróleo crudo y gas natural en la comuna de San Gregorio por lo que sólo podemos comentar que durante el año 2013, ENAP, tuvo una producción de 31.000 m^3 de petróleo crudo, sin contar con información de los otros CEOP mencionados anteriormente. Además el consumo de gas natural en la comuna es sobre los **136 MMm^3** principalmente por las actividades de la empresa ENAP en la comuna. A continuación, en la Figura 2.8.5 se presentan los consumos de gas natural en la comuna de Primavera por sectores, con un total consumido de **7.032.029 sm^3** para el año 2013. (***ANEXO B.7***)

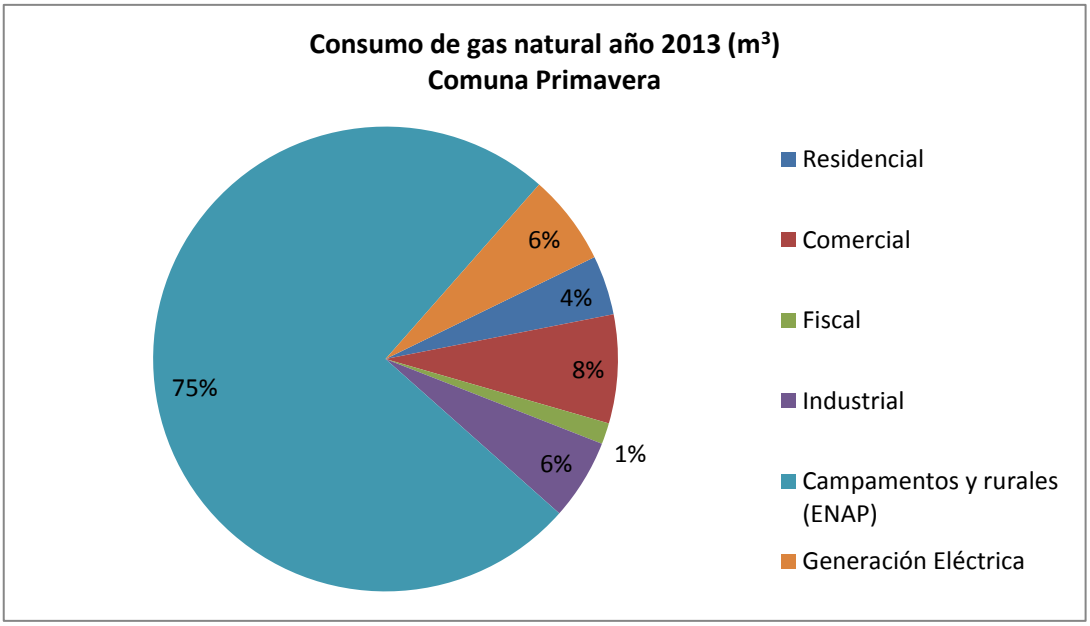


Figura 2.8.5 – Consumo de Gas Natural año 2013, comuna Primavera

Fuente: ENAP (2014)

Los consumos de gas natural en la comuna de Primavera están fuertemente derivados al consumo de los campamentos y actividades rurales que informa ENAP, presentando consumos marginales en todos los otros sectores de la Comuna. A continuación, en la Tabla 2.8.7 se detalla el consumo energético de la comuna de Primavera.

Tabla 2.8.7- Consumo de Energía por energético – Comuna Primavera

Consumo Sectorial Año 2013	Sector Transporte	Sector I y M	Sector CPR	Sector Energético	Consumo Final	Consumo CTR	Consumo Total	%
(Tera Calorías)								
Diésel	21	0	0	0	21	0	21	**1,6%**
Gasolina de Motor	2	0	0	0	2	0	2	**0,2%**
Kerosene	0	0	0	0	0	0	0	**0%**
Gas Licuado	0	0	0	0	0	0	0	**0%**
Gasolina Aviación	0	0	0	0	0	0	0	**0%**
Kerosene Aviación	0	0	0	0	0	0	0	**0%**
Nafta	0	0	0	0	0	0	0	**0%**
Electricidad	0	0	6	0	6	0	6	**0,5%**
Carbón (**)	0	0	0	0	0	0	0	**0%**
Gas Natural (**)	0	4	58	1.189	1.251	27	1.277	**97,7%**
Metanol	0	0	0	0	0	0	0	**0%**
Leña y Biomasa	0	0	0	0	0	0	0	**0%**
Eólica	0	0	0	0	0	0	0	**0%**
Solar	0	0	0	0	0	0	0	**0%**
Biogás	0	0	0	0	0	0	0	**0%**
Total	**23**	**4**	**64**	**1.189**	**1.280**	**27**	**1.306**	**100%**

Fuente: Elaboración Propia, CERE (2014)

2.8.8 Comuna de Natales

La ciudad de Puerto Natales, capital comunal, juega un rol clave como punto de acceso al área de mayor interés turístico de la Región, el Parque Nacional Torres del Paine. Existen otras 4 localidades menores que corresponden a la categoría de caseríos rurales, según criterios censales. En relación a la generación de recursos energéticos en la Región, el recurso leña, es considerado el principal debido a las zonas rurales de la comuna, para su uso en calefacción, sin embargo, no existen registros de esta producción. Para la localidad de Puerto Edén, existe una estimación de producción anual de **2557,8 m^3** de leña, sin embargo, no se tiene registro detallado de su procedencia. Otro energético que se registra es la producción de gas natural el cual es extraído del BLOQUE "Tranquilo". Este producto es explotado por ENAP y también por GEOPARK. La demanda de energéticos al igual que en las otras comunas es bastante variado y como principal insumo se tiene al gas natural. En la Figura 2.8.6, se presenta el consumo energético de la comuna por sectores. Como se puede ver, al igual que en la mayoría de las comunas, el sector residencial tiene una mayor demanda, seguido de la generación de Energía Eléctrica (Centro de Transformación) junto al sector transporte, y en un tercer lugar el sector comercial, siendo el sector industrial (urbano) el que menos demanda energía. A continuación, en la Tabla 2.8.8 se detalla el consumo energético de la comuna de Natales. (***ANEXO B.8***).

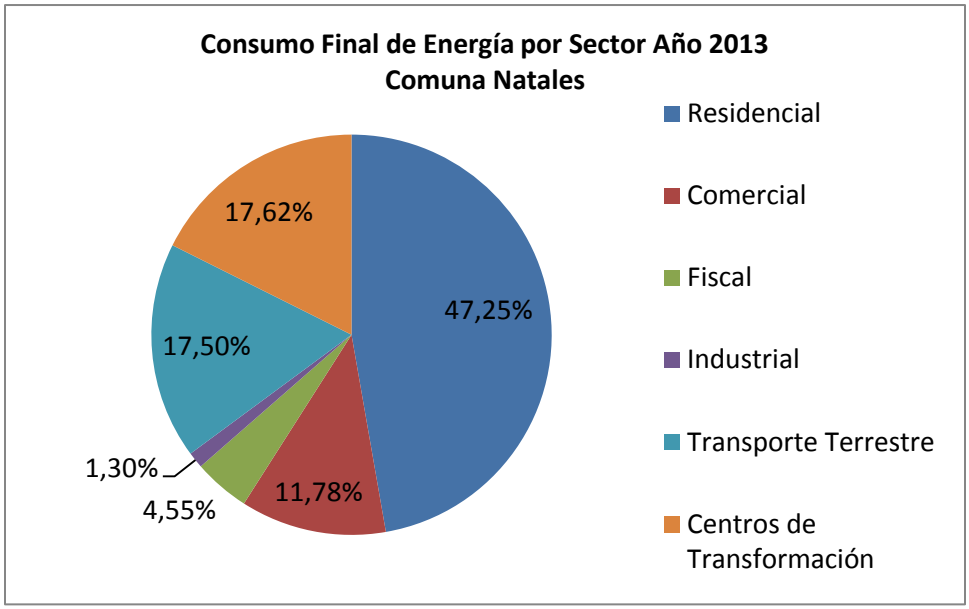


Figura 2.8.6 - Consumo de Energía por sector 2013 – Comuna Natales
Fuente: Elaboración Propia, CERE (2014)

Tabla 2.8.8 Consumo de Energía por energético – Comuna Natales

Consumo Sectorial Año 2013	Sector Transporte	Sector I y M	Sector CPR	Sector Energético	Consumo Final	Consumo CTR	Consumo Total	%
(Tera Calorías)								
Diésel	74	0	0	0	74	17	91	**15%**
Gasolina de Motor	24	0	0	0	24	0	24	**4,9%**
Kerosene	0	0	0	0	0	0	0	**0%**
Gas Licuado	0	2	0	0	2	0	2	**0,4%**
Gasolina Aviación	0	0	0	0	0	0	0	**0%**
Kerosene Aviación	0	0	0	0	0	0	0	**0%**
Nafta	0	0	0	0	0	0	0	**0%**
Electricidad	0	3	21	6	30	0	30	**6,1%**
Carbón (**)	0	0	0	0	0	0	0	**0%**
Gas Natural (**)	9	4	309	0	322	92	414	**65,3%**
Metanol	0	0	0	0	0	0	0	**0%**
Leña y Biomasa	0	0	41	0	41	0	41	**8,3 %**
Eólica	0	0	0	0	0	0	0	**0%**
Solar	0	0	0	0	0	0	0	**0%**
Biogás	0	0	0	0	0	0	0	**0%**
Total	**107**	**9**	**371**	**6**	**493**	**109**	**602**	**100%**

Fuente: Elaboración Propia, CERE (2014)

2.8.9 Comuna de Torres del Payne

La comuna de Torres del Payne es la principal comuna turística de la región, ya que en su interior se encuentra el Parque Nacional Torres del Paine. Por esta razón, comparativamente con otras comunas rurales de Magallanes, Torres de Payne posee una buena dotación empresarial turística, concentrada en Cerro Castillo y Rio Serrano. Uno de los energéticos más consumidos en la comuna es la biomasa (leña) junto con el GLP, los cuales son la base para el desarrollo turístico y hotelero. El consumo anual de GLP para el año 2013 en la comuna estuvo sobre las 460 Ton (GLP). El recurso leña, se genera para las zonas rurales de la comuna, principalmente para su uso en calefacción o generación de energía térmica en Hoteles (calderas a leña). La I. Municipalidad de Torres del Payne, posee información de la producción de leña por tacos en la localidad de Cerro Castillo, en base a la demanda, correspondiente a una producción anual de **5.619 m^3** de leña. Además el sector turístico también consume diésel para la generación de energía eléctrica. A continuación en la Tabla 2.8.9 se detalla el consumo energético de la comuna de Torres del Payne. ***(ANEXO B.9)***

Tabla 2.8.9 - Consumo de Energía por energético – Comuna Torres del Payne

Consumo Sectorial Año 2013	**Sector Transporte**	**Sector I y M**	**Sector CPR**	**Sector Energético**	**Consumo Final**	**Consumo CTR**	**Consumo Total**	**%**
(Tera Calorías)								
Diésel	0	0	0	0	0	11	11	**24,6%**
Gasolina de Motor	0	0	0	0	0	0	0	**0%**
Kerosene	0	0	0	0	0	0	0	**0%**
Gas Licuado	0	0	6	0	6	0	6	**12,2%**
Gasolina Aviación	0	0	0	0	0	0	0	**0%**
Kerosene Aviación	0	0	0	0	0	0	0	**0%**
Nafta	0	0	0	0	0	0	0	**0%**
Electricidad	0	0	1	0	1	0	1	**1,2%**
Carbón (**)	0	0	0	0	0	0	0	**0%**
Gas Natural (**)	0	0	0	0	0	0	0	**0%**
Metanol	0	0	0	0	0	0	0	**0%**
Leña y Biomasa	0	0	28	0	28	0	28	**62,0%**
Eólica	0	0	0	0	0	0	0	**0%**
Solar	0	0	0	0	0	0	0	**0%**
Biogás	0	0	0	0	0	0	0	**0%**
Total	**0**	**0**	**35**	**0**	**29**	**11**	**46**	**100%**

Fuente: Elaboración Propia, CERE (2014)

2.8.10 Comuna de Cabo de Hornos

El principal centro poblado de la comuna es la ciudad de Puerto Williams, que actúa como capital comunal. El acceso a esta comuna es por vía aérea y marítima. Al ser una comuna de difícil acceso, la generación de energía eléctrica es a través de generadores a diésel, pertenecientes a la empresa EDELMAG, con una potencia instalada de 2,148 MW. Para la demanda térmica se consideran dos energéticos importantes a saber, uno es el recurso leña el cual para el año 2013 registró un consumo mayor a 6.236,5 m^3, y el otro es el gas licuado de petróleo (GLP) con un consumo de 460 Ton para el 2013.

Para efectos del Balance Comunal, en la Figura 2.8.7, se muestran gráficamente los porcentajes del consumo final de energía por sector. (***ANEXO B.10***)

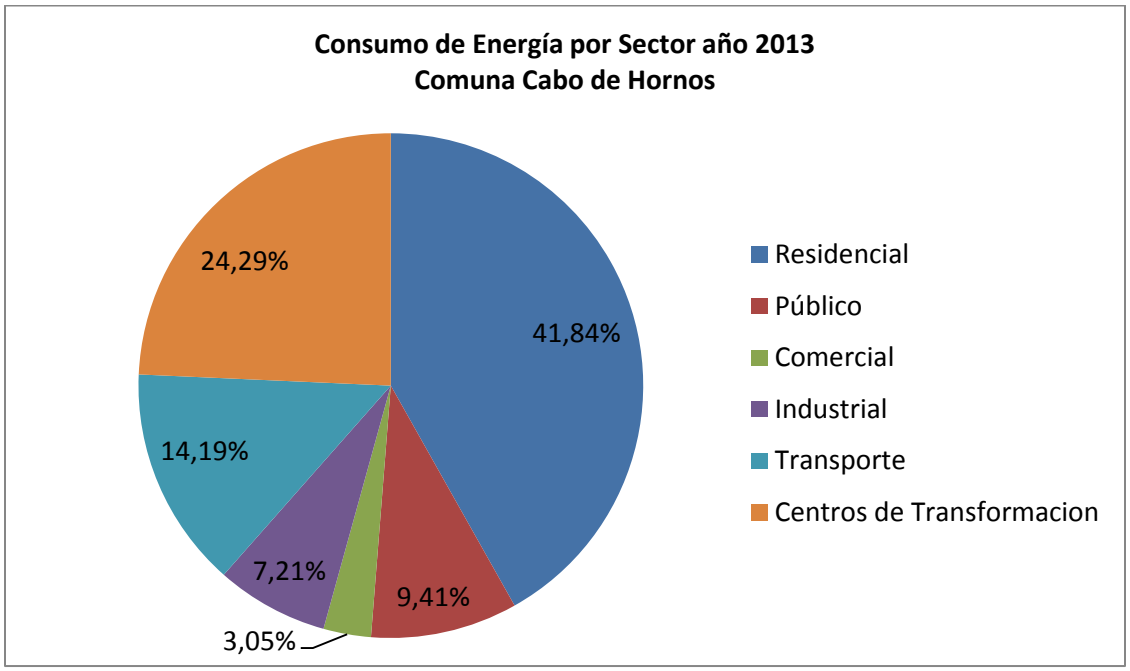


Figura 2.8.7 – Consumo de energía por Sector año 2013, comuna Cabo de Hornos
Fuente: Elaboración Propia, CERE (2014)

De acuerdo a la gráfica de los datos de consumo de energía en la comuna, podemos establecer que el mayor consumidor de energía es el sector residencial, seguido del centro de transformación de generación eléctrica a diésel de EDELMAG S.A, el cual abastece de energía eléctrica a todos los sectores urbanos. Los otros sectores, se distribuyen el 34% restante de la demanda en el siguiente orden: transporte, público, industrial y finalmente, con un mínimo porcentaje de participación, el sector comercial. A continuación en la Tabla 2.8.10, se detalla el consumo energético de la comuna de Cabo de Hornos.

Tabla 2.8.10 - Consumo de Energía por energético – Comuna de Cabo de Hornos

Consumo Sectorial Año 2013	**Sector Transporte**	**Sector I y M**	**Sector CPR**	**Sector Energético**	**Consumo Final**	**Consumo CTR**	**Consumo Total**	**%**
(Tera Calorías)								
Diésel	5	0	0	0	5	9	14	**16,1%**
Gasolina de Motor	1	0	0	0	1	0	1	**3,2%**
Kerosene	0	0	0	0	0	0	0	**0%**
Gas Licuado	0	0	6	0	6	0	6	**19,4%**
Gasolina Aviación	0	0	0	0	0	0	0	**0%**
Kerosene Aviación	0	0	0	0	0	0	0	**0%**
Nafta	0	0	0	0	0	0	0	**0%**
Electricidad	0	0	4	0	4	0	4	**12,9%**
Carbón (**)	0	0	0	0	0	0	0	**0,0%**
Gas Natural (**)	0	0	0	0	0	0	0	**0,0%**
Metanol	0	0	0	0	0	0	0	**0,0%**
Leña y Biomasa	0	1	14	0	15	0	15	**48,4%**
Eólica	0	0	0	0	0	0	0	**0%**
Solar	0	0	0	0	0	0	0	**0%**
Biogás	0	0	0	0	0	0	0	**0%**
Total	**6**	**1**	**24**	**0**	**31**	**9**	**40**	**100%**

Fuente: Elaboración Propia, CERE (2014)

2.8.11 Comuna Antártica

El territorio chileno Antártico posee instalaciones de diversas Bases Antárticas, pertenecientes a las ramas del Ministerio de Defensa tales como: Fuerza Aérea, Ejército y Armada de Chile, y otras instituciones fiscales civiles como el Instituto Antártico Chileno (INACH), dependiente del Ministerio de Relaciones Exteriores, y la Dirección General de Aeronáutica Civil (DGAC), que controla la pista aérea en Base Frei. Además de lo anterior, la Armada de Chile posee una Capitanía de Puerto en Bahía Fildes. Dada la escasa información existente para la Comuna Antártica, no es posible determinar el Balance Energético Comunal 2013, puesto que la información disponible tiene relación principalmente con la potencia instalada, y algunos consumos de Diésel Antártico.

3. Disponibilidad de Recursos

3.1 Hidrocarburos

La Cuenca de Magallanes, zona geológica compartida por los países de Argentina y Chile, ha producido en el sector chileno más de 500 millones de barriles de petróleo y más de 10 TCF de gas natural, desde los inicios de la explotación en la región. Hasta la fecha, es la única región de Chile en la que la explotación de hidrocarburos ha sido comercialmente viable.

Hasta la década pasada todos los esfuerzos exploratorios y de explotación de recursos se realizaron en los yacimientos convencionales, los que actualmente se encuentran bastante explotados. Sin embargo, la Cuenca de Magallanes tiene un importante potencial de recursos de hidrocarburos no convencionales, que se ha ido confirmando en el último tiempo. Durante la presente década, ENAP inició el estudio de los recursos no convencionales de la Cuenca de Magallanes. Estos esfuerzos se concentran en yacimientos del tipo "tight gas" en la zona glauconítica (ZG), obteniéndose a la fecha una producción del 20% de gas, respecto del total que produce ENAP en Magallanes.

3.1.1 Gas Natural

El Gas Natural de uso comercial es una mezcla de hidrocarburos livianos, compuesto fundamentalmente de metano, alrededor de un 90% y etano, de un 5%, aunque estos valores pueden variar de un yacimiento a otro. Se encuentra en los yacimientos solo y/o en conjunto con petróleo y/o agua. Actualmente en Magallanes, se tiene mayoritariamente gas libre. Este energético posee una elevada demanda a nivel mundial por su disponibilidad, costo y factibilidad de uso, coincidiendo con el energético (fósil) que emite menos CO_2 por unidad de energía. Desde los años 60, la Región de Magallanes ha sido abastecida con gas proveniente de la explotación de yacimientos existentes tanto en continente, isla Tierra del Fuego y costa afuera. Sin embargo, la producción de gas natural viene declinando de manera sistemática en los últimos años, efecto que se puede ver en la Figura 3.1.1, donde se presenta la información de producción anual de gas natural en la Región de Magallanes. En esta información, está contenida tanto la producción de gas natural de ENAP, como la de los diferentes operadores de contratos CEOP que se encuentran en producción de gas natural en la Región de Magallanes, tal como se muestra en la Tabla 3.1.1. Los datos 2013 y 2014 se explican en parte por la menor demanda de METHANEX S.A. debido a la paralización total de sus plantas en el período otoño-invierno, lo que llevó a la oferta a ajustarse a la demanda.

Tabla 3.1.1 – Producción de Gas Natural Anual

Año	Producción Gas Natural (MMm^3)
2007	2.116,10
2008	2.042,00
2009	1.988,70
2010	1.830,50
2011	1.530,00
2012	1.259,00
2013	971,70
2014	937,90

Fuente: Ministerio Energía[13]

Los resultados obtenidos por ENAP en el Proyecto Arenal, han establecido el potencial productivo del play tight gas, alcanzando valores de producción estables diarios de 500.000 m^3/d sólo de dicho play. La puesta en servicio de los pozos perforados durante el año 2015, en la modalidad de pad drilling, permitirá duplicar este valor según ENAP[14].

La tasa de éxito de los pozos perforados por ENAP, permite una reserva acumulada por pozo de 32 MMm^3. El pozo tipo promedio, basado en modelos de simulación, responde a un comportamiento típico de tight gas con declinación hiperbólica.

El cumplimiento del rol que el Estado le ha asignado a ENAP, en el desarrollo de la exploración y explotación de hidrocarburos en la Cuenca de Magallanes, hace que las inversiones comprometidas superen los 300 MMUS$ anuales en promedio hasta el año 2020, las que permitirán la perforación de 30 pozos por año, con lo cual se asegura abastecer la demanda de gas de la Región, proyección que se muestra en la Figura 3.1.1. La inversión indicada por ENAP considera la perforación, fractura, reforzamiento de la infraestructura de procesamiento y transporte.

[13] *Boletín de Producción petróleo y gas, Diciembre 2014.*
[14] *Presentación Gerencia de ENAP Magallanes, 6 de Mayo 2015.*

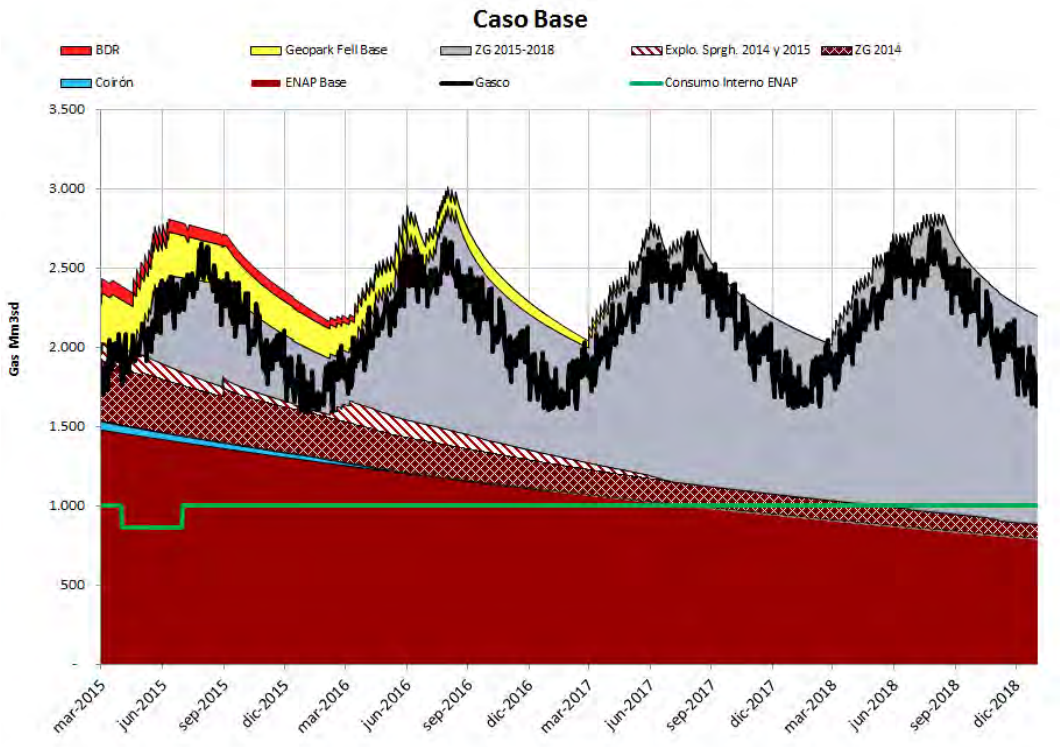


Figura 3.1.1 Proyecciones Producción de Gas Natural en la Cuenca de Magallanes
Fuente: ENAP[15]

La Figura 3.1.1, considera un crecimiento de la demanda de 2% anual, una declinación de la producción base de los yacimientos de gas de acuerdo a la tendencia histórica, un consumo interno de ENAP del orden de 1 MMm^3/d, perforar y poner en producción una cantidad de pozos ZG para satisfacer la demanda de la distribuidora GASCO S.A.

El proyecto Arenal corresponde a las actividades de exploración y explotación sólo en un área geográfica de Tierra del Fuego, de 1.292 km^2, con un recurso estimado de 0,3 TCF.

La formación ZG se encuentra presente en toda la Cuenca extendiéndose tanto en el área insular como continental, lo que permite estimar recursos cercanos a 3,5 TCF.

Existen además en la Cuenca otras formaciones tales como: Springhill convencional, Springhill tight gas, terciario, tobífera y shale gas que suman recursos adicionales a los 3,5 TCF de la zona glauconítica.

[15] *Presentación Gerencia de ENAP Magallanes, 6 de Mayo 2015.*

Los esfuerzos que hoy está desarrollando Enap, se orientan a producir los volúmenes necesarios para satisfacer la demanda de la Región, considerando su proyección futura y a costos de producción menores a los actuales.

De acuerdo a las estimaciones de demanda para los años futuros, y en función de los resultados obtenidos en el proyecto Arenal, se considera la perforación de 30 pozos por año durante los próximos 20 años. Incrementos de la demanda por sobre las estimaciones actuales, se cubren con la perforación de un mayor número de pozos, estimativamente a razón de un pozo adicional cada tres años.

Todo lo anterior, permitiría asegurar para los próximos años la disponibilidad de recursos de gas natural suficientes para sustentar la demanda de la Región[16].

3.1.2 Petróleo Crudo

En la Tabla 3.1.2, se puede observar la producción histórica de petróleo crudo y condensado, entre los años 2007 al 2014. Como se puede observar, la producción en los últimos años ha ido en aumento. El aporte de los CEOP en la producción de petróleo ha sido importante, así en los años 2013 y 2014, la producción de la empresa GEOPARK, llegó aproximadamente a 266,8 y 221,3 Mm^3, respectivamente.

Tabla 3.1.2 – Producción de Petróleo y Condensado Anual

Año	Petróleo
	Mm^3
2007	153,00
2008	169,40
2009	217,70
2010	259,40
2011	278,60
2012	364,20
2013	403,60
2014	396.90

Fuente: Ministerio Energía[17]

Sin embargo, es importante mencionar que este energético no contribuye directamente ni a la matriz eléctrica, ni a la matriz térmica de la Región. Una parte de esta producción es procesada en

[16] *Presentación Gerencia de ENAP Magallanes, 6 de Mayo 2015.*
[17] *Boletín de Producción petróleo y gas, Diciembre 2014.*

la Planta de San Gregorio, donde se obtienen combustibles líquidos usados mayoritariamente por el transporte, y el remanente se envía a las refinerías del norte del país para su procesamiento.

En Taller de Expertos de Hidrocarburos, realizados en el contexto del presente trabajo, estuvieron presentes representantes de casi todos los CEOP, donde se manifestó que el interés de invertir en la explotación de petróleo crudo en la Región, es la oportunidad de negocio, siempre presente, con este recurso energético.

3.1.3 Reservas Probadas de Gas y Petróleo Crudo

Tanto ENAP, como geólogos expertos en la materia, señalan que cuantificar hoy día las reservas de gas natural en la Cuenca de Magallanes resulta del todo complejo. En la actualidad, alrededor de 130 pozos productores se encargan de alimentar los gaseoductos de la Región.[18]

En la Figura 3.1.2 se muestran los pozos perforados hasta el año 2014 en los diferentes sectores de la cuenca, donde se puede apreciar que al final de los noventa y principios del 2000 se realizaron relativamente pocas perforaciones. Sin embargo, a partir del año 2003 se reactivó la exploración de hidrocarburos para lo cual se realizaron campañas sísmicas empleando la tecnología de 3D.

El primer proyecto de gran envergadura fue una nueva exploración en Lago Mercedes, cuya perforación se llevó a cabo el año 2006. Cabe consignar que los pozos perforados hasta el 2011 reflejan los esfuerzos realizados para la búsqueda de petróleo, en cambio para los años 2012 a 2014, se refleja en los pozos perforados los esfuerzos de la ENAP en la búsqueda de gas no convencional. El detalle sobre la situación actual de las exploraciones, se encuentra en ***ANEXO D***, Tabla D.1.3.

[18] *Reunión y exposición de ENAP a UMAG, (Dic. 2014)*

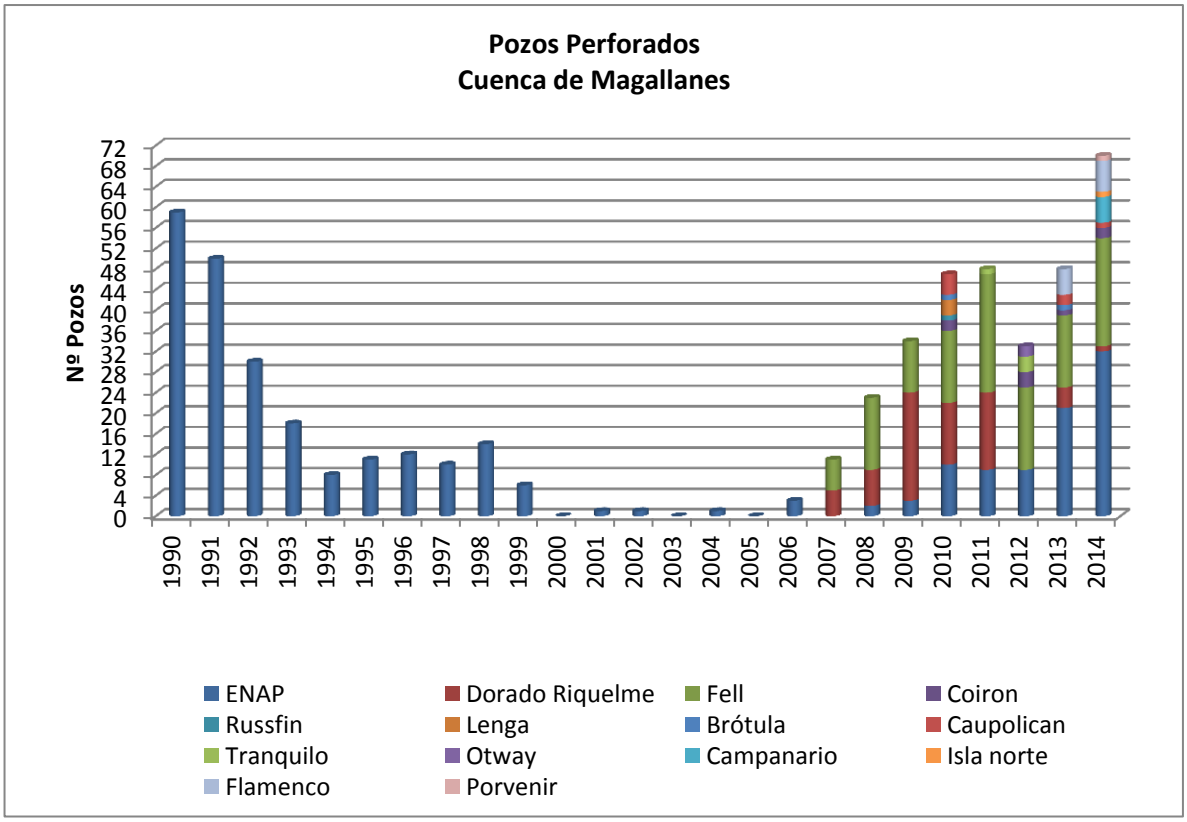


Figura 3.1.2 – Pozos perforados en la Cuenca de Magallanes

Fuente: Elaboración propia CERE (2015)

Se han utilizado a lo largo de los años, diferentes sistemas para clasificar las reservas tanto de gas natural como de petróleo, sin embargo, las definiciones más usadas provienen del Sistema de Gestión de Recursos Petrolíferos de la Sociedad de Ingenieros de Petróleo de los Estados Unidos (SPE por su nombre en inglés).

Los cálculos de reservas tienen una gran influencia en la valoración para las empresas de exploración y producción. La certificación de reservas requiere de la participación de una empresa de prestigio internacional, independiente del productor.

A continuación en las Tablas 3.1.3 y 3.1.4, se muestran las reservas probadas en Chile de gas natural y petróleo, respectivamente, informadas por el Ministerio de Energía, y en la Tabla 3.1.5, se presenta la información correspondiente a las reservas de hidrocarburos probadas desarrolladas y no desarrolladas por ENAP, al 31 de Diciembre del 2014.

Tabla 3.1.3 - Reservas Probadas de Gas Natural en Magallanes

Sector	2010 (MMm^3)	2011 (MMm^3)	2012 (MMm^3)	2013 (MMm^3)
Isla	4.547,8	4.345,7	3.975,3	5.271,6
Continente	5.670,5	4.788,2	4.147,1	3.075,9
Costa Afuera	941,8	847,1	767,9	655,6
Total	**11.160,2**	**9.981,0**	**8.890,3**	**9.003,2**

Fuente: Ministerio de Energía (2014)

Tabla 3.1.4 - Reservas Probadas de Petróleo en Magallanes

Sector	2010 (Mm^3)	2011 (Mm^3)	2012 (Mm^3)	2013 (Mm^3)
Isla	419,7	396,2	361,4	537,8
Continente	762,6	1.118,1	1.044,1	1.021,7
Costa Afuera	395,4	357,9	328,0	301,7
Total	**1.577,7**	**1.872,2**	**1.733,5**	**1.861,3**

Fuente: Ministerio de Energía (2014)

Tabla 3.1.5 - Reservas de Hidrocarburos de ENAP en Magallanes

Reservas Probadas al 31 de Diciembre de 2014	Petróleo y Condensados (Mm^3)	Gas Natural (MMm^3)
Probadas Desarrolladas (PD)	584,3	3.870,9
Probadas No Desarrolladas (PND)	388,5	3.732,8
PD + PND	**972,9**	**7.603,7**

Fuente: ENAP[19] (2015)

Se aprecia de la tabla anterior, que debido al trabajo realizado a la fecha en la ZG de Arenales, la situación de las reservas de gas natural está cambiando, dado que al 30 de junio de 2013, las reservas certificadas en ZG Arenal eran de 2.481 MMm^3. Para la nueva certificación de reservas que la ENAP realizará en este año 2015, ENAP[20] estima que las reservas en ZG Arenal podrían estar en un rango entre 5.000 y 10.000 MMm^3.

[19] *Minuta ENAP 27.01.15 Respuesta a Consultas UMAG.*
[20] *Presentación Gerencia de ENAP Magallanes, 6 de Mayo 2015.*

Para ponderar adecuadamente la disponibilidad de estas reservas de gas natural, es necesario incorporar en el análisis los conceptos de: (a) capacidad productiva y (b) variabilidad de la demanda de gas por efectos estacionales.

a. Capacidad productiva

Es necesario considerar que los pozos productores de gas en los yacimientos de ENAP, actualmente en explotación en Magallanes, tienen como característica una capacidad conjunta de producción diaria que bordea los 2 MMm^3s/d, lo cual acota la capacidad de entrega de gas al mercado regional.

A lo anterior, se agrega que esta producción de gas natural, antes de su venta, requiere de una serie de procesos previos que consumen energía. A modo de ejemplo, en la medida que los yacimientos disminuyen su presión de fondo se hace necesaria la instalación de equipos compresores, los cuales son accionados por motores de combustión interna que utilizan gas natural como combustible.

Estos procesos y otros inherentes a la industria de los hidrocarburos, hacen que un porcentaje importante de la producción de gas de ENAP sea utilizada en forma interna como combustible en la etapa de producción, acondicionamiento y transporte del gas natural hasta los centros de distribución. Al presente, este consumo interno alcanza aproximadamente el 50% de la producción de gas natural de ENAP en Magallanes, lo cual impacta significativamente la disponibilidad efectiva de gas, y exige a la ENAP mantener en promedio una producción diaria de gas natural sobre los 2,1 MMm^3 para asegurar la demanda de la distribuidora GASCO S.A.

ENAP [21], ha indicado que gracias a un programa de eficiencia energética a establecer prontamente, se espera mantener los consumos internos en 1 MMm^3/d.

b. Variabilidad de la demanda

Por otra parte, es necesario considerar que el consumo de gas natural domiciliario en Magallanes presenta un marcado efecto estacional. Durante el período de invierno esta demanda llega a triplicar la demanda en período de verano.

La situación de estacionalidad antes señalada se maneja operativamente, por parte de los productores de gas natural, con una debida programación de entrada de los nuevos pozos perforados de manera de atender los incrementos de la demanda en otoño e invierno.

3.1.4 Contratos Especiales de Operación

[21] *Presentación Gerencia de ENAP Magallanes, 6 de Mayo 2015.*

En la Figura 3.1.3, se muestra el estado actual de los CEOP, donde se representan los bloques con actividades de exploración y algunos con explotación, divididos por comunas, representadas por las líneas verdes y grises, donde se aprecia que los bloques están concentrados en las comunas de San Gregorio, por el lado del continente, y las 3 comunas de la Isla de Tierra del Fuego: Primavera, Porvenir y Timaukel. En ***Anexo D,*** se puede ver detalle histórico y de los avances de los CEOP.

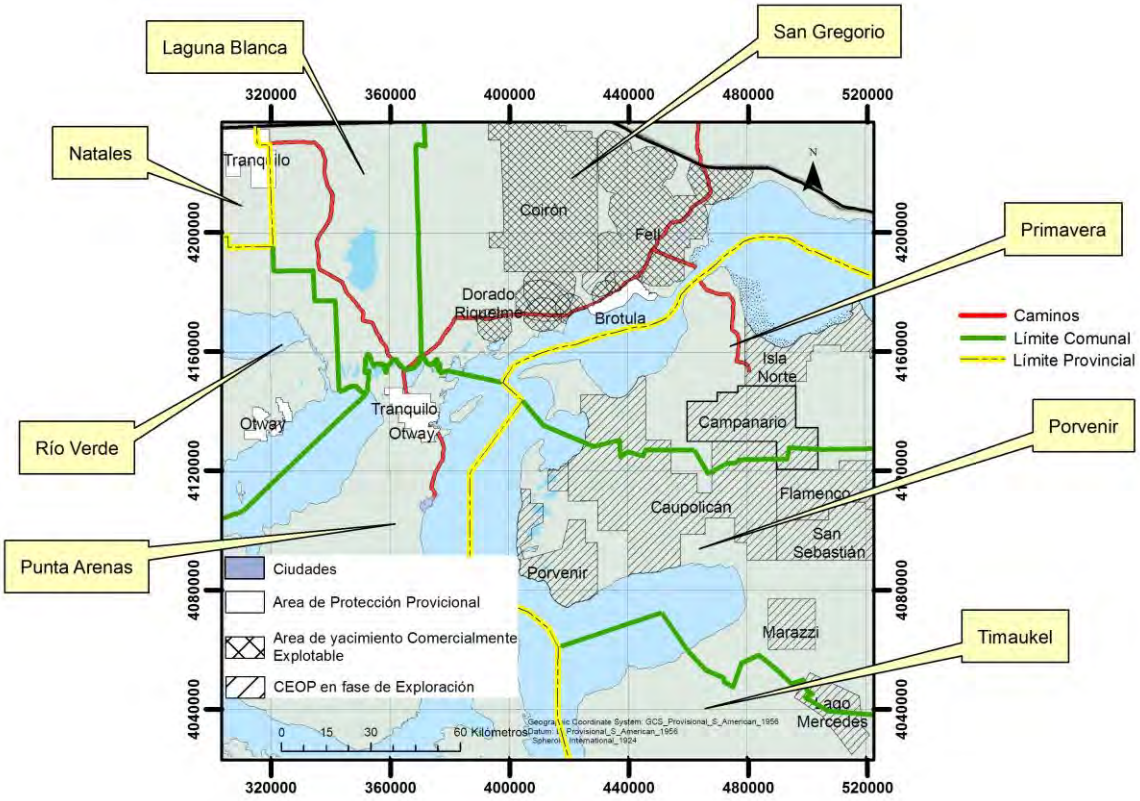


Figura 3.1.3 – Bloques Contratos Especiales de Operación Petrolera (CEOP) en Magallanes
Fuente: Ministerio de Energía (2014)

Los CEOP también aportan a la producción de petróleo y gas natural. De hecho en los años pasados, ENAP ha adquirido gas de los CEOP para el suministro de la demanda de GASCO S.A. La producción de los CEOP se observa en la Tabla 3.1.6.

Tabla 3.1.6 – Producción de Petróleo y Gas Natural Anual

Año	Gas Natural MMm^3	Petróleo Mm^3
2007	103,81	4,98
2008	213,82	15,92
2009	406,64	69,11
2010	598,55	118,51
2011	477,88	146,10
2012	341,57	237,13
2013	251,57	267,72
2014	264,44	223,17

Fuente: Ministerio Energía (2015)

3.2 Carbón

El carbón ha estado relacionado con el desarrollo de la Región desde sus inicios. En 1869 la primera extracción comercial abastecería desde "Mina Loreto" a la naciente ciudad de Punta Arenas. En 1907 se descubren, mina Pecket en la península de Brunswick y mina Magdalena en Isla Riesco. En 1914 operaban, mina Elena y mina Josefina en Isla Riesco como además mina Marta al norte del seno Skyring. Gran parte de la producción era exportada a Argentina pero una vez que entró en operación el mineral de Rio Turbio (1950), estas minas dejaron de operar.

Entre los años 1954 y 1963 se realizaron las primeras prospecciones de reservas de carbón en la Región de Magallanes, arrojando cifras entre 4.736 y 5.400 MM Ton de carbón como reservas posibles[22]. Estas reservas posibles, que se encuentran en la formación Loreto, su estimación en calidad y tamaño, como es la práctica común en extensiones no exploradas, se basan en evidencias geológicas y en proyecciones.

Estudios posteriores, estiman en 3.600 MM Ton de reservas recuperables de carbón en la región[23]. Los sondajes se realizan hasta alcanzar la formación Leñadura que corresponde a una formación más antigua que la formación Loreto. La potencia de los mantos varía entre 0,6 a 12 metros y los números de los mantos entre 1 a 9.

En 1974 se encargó a ENAP desarrollar un programa de prospección de carbones, posteriormente en el año 1976, dicha responsabilidad fue traspasada a CORFO. A partir de la información obtenida por el desarrollo de 41 sondajes en la Península de Brunswick, se estudió de una manera sistemática el sector conocido como Pecket. Se determinó que el sector presenta una estructura sinclinal cerrada y ligeramente asimétrico, con inclinaciones medias entre los 5° y 10°. En el sector

[22] *Barwick J. (1954) y González E. (1963)*
[23] *Wenzel O., (1969)*

se identificaron 13 mantos entre la superficie y una profundidad media de 260 metros bajo el nivel del mar.

Las reservas totales posibles serían del orden de 1.000 a 1.500 MM Ton. Al considerar solamente los mantos con espesores superiores a 1 m, se determinó que en el sector de Pecket existirían reservas probables de 285 MM Ton y reservas probadas de 115 MM Ton. En este mismo programa de prospección ENAP-CORFO, hasta el año 1981, realizaron 32 sondajes en el sector de Isla Riesco. A partir de los estudios geológicos se determinó que las reservas posibles en el sector de Isla Riesco serían de 3.200 a 3.250 MM Ton. En el sector norte de la mina se identificaron 7 mantos con un pozo que totalizó 15 m de carbón. En el sector sur se identificaron 8 mantos de carbón con un pozo que totalizó 31 m de espesor de carbón. El análisis de toda esta información permitió inferir que las reservas en el sector sur (MINA INVIERNO) son de 402 MM Ton de carbón como reserva probables y de 268 MM Ton de carbón como reservas probadas.

Además, durante el año 1977 se desarrollaron en el sector de Dorotea, Puerto Natales, una prospección con un total de 9 sondajes. Esto permitió inferir reservas posibles de 500 a 700 MM Ton de carbón, las que una vez analizadas, permiten indicar como reserva probable la cifra de 85 MM Ton. La diferencia con respecto a los análisis anteriores es que este tipo de carbón, ubicado en el sector de Dorotea, corresponde al tipo sub bituminoso.

En la publicación Energía (1979-1990), Juan Pedrals informa de valores de reservas posibles y probables, y de acuerdo a diferentes fuentes bibliográficas se podría resumir en la Tabla 3.2.1, lo siguiente:

Tabla 3.2.1 - Principales Referencias sobre Reservas de Carbón en la Región de Magallanes

Reservas Posibles	
Península de Brunswick 1.115 millones de toneladas	Wenzel y González 1972
Sector de Isla Riesco 3.220 millones de toneladas	Wenzel y González 1972
Sector de Rubens 515 millones de toneladas	Wenzel y González 1972
Reservas Probables	
Península de Brunswick (Pecket) 300 Millones de Toneladas	CORFO 1978
Isla Riesco (Estancia Invierno) 600 Millones de Toneladas	CCS- CORFO 1980
Natales (Dorotea) 25 Millones de Toneladas	CORFO 1980
Reservas Probadas	
Isla Riesco (Mina Invierno) 73 Millones de Toneladas	EIA 2008
Península de Brunswick (Pecket) 116 Millones de Toneladas	CCS – CORFO 1981
Península de Brunswick (Pecket) 30 Millones de Toneladas	ICV 2014

Fuente: Elaboración Propia, CERE (2014)

Nota: Se debe tener cuidado de no sumar mecánicamente esta información, ya que al ser de distintas fuentes y de diversas épocas, pueden unas contener a la otra como en el caso de las reservas probadas de Pecket.

En la Figura 3.2.1, se muestra la ubicación de las principales reservas de carbón.

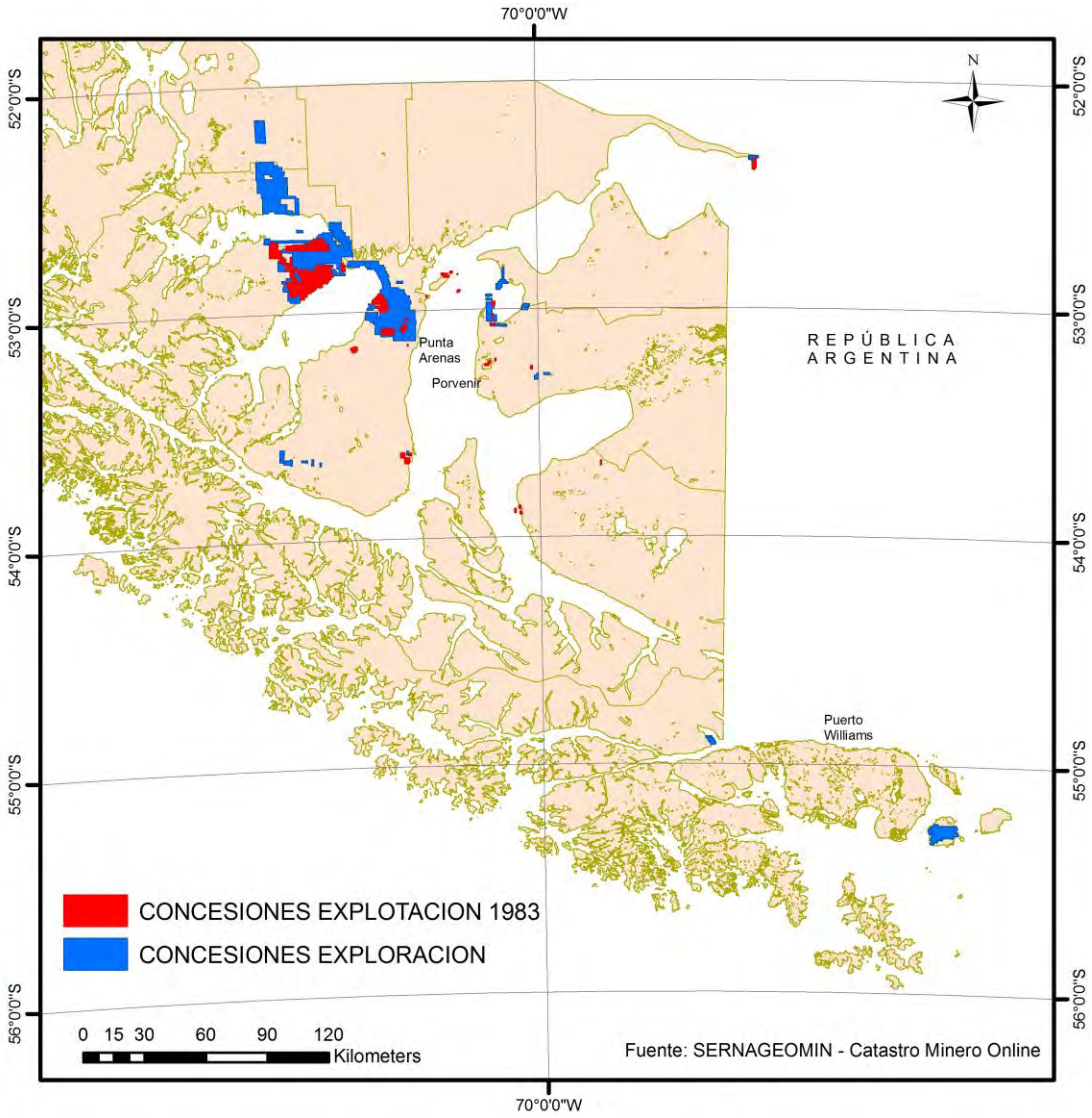


Figura 3.2.1 - Ubicación principales reservas de carbón

Fuente: Elaboración Propia, CERE (2014)

Con relación a los permisos y de acuerdo a la información entregada por la Seremi de Minería, las concesiones de exploración constituidas con respecto a minerales de carbón se pueden resumir como:

Minera de Carbones del Sur Ltda. cuyas concesiones se encuentran en la comuna de Natales y comuna de Rio Verde, específicamente en el sector de Rio Rubens, Puerto Natales y Rio Pérez. Carbones del Sur es una filial de Andean Coal Pty Ltd. (99,99%) y que de acuerdo al reporte de actividades de junio del 2014, la australiana Equus Mining (ASX: EQE) accede al 51% de Andean Coal Pty Ltd.

Antofagasta Minerals S.A. que ha constituido concesiones de exploración en la comuna de Natales y en la Comuna de Rio Verde. Solicitó 116.000 Ha de una franja norte – sur desde Puerto Natales hasta Cabo Negro. La franja se sitúa al este de los afloramientos de carbón, conocidos como los de Diana, Rubens y mina Pecket.

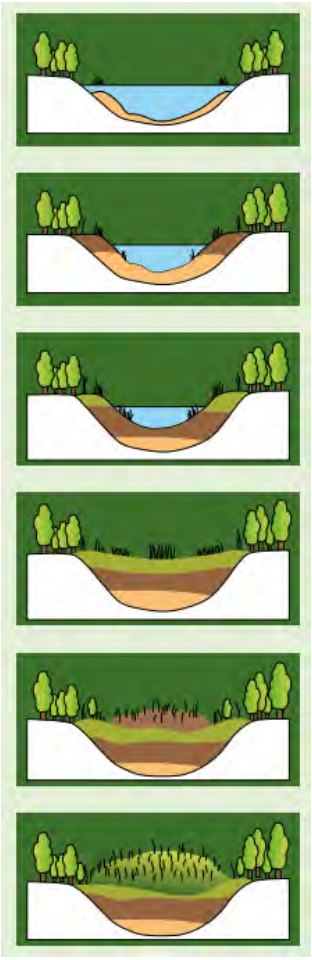
Chabunco S. A. cuyas concesiones se encuentran en las comunas de Río Verde y de Punta Arenas. Esta empresa del holding ICV S.A. recientemente inició actividades exploratorias en el sector de Rubens. Al mismo holding pertenece Ingesur S.A., que ha exportado recientemente el carbón en el sector de Pecket.

Sociedad Minera Isla Riesco S.A. cuyas concesiones se centralizan en la comuna de Rio Verde. Su principal actividad minera está en Mina Invierno en donde mantienen una explotación a rajo abierto de carbón.

3.3 Turba

La turba corresponde a un sedimento natural, constituido por materia orgánica y generado por la descomposición incompleta de restos vegetales, acumulados en un ambiente sin aire y saturado de agua tales como: pantanos, turberas o cenagales, de edad cuaternaria. En los depósitos del sur del país, los vegetales en descomposición son en su mayoría musgos del género *Sphangun*. El concepto de turbera se asigna a ecosistemas (humedales) integrados por una gran variedad de organismos (e.g.: plantas, hongos, líquenes, insectos, anfibios, aves y mamíferos), además representan un recurso económico de valor desconocido localmente, a excepción de la extracción de turba.

El proceso de formación de un turbal es como se muestra a continuación, en la figura 3.3.1.



El hielo derretido de los glaciares formó lagunas (11.500 años atrás).

Las plantas crecen alrededor de una laguna. Posteriormente mueren y se descomponen, acumulándose durante cientos de años.

Se comienza a rellenar lo que fue la laguna con materia orgánica, principalmente con restos vegetales (turba).

Miles de años después, el clima favoreció el crecimiento de árboles que murieron, descompusieron y se acumularon, aumentando la producción de turba.

Cambios climáticos generan una continua recolonización de plantas, donde adquiere importancia el musgo del género *Sphagnum sp.* y otras especies (situación actual en Magallanes).

Figura 3.3.1 - Proceso de formación de un turbal
Fuente: INIA (2014)

De acuerdo al Código de Minería (Ley N° 18.248, Art. 5to.), la turba se considera una sustancia fósil que puede ser concesionada. Por esta razón, estos ecosistemas se encuentran administrados por el Ministerio de Minería.

Los turbales juegan un importante rol en el balance hídrico, son grandes sumideros de carbono. Estos ecosistemas representan entre el 50% y 70% de los humedales del mundo. Su distribución mundial es altamente heterogénea concentrándose la mayor parte en el hemisferio norte, mientras que solo un 4% se ubica en América del Sur, principalmente en la Patagonia de Chile y Argentina. Los turbales en esta zona pertenecen al complejo Tundra Magallánica.

Los turbales en el sur de Chile se distribuyen desde la Región de Los Ríos hasta la Región de Magallanes. En esta última son abundantes y cubren el 17% del territorio regional. Las turberas en Magallanes se originaron después de la última glaciación (±11.500 años antes del presente), acumulando en su turba una historia paleobotánica. La especie vegetal estructuradora de los turbales de interés comercial es el musgo *Sphagnum magellanicum* el más abundante en una

comunidad característicamente productora de turba. En Chile estos ecosistemas han sido descritos vegetacionalmente, siendo escasos los estudios sobre aspectos como: hidrología, topografía y naturaleza fisicoquímica del suelo.

En la Figura 3.3.2 se muestra la distribución espacial de los sectores de la región donde se encuentra este recurso (en color amarillo oscuro), seguido de la Figura 3.3.3 en la que se muestran las zonas donde se han tomado muestras de los turbales para determinar sus características: físicas, química y biológicas, a traves de diferentes estudios.

En la industria, la turba se clasifica en tres tipos: rubia, negra y marrón, y su principal uso es como recurso agropecuario mezclándola con suelo para formar un sustrato que es utilizado en floricultura y en el cultivo de champiñones, en viveros, ya que debido a sus características puede retener hasta 20 veces su peso en agua. Además, tiene altos contenidos de carbono en su estructura. De estos tres tipos de turba, la turba negra se diferencia por ser un recurso minero y presenta las características de energético.

La alta demanda de turba ha provocado su explotación intensiva en el mundo y la búsqueda de nuevos lugares de extracción. Esto ha generado que empresas extranjeras y nacionales visualicen en el sur de Chile, una zona potencial de desarrollo. La explotación de la turba en Chile está poco desarrollada por lo que el manejo sustentable del recurso ha sido prácticamente inexplorado. Actualmente en la Región de Magallanes existen sólo 3 explotaciones activas, que comercializan sus productos en el norte del país, principalmente para fines hortícolas.

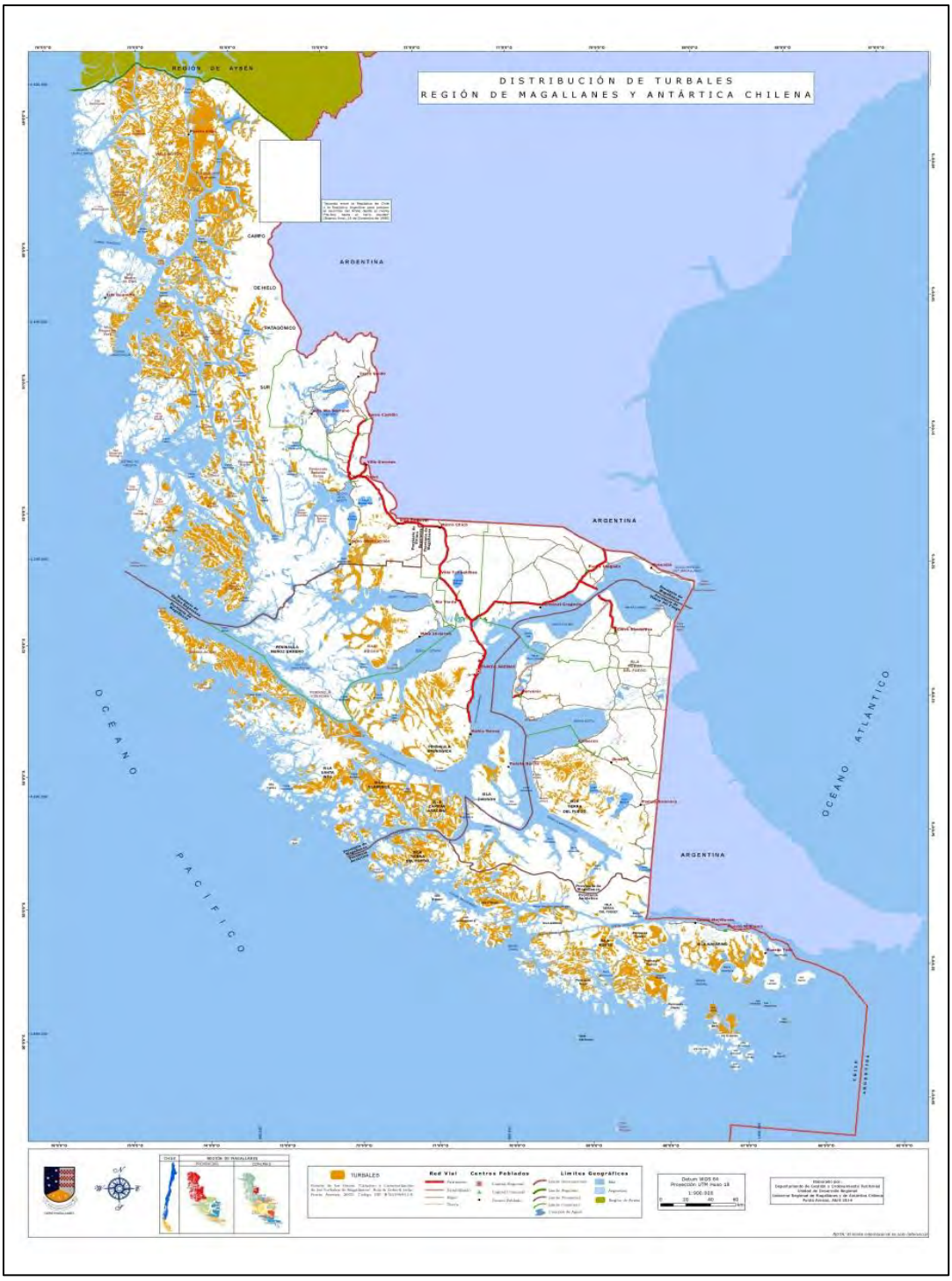


Figura 3.3.2 – Distribución de turbales en la Región.

Fuente: GORE MAGALLANES

Figura 3.3.3 – Zonas de turbales muestreadas en la Región.

Fuente: GORE MAGALLANES

Diversos estudios han sugerido que estos ecosistemas presentan atributos y cumplen funciones que benefician al medio ambiente, además se reconoce la existencia de un potencial interesante del recurso minero denominado turba negra, el que podría estimarse en 2.200 kcal/kg, con la existencia de 5 GTon en Magallanes, distribuidos territorialmente según lo que se puede observar en las figuras anteriores. Sin embargo, para aplicar un manejo eficiente del recurso, deben investigarse y evaluarse las tecnologías de extracción competitivas de mediana o gran escala, puesto que éstas hoy no están presentes en nuestro país, pues el recurso se extrae con fines de apoyo a actividades agrícolas y no con fines energéticos.

El Instituto de Investigaciones Agropecuarias (INIA), ha desarrollado en los últimos años, a través de varios proyectos financiados por el Gobierno Regional de Magallanes y Antártica Chilena, información relacionada con el manejo sustentable de este recurso, que ha puesto de manifiesto la necesidad de ir considerando este recurso bajo ciertas consideraciones de protección, existiendo una mesa nacional de trabajo para definir el futuro jurídico de este recurso (ODEPA, 2013).

En la Figura 3.3.4, se muestra la distribución de turbales en la Región, y su relación con áreas protegidas o de interés regional para protección. Como se puede apreciar una superficie importante de turbales se encuentra en terrenos que comprenden la Reserva de Biosfera del Cabo de Hornos en la Provincia Antártica y sur de Tierra del Fuego, en terrenos de la WCS (Wildlife Conservatión Society), organización conservacionista, en las Reservas de Magallanes y Parrillar (áreas protegidas administradas por CONAF).

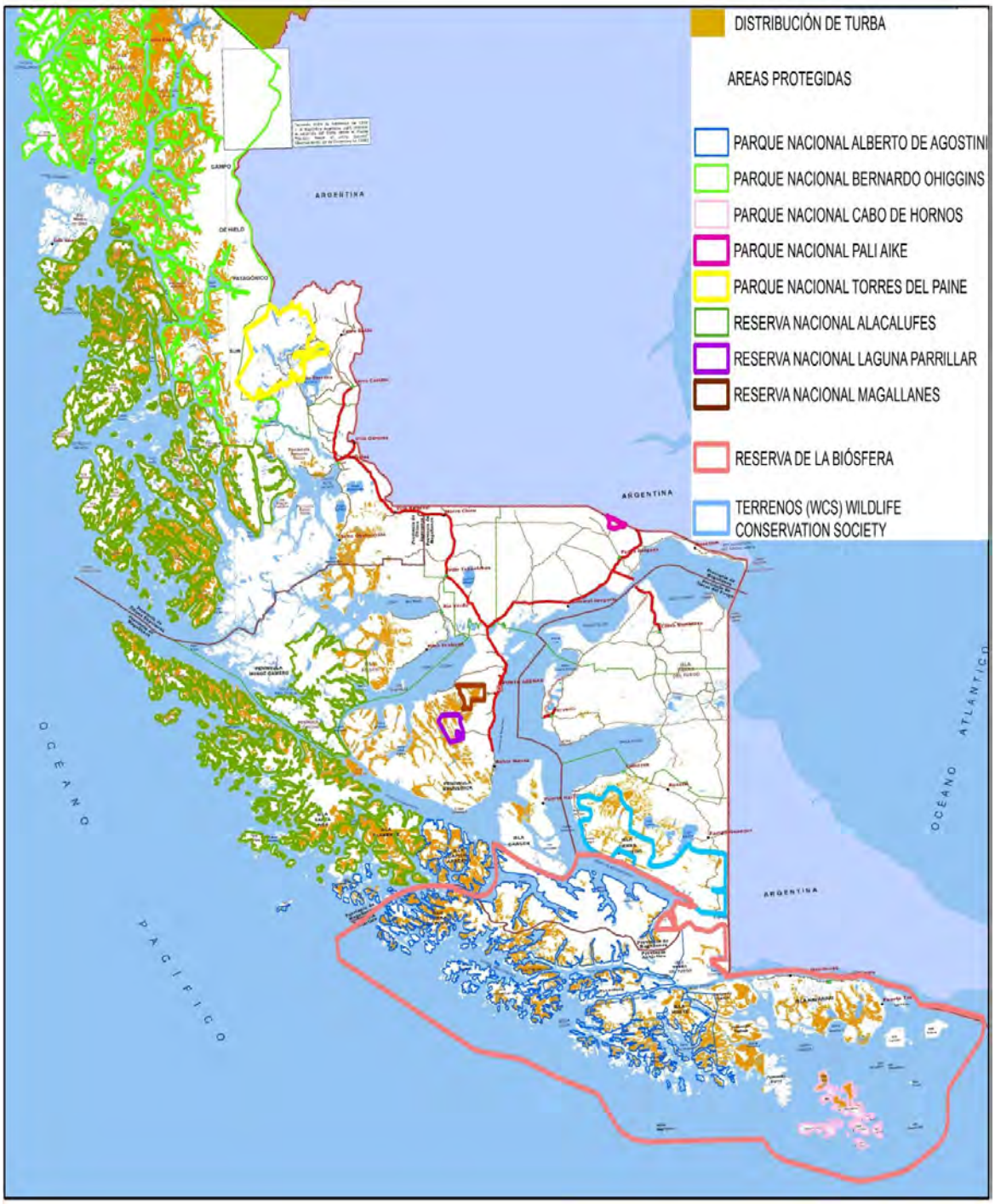


Figura 3.3.4 – Zonas de turbales en la Región de Magallanes y áreas Protegidas

Fuente: Elaboración Propia, CERE (2015)

3.4 Eólico

La energía eólica es una forma indirecta de la energía solar. El viento se origina por el desigual calentamiento de la superficie terrestre que por diferencia de temperaturas y presiones atmosféricas ocasiona el movimiento de las masas de aire. La energía cinética del viento puede transformarse en energía útil, tanto mecánica como eléctrica.

La energía eólica, transformada en energía mecánica, históricamente ha sido aprovechada en la molienda y para el bombeo de agua. En la Región de Magallanes tuvo su auge a comienzos del siglo XX, sin embargo su uso para la generación de electricidad es más reciente. A mediados de los 80, en respuesta a la crisis del petróleo de la década del 70 y a los impactos ambientales derivados del uso de combustibles fósiles, se inicia el desarrollo comercial de la primera generación de turbinas eólicas de 50 a 100 kW. A mediados de los 90, el tamaño más frecuente de los aerogeneradores es de 500/600 kW, evolucionando rápidamente a turbinas de más de 1 MW de potencia. En la actualidad, los mayores aerogeneradores comerciales son de 2 a 3 MW, con torres de más de 100m y diámetros de rotores de 80-100m. Los aerogeneradores comúnmente se instalan en conjunto, conformando los denominados parques eólicos.

3.4.1 Potencial Eólico

La medición de viento se realiza desde 1987 (Observatorio Meteorológico José Fagnano) en Punta Arenas. Posteriormente se sumaron diversas estaciones a lo largo de la región. Algunas de las estaciones meteorológicas en la ciudad de Punta Arenas se muestran a continuación:

- José Fagnano (Congregación Salesiana).
- Jorge Schythe (Instituto de la Patagonia).
- Pdte. Ibáñez a 20 km al norte de la ciudad (Fuerza Aérea de Chile).

En estas estaciones, la información está orientada principalmente para fines meteorológicos, y no para fines energéticos, ya que los registros de variables de velocidad de viento, no son los apropiados para calcular potencial eólico, ya que en su mayoría son estaciones que se encuentran instaladas a no más de 2 metros sobre el nivel del suelo.

También el Ministerio de Energía dispone de una base de datos de las Estaciones de Data Support Section, NCEP[24] en su mayoría son estaciones retiradas, pero que midieron por varios años, son datos de estaciones de medición existentes a esa fecha, principalmente de la Dirección Meteorológica de Chile, que no cumplen los estándares que actualmente se requieren para medir el recurso eólico y se logre financiamiento. Por ello se estima que para el desarrollo de un

[24] *National Center for Environmental Prediction*

proyecto eólico se debería instalar al menos una estación de medición en el lugar previsto con las exigencias propias de la industria de tal modo de caracterizar el recurso y que apoye al requerimiento de financiamiento de la banca. El Ministerio mantiene una plataforma con información de las Estaciones de Medición[25]disponibles.

Otra fuente de información es la contenida en el Explorador de Energía Eólica del Ministerio de Energía, el cual presenta un mapa eólico realizado a partir de simulaciones numéricas, usando el modelo WRF (Weather Research and Forecasting), versión 3.2. Dicho modelo fue aplicado con una resolución en la horizontal de 1 km, en la vertical de 10 metros, se simuló viento durante el año 2010 completo y en la Figura 3.4.1 se puede observar el mapa eólico generado mediante el modelo. Se puede acceder a esta herramienta y obtener mayor información en el sitio web del Ministerio y en el documento de Descripción y Manual de Uso[26].

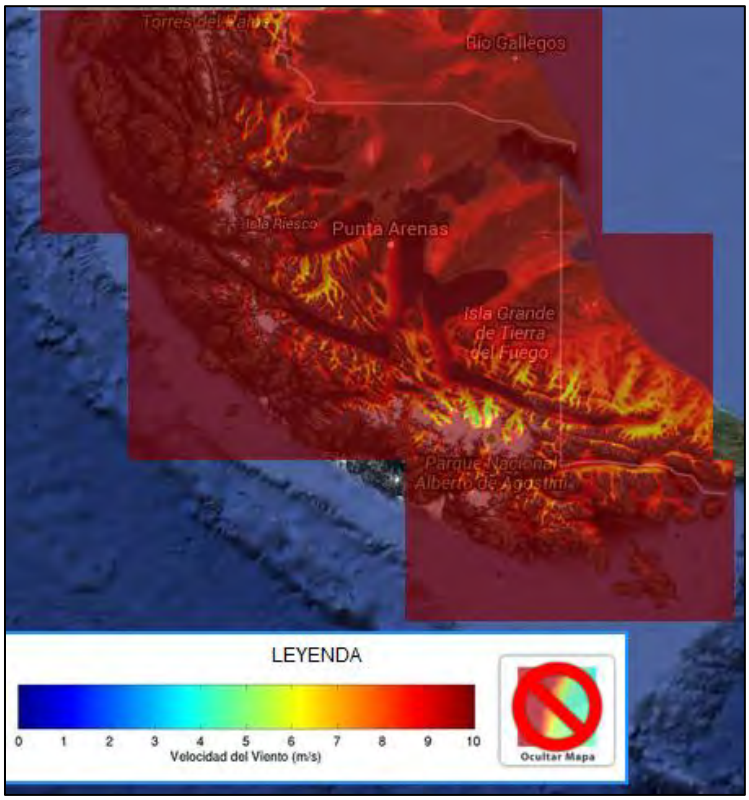


Figura 3.4.1- Mapa Eólico a 1km de resolución horizontal, generado mediante modelo Weather Research and Forecasting.

Fuente: Ministerio de Energía, Explorador de Energía Eólica.

[25] http://walker.dgf.uchile.cl/Mediciones/
[26] http://walker.dgf.uchile.cl/Explorador/Eolico2/

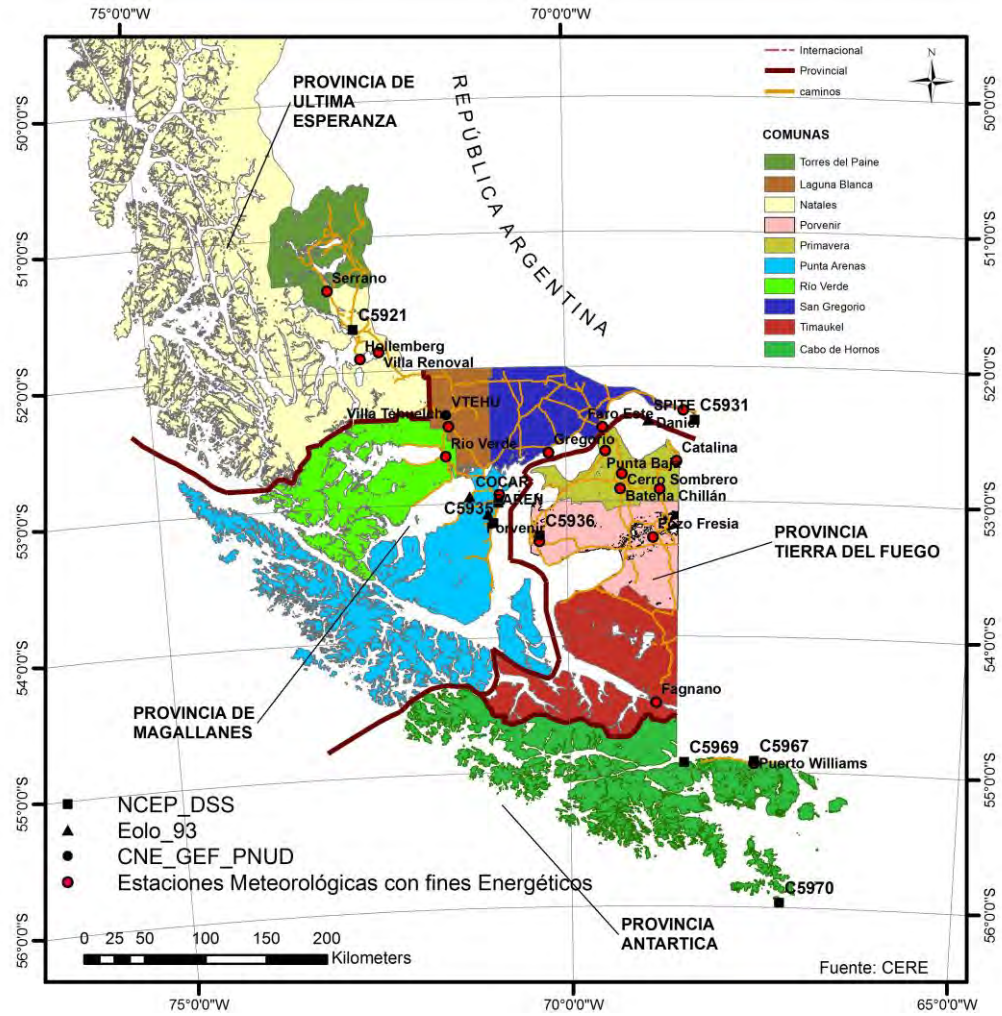


Figura 3.4.2 - Ubicación Estaciones meteorológicas con fines energéticos.

Fuente: Elaboración Propia, CERE (2014)

En lo que respecta a alturas de medición de la velocidad del viento, en la mayoría de las estaciones, estas alturas son alrededor de los 20 m.s.n.s. Lo ideal es medir a una altura de unos 40 m.s.n.s, ya que para fines de instalación de aerogeneradores, esta altura entregaría datos más precisos a la hora de simular funcionamiento de las máquinas eólicas. Incluso, los Bancos solicitan que se cuente con datos de velocidad de viento registrados a 80 m.s.n.s. para optar al financiamiento de un proyecto de generación eólica (parques eólicos).

La mayoría de las estaciones registra datos a dos alturas de sensor, lo que es ideal para definir como varía la velocidad del viento con la altura (perfil vertical de la velocidad del viento). A la fecha de la realización del presente informe, sólo cuatro estaciones se encuentran registrando

datos de velocidad de viento y dirección, y lo interesante es que la información es pública, ya que la prospección del recurso fue financiada con fondos de Innova CORFO y FIC Regional.
La Estación de Villa Tehuelches en la comuna de Laguna Blanca, presenta solamente un 23% de registros válidos, compuesta por una serie incompleta que no presenta intervalos de medición constantes, por lo cual no son datos aptos para realizar cualquier proyecto de Aero generación. Lo mismo sucede con otras estaciones que no alcanzan a tener por lo menos un 50% de registros válidos, o que se desconoce la altura a la que fueron registrados los datos. Desde el punto de vista de los estándares exigidos por la banca para el financiamiento de proyectos eólicos, prácticamente ninguna estación cumple con el requerimiento exigido de mediciones a 80 m sobre el nivel del suelo, siendo lo más próximo las estaciones que han registrado datos a 45 m.s.n.s.

En la Tabla 3.4.1, se muestra el potencial eólico registrado en cada estación identificada.

Tabla 3.4.1 - Potencial Eólico registrado en Estaciones meteorológicas

Localidad	Altura de medición (m.s.n.s)	Velocidad de Viento Promedio (m/s)	Dirección predominante
Serrano	21	5,2	OSO
Natales	20	6,0	O- ONO
Hollemberg	20	7,9	O
Villa Renoval	20	6,5	O
Villa Tehuelche_2	20	7.1	O
Rio Verde	21	6,2	O
Cabo Negro	28.5	9,1	O
Punta Arenas Aeropuerto C5934	10	6.2	O
San Gregorio	43	10	NNO
Faro Este	20	8,2	OSO
Daniel	20	9,6	OSO
Catalina	40	8,5	O
Punta Baja	17	7,2	OSO
Cerro Sombrero	45	9,4	O
Batería Chillán	20	8,2	OSO
Batería 830-Cullen	42	9,7	OSO
Pozo Fresia	20	7,5	OSO
Porvenir	20	6,6	O- NNO
Lago Fagnano	20	5,3	OSO
Puerto Williams	32	4,1	O

Fuente: Elaboración Propia, CERE (2014)

Según la Tabla 3.4.1, el potencial del recurso eólico en la región es muy bueno, considerando que las velocidades promedio anuales no son inferiores a 5 m/s en casi la totalidad de las estaciones. Un caso particular ocurre en la estación de Puerto Williams, donde el potencial eólico es muy bajo, pero tiene la atenuante que la estación de medición se encuentra situada en un lugar muy resguardado.

Otra información sobre el recurso eólico existente en la región interesante de destacar, son los estudios que se están realizando en el marco del proyecto Bienes Públicos de CORFO 12BPCR-16638, "Aprovechamiento de la Energía Solar, del Viento y Marinas, para mejorar la Competitividad de la Acuicultura y Turismo". En este proyecto se han obtenido mapas eólicos a micro escala, (con una resolución de 250 m. en la horizontal) de tres sectores de la región, que se indican a continuación. En las Figuras 3.4.3, 3.4.4 y 3.4.5, correspondientes a la Modelación Micro escala de los sectores en la Provincia de Última Esperanza, comuna de Natales, Provincia de Tierra del Fuego, comuna de Timaukel, y Provincia Antártica, comuna de Cabo de Hornos, respectivamente.

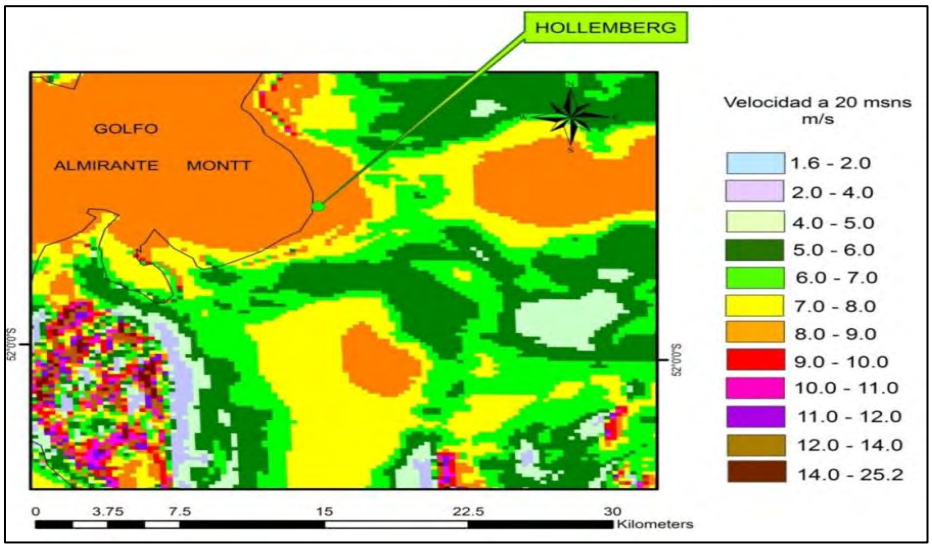


Figura 3.4.3 – Velocidad Promedio Anual de Viento en (m/s) a 20 (m.s.n.s), sector aledaño a Río Hollemberg, Golfo Almirante Montt. (Modelación a una resolución de 250 m).

Fuente: Elaboración Propia, CERE (2014)

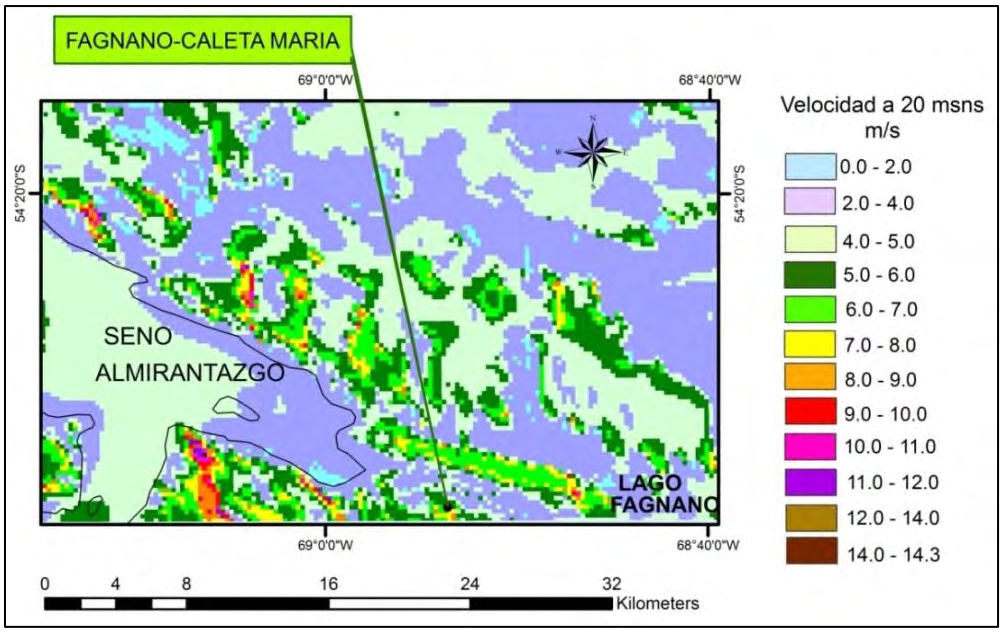


Figura 3.4.4- Velocidad Promedio Anual de Viento en (m/s) a 20 m.s.n.s, sector lago Fagnano, camino a Caleta María. (Modelación a una resolución de 250 m).

Fuente: Elaboración Propia, CERE (2014)

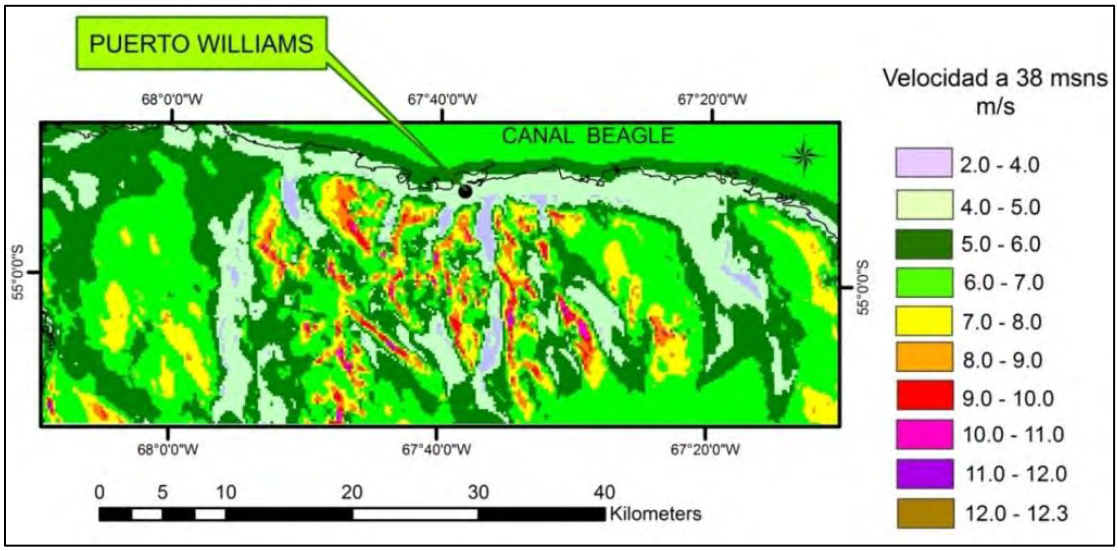


Figura 3.4.5 - Velocidad Promedio Anual de Viento en (m/s) a 38 (m.s.n.s), sector a 2 km de Puerto Williams. (Modelación a una resolución de 250 m).

Fuente: Elaboración Propia, CERE (2014)

Para la Provincia de Tierra del Fuego, en el marco del proyecto FIC denominado "Evaluación de Energías Renovables para su utilización a nivel productivo en la Provincia de Tierra del Fuego", también se obtuvo un mapa eólico modelado a micro escala (a una resolución de 50 m en la horizontal), tal como se muestra en la Figura 3.4.6.

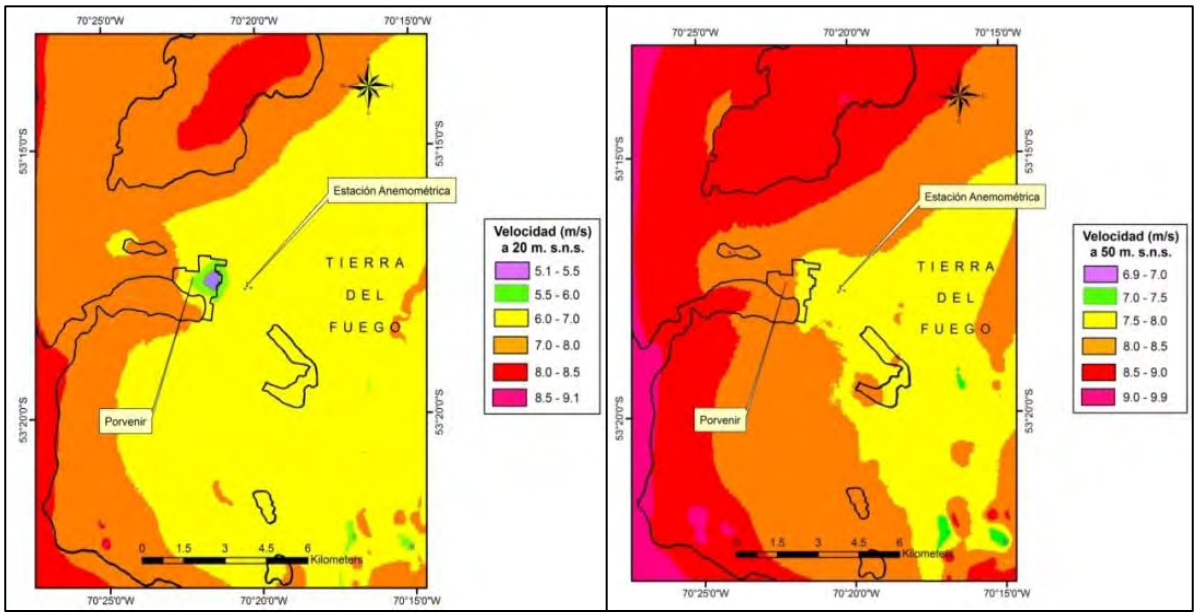


Figura 3.4.6 - Velocidad Promedio Anual de Viento en (m/s) a 20 (m.s.n.s), sector rural Porvenir. (Modelación a una resolución de 50 m).
Fuente: Elaboración Propia, CERE (2014)

Lo interesante de la modelación a micro escala, del potencial eólico de sectores de la región, es que entrega información confiable de sitios alrededor de estaciones meteorológicas que presentan buen potencial para el aprovechamiento del recurso para Aero generación.

En ***ANEXO E*** se encuentran las caracterisitcas de las principales estaciones, con gráficas de variabilidad de velocidad de viento mensual y diaria.

3.4.2 Estimación Producción de Energía Eólica

La producción esperable de Aero generación de electricidad en las diferentes provincias de la región de Magallanes, en base a la información del Estudio desarrollado por Más Energía (2011) validados por UMAG, podemos comentar que usando principalmente como ejemplo el aerogenerador VESTAS de 850 KW, que es el tipo de máquina utilizada en el único parque eólico que se encuentra instalado en la región (Parque Eólico Cabo Negro de 2,5 MW).

- **Provincia de Última Esperanza (Estación Natales)**

El modelo utilizado para analizar el sector de estudio a partir de datos registrados en una estación de medición fue el software WindPro. La estación se encuentra a menos de 5 km de la ciudad de Puerto Natales. Las características topográficas del sector son las típicas de las pampas magallánicas: muy suaves lomajes con una cubierta de vegetación de muy baja altura y por tanto, de baja rugosidad a los efectos de desplazamiento del viento.

El análisis se hizo a una altura de 55 m sobre el suelo, basado en el mejor balance entre la mayor altura posible – a fin de cosechar la máxima cantidad de energía eólica- y el hecho que se calcularán producciones con aerogeneradores con una altura de buje de 55 m.s.n.s.

Utilizando las capacidades del software WindPro, se analizó el rendimiento en cuanto a producción de electricidad que podrían tener dos tipos de turbinas eólicas.

A continuación se muestran los resultados de estimación de producción para ambas turbinas:

A) Aerogenerador VESTAS, origen Dinamarca, de 850 kW, modelo V-52 de 52 m de diámetro de rotor, operando a 55 metros de altura de buje.

La justificación de utilizar este aerogenerador reside en que se trata de una máquina de mejor relación potencia/producción para las condiciones locales bajo estudio, pues permite un manejo e instalación con un mínimo apoyo de equipos fuera de la Región. El estudio, mediante WindPro, muestra los resultados de producción en la Tabla 3.4.2.

Tabla 3.4.2 – Cálculo Producción de Energía Anual (VESTAS)

Tipo de Aerogenerador		Curva de Potencia			Energía Anual				
Fabricante	**Tipo**	**Potencia (kW)**	**Diámetro (m)**	**Altura (m)**	**Energía Anual (MWh)**	**Energía Anual – 10% (MWh)**	**Velocidad Media del Viento (m/s)**	**Factor de Capacidad (%)**	**Factor de Capacidad - 10% (%)**
VESTAS	V52	850	52.0	55,0	2.961,3	2.665	7,7	39,7	35,73

Fuente: Más Energía (2011)

Resultados más importantes para la altura de 55 m sobre el nivel del terreno, son la Energía Eólica que es de 5.343 kWh/m^2; y la velocidad media del viento es de 7,7 m/s. Un valor significativo es el correspondiente a la Energía Específica, que indica la producción de Electricidad de 3.484 kWh por unidad de potencia en kW de la máquina. Esta cifra permite hacer comparaciones de rendimiento entre equipos. El Factor de Capacidad o de Utilización del equipo a lo largo del año es un número ilustrativo de las condiciones eólicas del sitio y de su grado de aprovechamiento por parte de la máquina, en este caso un 35,73% descontando un posible 10% de error o pérdidas.

B) Aerogenerador Vergnet 275 kW III, origen Francés, de 275 kW, Modelo Gev MP 275 kW de 32 m de diámetro de rotor, operando a 55 m de altura de buje.

Esta alternativa de aerogenerador corresponde a una de las últimas versiones que está ofreciendo la fábrica VERGNET, y su cualidad radica en que tiene un sistema de torre auto-eregible. El estudio mediante WindPro arroja los resultados de producción de la Tabla 3.4.3.

Tabla 3.4.3 - Cálculo de Producción de Energía Anual (VERGNET)

Tipo de Aerogenerador		Curva de Potencia			Energía Anual				
Fabricante	**Tipo**	**Potencia (kW)**	**Diámetro (m)**	**Altura (m)**	**Energía Anual (MWh)**	**(Energía Anual – 10% MWh)**	**Velocidad Media del Viento (m/s)**	**Factor de Capacidad (%)**	**Factor de Capacidad - 10% (%)**
VERGNET 275 kW III	Gev MP 275 kW	275	32,0	55,0	969,8	873	7,7	40,2	36,2

Fuente: Más Energía (2011)

Un valor significativo es el correspondiente a la Energía Específica, que indica la producción de Electricidad de 3.527 kWh por unidad de potencia en kW de la máquina. Esta cifra permite hacer comparaciones de rendimiento entre equipos.

- **Provincia de Magallanes (Punta Arenas)**

Para el caso de la ciudad de Punta Arenas, todos los antecedentes técnicos los aporta METHANEX, quien tiene una planta de 2,5 MW en operación hace más de 2 años, por lo que corresponden a datos con una alta certeza.

En Punta Arenas, no fue necesaria modelación alguna, ya que como se señaló, se cuenta con datos reales de 10 meses de operación de una planta de 2,5 MW de propiedad de METHANEX, que arroja la siguiente información:

- Viento promedio: 10 m/s a 49 m de altura
- Factor de planta: 50%
- Dirección del viento: N.O. y S.E., 80% del tiempo en dirección Este.
- Aerogeneradores: 3 unidades Vestas modelo V52 (última generación)

No obstante lo anterior, en el contexto de las estaciones de prospección de potencial eólico pertenecientes a ENAP-CERE, que se encuentran ubicadas en la provincia de Magallanes, CERE realizó modelaciones a micro escala, obteniendo resultados de velocidad de viento promedio a 43 m.s.n.s., y de igual forma en la provincia de Ultima Esperanza, para la estimación de producción de Aero generación, se utilizó la máquina comercial del tipo VESTAS V-52 de 850 kW.

En la Tabla 3.4.4, se muestran los resultados de energía esperable y factor de capacidad calculados a 43 m.s.n.s en estaciones de ENAP-CERE en la provincia de Magallanes.

Tabla 3.4.4 - Cálculos de Producción de Energía Anual y Factor de Capacidad

Estación Sector	Velocidad Promedio del viento a 43 (m.s.n.s.) (m/s)	Energía Anual		Factor de capacidad (Planta)
		Resultado (MWh)	Resultado-10% (MWh)	Resultado %
Cabo Negro	10,2	3.970,1	3.573	53,3
P. Arenas C5934	8,4	3.268,2	2.941	43,9
Gregorio	10,5	4.442,2	3.998	59,6
Faro Este	9,5	3.882,4	3.494	52,1
Daniel	12,2	5.315,8	4.784	71,3

Fuente: Elaboración Propia, CERE (2014)

- **Provincia de Tierra del Fuego**

La estimación de producción de Aero generación en la provincia de Tierra del Fuego, principalmente se ha realizado con las estaciones de propiedad de ENAP y CERE, las cuales se muestran a continuación en la Figura 3.4.7.

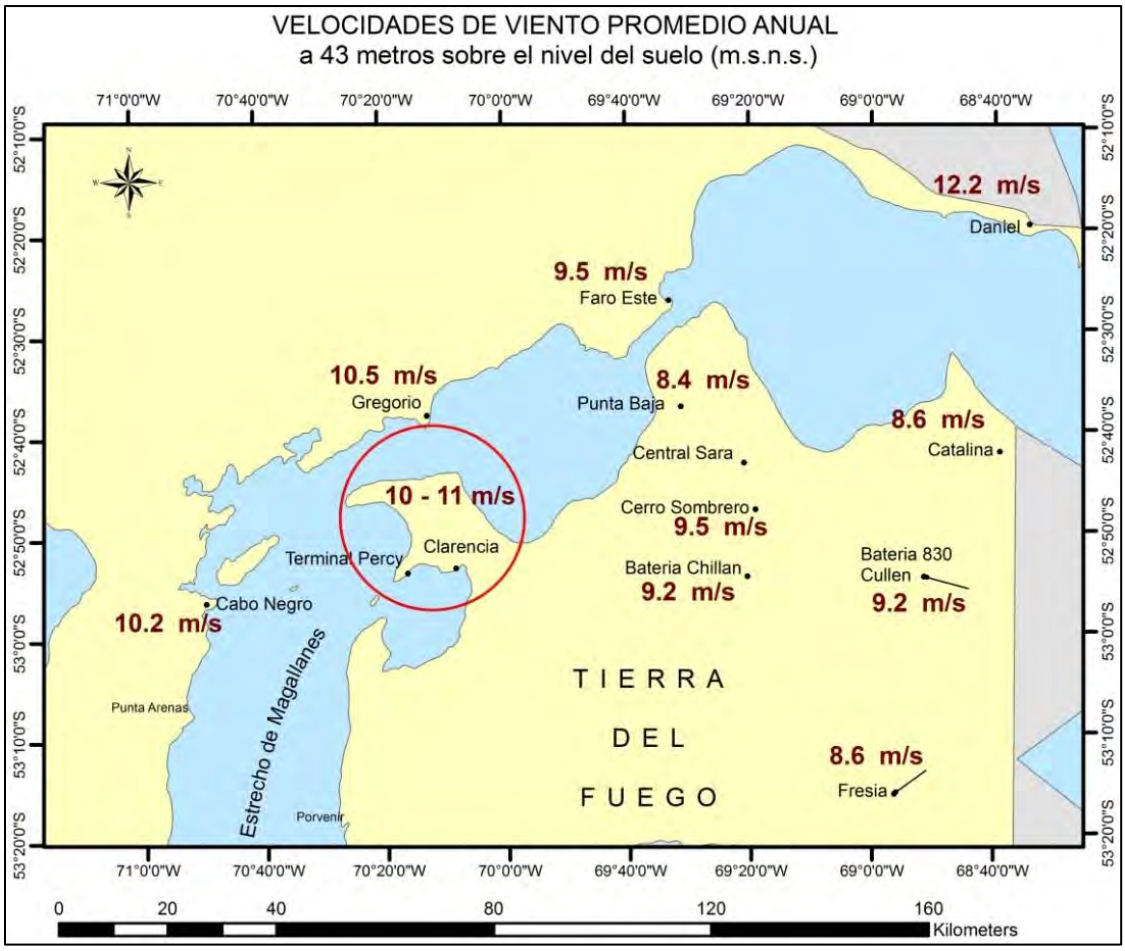


Figura 3.4.7 - Promedios Anuales de Velocidad de Viento a 43 (m.s.n.s.)

Fuente: Elaboración Propia, CERE (2014)

Los valores para velocidad promedio obtenidos a 43 m sobre el nivel del suelo, se obtuvieron como producto de una modelación a micro escala realizada con el software WindPro/WaSP, el cual se inicializa con variables de velocidad de viento registrada cada 10 minutos en cada una de las estaciones meteorológicas, dirección de viento, curvas de nivel y tipo de suelo.

De igual forma que en las provincias anteriores, para la estimación de producción de Aero generación, se utilizó la máquina comercial del tipo VESTAS V-52 de 850 kW. En la Tabla 3.4.5, se muestran los resultados de energía esperable y factor de capacidad calculados a 43 m.s.n.s en estaciones de ENAP-CERE en las provincias de Magallanes y Tierra del Fuego.

Tabla 3.4.5 - Cálculos de Producción de Energía Anual y Factor de Capacidad

Estación Sector	Velocidad Promedio del viento a 43 (m.s.n.s.) (m/s)	Energía Anual		Factor de capacidad (Planta)
		Resultado (MWh)	Resultado-10% (MWh)	Resultado %
Punta Baja	8,4	3.346,4	3.012	44,9
Cerro Sombrero	9,5	3.804,4	3.424	51,1
Catalina	8,6	3.404,2	3.064	45,7
Batería Chillán	9,2	3.695,8	3.326	49,6
Batería 830-Cullen	9,2	3.749,6	3.375	50,3
Pozo Fresia	8,6	3.355,7	3.020	45,0
Percy-Clarencia	10,1	4.287,8	3.859	57,5
Porvenir	8,0	2.907,8	2.617	35,2

Fuente: Elaboración Propia, CERE (2014)

Es importante destacar que en la región de Magallanes se encuentran factores de planta por sobre lo normal esperable a nivel nacional (23% - 30%), e incluso mundial. Este es el caso del Parque Eólico de Cabo Negro, que ha presentado factores de planta de 53%, y en los estudios realizados por CERE en las demás localidades, los factores de planta varían entre un 40% y un 71%.

En la provincia Antártica, específicamente en la localidad de Puerto Williams, donde existe una estación meteorológica con fines energéticos, no se presenta un potencial eólico atractivo, ya que al año de mediciones de velocidad de viento, presenta un promedio anual de 4,1 m/s registrados a 32 m.s.n.s. A pesar de lo anterior, es posible deducir que si prospectamos potencial eólico un poco más al sur oeste de la ubicación de la actual estación, podríamos encontrar valores más atractivos, que aunque se encuentre alejado del centro de consumo, podría ser interesante y viable económicamente.

3.5 Solar

3.5.1 Evaluación Recurso Solar

Antes de realizar cualquier proyecto basado en el aprovechamiento de la energía solar, se debe realizar un estudio del potencial del recurso en la zona de interés, y para que este estudio tenga validez y seriedad, se debe tratar de obtener la mayor cantidad de información referente a registros solares y también se debe evaluar la calidad de la información colectada por estaciones de superficie.

Antes de presentar el análisis de los datos obtenidos en las regiones de estudio, algunas experiencias de aplicaciones fotovoltaicas que están localizadas en altas latitudes y temperaturas frías similares a las de la región de Magallanes, merecen ser observadas con especial atención. En la Tabla 3.5.1 se muestra una comparación de las condiciones de irradiación de Punta Arenas con las ciudades alemanas de Bremen y Oldenburg.

Tabla 3.5.1 - Comparación Radiación Solar Punta Arenas – Ciudades de Alemania en igual Latitud

Mes	Punta Arenas	Bremen	Oldenburg
	H_{GH}	H_{GH}	H_{GH}
	(kWh/m^2/mes)	(kWh/m^2/mes)	(kW h/m^2/mes)
Enero	172	19	18
Febrero	121	36	36
Marzo	99	65	65
Abril	56	107	109
Mayo	27	148	149
Junio	23	136	139
Julio	24	143	144
Agosto	47	123	124
Septiembre	89	80	81
Octubre	125	48	48
Noviembre	142	23	23
Diciembre	158	13	13
Total	**1.082**	**941**	**949**

Fuente: Elaboración Propia, CERE (2014). Software Meteonorm 5.1 para Bremen y Oldenburg.

H_{GH} = Irradiación global sobre superficie horizontal
H_{dH} = Irradiación difusa sobre superficie horizontal

Según estos datos (obtenidos de la Global Meteorological Database for Applied Climatology contenida en el software Meteonorm), se aprecia claramente que los datos de irradiación global como los de irradiación difusa son comparables y por tanto, los sistemas fotovoltaicos que funcionan en estas ciudades europeas podrían hacerlo perfectamente con la irradiación solar que se tiene en la ciudad de Punta Arenas y alrededores, confirmando que es perfectamente posible el aprovechamiento de la tecnología fotovoltaica para la generación eléctrica en estas latitudes australes.

La Región de Magallanes posee condiciones de irradiación solar aptas para la utilización de paneles fotovoltaicos, además de bajas temperaturas durante la mayor parte del año, condición que favorece el rendimiento de la tecnología fotovoltaica.

Adicionalmente a este hecho, el costo de la tecnología fotovoltaica ha bajado de forma importante en los últimos años en nuestro país y esto continuará ocurriendo, alcanzando en la zona norte de nuestro país, precios de alrededor de 2.000 US$/kW instalado en proyectos de mediano y gran tamaño (D. Watts, PUC 2013, Estudio de aplicaciones de energía fotovoltaica en el sector edificaciones), lo que ha comenzado a facilitar su ingreso a la matriz energética de nuestro país.

El aprovechamiento de la energía solar térmica, por ejemplo para la producción de agua caliente sanitaria (ACS) también podría ser considerado, sin embargo, debido al alto índice de cobertura de nubes en la región la mayor parte del año que atenta contra el aprovechamiento de la irradiación solar directa, el análisis de este tipo de sistemas debe ser bien evaluado.

El Ministerio de Energía, cuenta con un "Explorador de Energía Solar", disponible en forma gratuita en la web del Ministerio, banner "Energías Renovables" pero esta versión no incluye la Región de Magallanes[27]. Al respecto, el Ministerio de Energía está desarrollando una nueva versión del Explorador de Energía Solar, con más variables de radiación y que incluirá todo el país. Esta nueva versión estará disponible durante el primer semestre del 2015.

3.5.2 Recurso Solar Punta Arenas

En el presente estudio, se elige trabajar con el año solar típico para la ciudad de Punta Arenas (y que también es válida para Porvenir dada la cercanía entre estas dos localidades). El "año solar típico", es un año representativo de las características de irradiación solar de Punta Arenas, donde el grado de confiabilidad de los datos que se obtienen depende principalmente de la cantidad de años que se consideran para su determinación.

[27] *http://ernc.dgf.uchile.cl/Explorador/Solar2/*

En el trabajo de tesis de Oyarzun y Oyarzo (2006, UMAG), el año solar típico para Punta Arenas es determinado con información recopilada por el Instituto de la Patagonia la cual consiste en datos de irradiación solar medidos a lo largo de 24 años (datos de irradiación medidos entre los años 1978 a 2002, (Santana y Burotovic, 1978-2003, Instituto de la Patagonia, UMAG). Por otro lado, se tienen los datos de la Dirección Meteorológica de Chile (DMC), los cuales corresponden a una serie de promedios mensuales de irradiación solar global diaria desde Enero de 1993 a Julio del 2003 en (kW h/m^2), los cuales se muestran en la Tabla 3.5.2.

Tabla 3.5.2 - Promedios mensuales de irradiación solar global diaria (Punta Arenas)

Hora	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic	Promedio
	1987	1985	1985	1987	1987	1990	1998	1988	1987	1987	1985	1992	
0-2	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
2-4	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	2,33	0,19
4-6	18,61	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	2,33	17,45	52,34	7,56
6-8	213,99	63,97	18,61	3,49	0,00	0,00	5,82	2,33	44,19	105,83	147,70	191,90	66,49
8-10	376,81	269,82	174,45	117,46	18,61	16,28	12,79	75,60	196,55	300,05	304,71	361,69	185,40
10-12	496,60	382,63	312,85	243,07	97,69	101,18	81,41	195,38	364,02	445,43	437,29	489,62	303,93
12-14	571,03	480,32	416,35	280,28	157,01	161,66	137,23	239,58	423,33	466,36	487,30	521,02	361,79
14-16	523,35	489,62	391,93	205,85	120,95	83,74	107,00	168,64	326,80	411,70	466,36	446,59	311,88
16-18	372,16	344,25	229,11	62,80	29,08	16,28	33,73	62,80	108,16	233,76	345,41	319,83	179,78
18-20	174,45	110,49	45,36	12,79	6,98	2,33	3,49	12,79	15,12	46,52	136,07	136,07	58,54
20-22	30,24	11,63	8,14	2,33	1,16	0,00	0,00	1,16	3,49	9,30	23,26	20,93	9,30
22-24	1,16	1,16	1,16	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	2,33	1,16	0,58
Promedio	231,53	179,49	133,16	77,34	35,96	31,79	31,79	63,19	123,47	168,44	197,32	211,96	123,79
Valor máximo	571,03	489,62	416,35	280,28	157,01	161,66	137,23	239,58	423,33	466,36	487,30	521,02	361,79
Promedio (kWh/m²/dia)	5,56	4,31	3,20	1,86	0,86	0,76	0,76	1,52	2,96	4,04	4,74	5,09	2,97

Fuente: Dirección Meteorológica de Chile (DMC)

En la Tabla 3.5.2 se muestran para el año típico de Punta Arenas, los valores promedios de irradiación solar global bi-horaria en (W/m^2) entre los años 1978-2002, datos que provienen del análisis de la información del Instituto de la Patagonia, mencionada anteriormente.

Del año típico solar son obtenidas la Figura 3.5.1, que representa la irradiación promedio diaria mensual y la Figura 3.5.2 que representa la irradiación promedio mensual de todos los años considerados en el año típico.

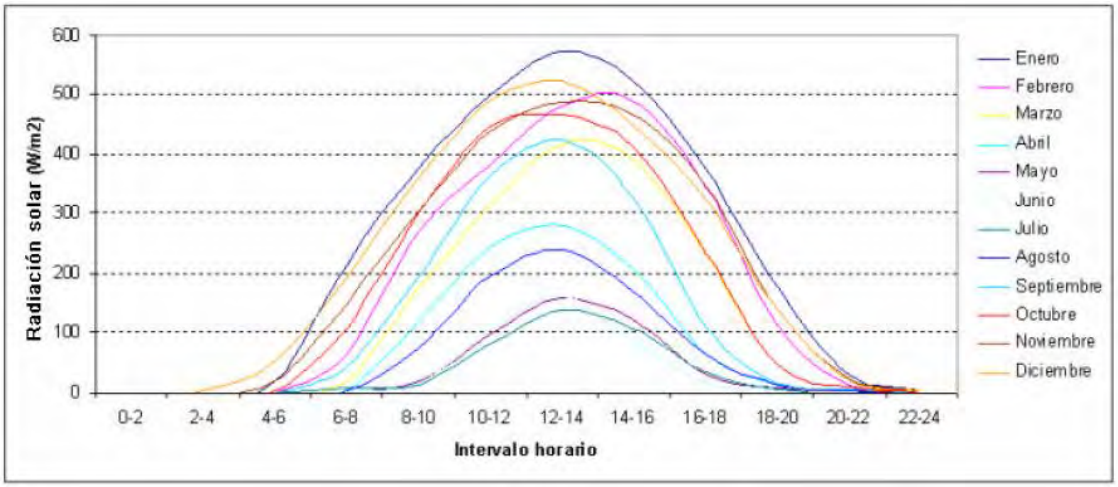


Figura 3.5.1 -Tendencias promedio bi-horarias de irradiación solar global para cada mes del año típico solar de Punta Arenas

Fuente: Dirección Meteorológica de Chile (DMC)

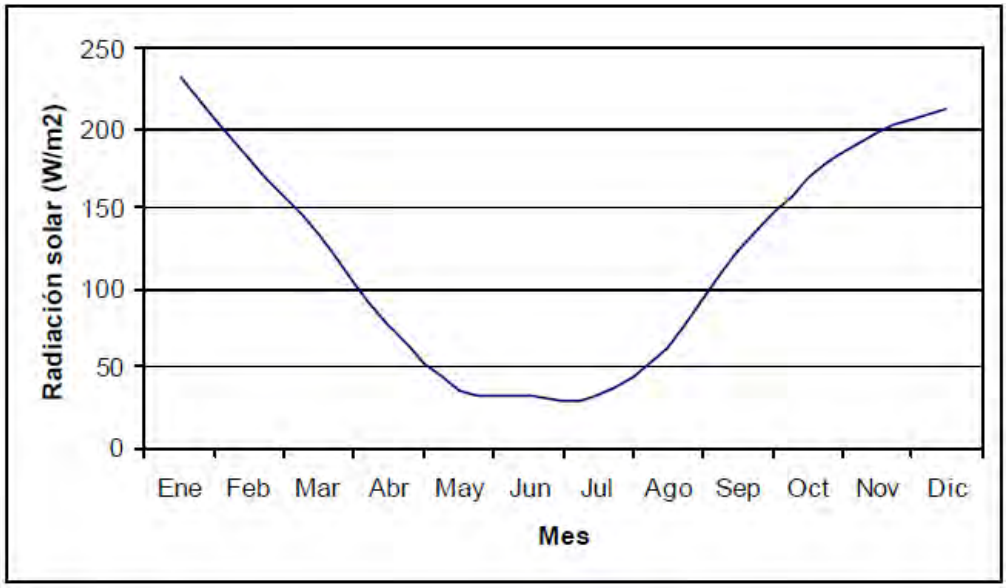


Figura 3.5.2 - Tendencia de valores promedio mensuales de irradiación solar global en un plano horizontal del año típico.

Fuente: Dirección Meteorológica de Chile (DMC)

Es lógico pensar que en estas latitudes, el mayor grado de aprovechamiento de la tecnología fotovoltaica ocurrirá durante el periodo estacional Primavera-Verano, donde se tienen los mayores valores de irradiación solar del año. La Tabla 3.5.3, muestra este comportamiento.

Tabla 3.5.3 - Valores promedios de irradiación solar de los períodos de Otoño-Invierno y Primavera-Verano para Punta Arenas

		Irradiación Global	Año Típico (IP)		
Primavera-Verano	**(W/m²)**	**(KW h/m²/día)**	**Otoño-Invierno**	**(W/m²)**	**(kW h/m²/día)**
Enero	231,53	5,56	Marzo	133,16	3,20
Febrero	179,49	4,31	Abril	77,34	1,86
Septiembre	123,47	2,96	Mayo	35,96	0,86
Octubre	168,44	4,04	Junio	31,79	0,76
Noviembre	197,32	4,74	Julio	31,79	0,76
Diciembre	211,96	5,09	Agosto	63,19	1,52
Media	**185,37**	**4,45**	**Media**	**62,21**	**1,49**

Fuente: Elaboración Propia, CERE (2014)

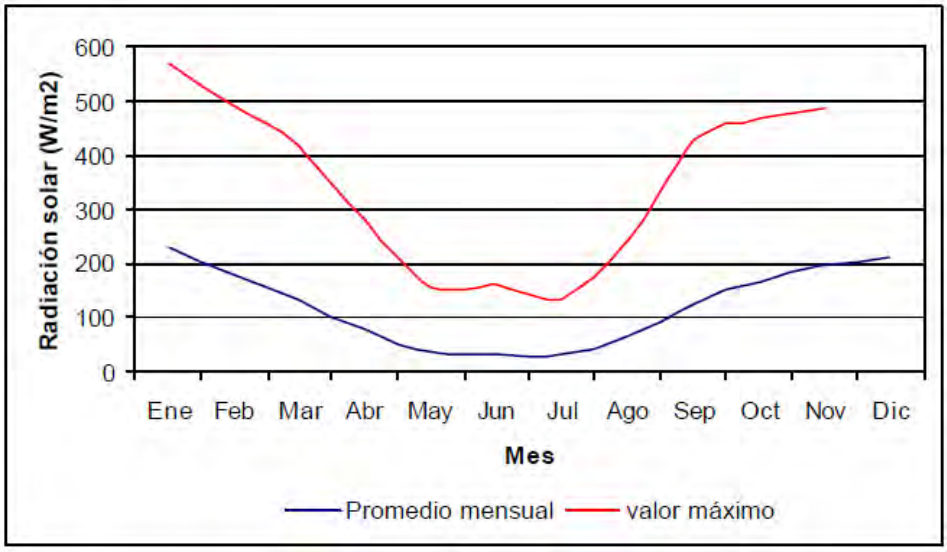


Figura 3.5.3 - Valores promedio y máximos mensuales de irradiación solar global en plano horizontal para Punta Arenas

Fuente: Elaboración Propia, CERE (2014)

Finalmente, después de la presentación de las distintas fuentes de datos disponibles (***ANEXO C.5***), para la ciudad de Punta Arenas, se elige trabajar con el año típico el cual comprende un intervalo de 24 años de datos y presenta un mayor grado de confiabilidad por la cantidad de años que considera esta base de datos.

3.5.3 Recurso Solar Porvenir

El proyecto FIC Regional denominado "Evaluación de Energías Renovables para su utilización a nivel productivo en la provincia de Tierra del Fuego", desarrollado por el CERE, permitió instalar una estación de medición en una parcela ubicada en los alrededores de Porvenir. Gracias a este proyecto, se cuenta con una de las primeras bases de datos de irradiación solar medidas en esta ciudad, generando datos desde Agosto 2013 a Julio 2014. Se sabe que dada la proximidad entre las ciudades de Punta Arenas y Porvenir, se podría usar la base datos de Punta Arenas para tener una primera aproximación del potencial solar en Porvenir. Sin embargo, siempre será mejor contar con los datos medidos por una estación de medición en superficie que está localizada en las coordenadas 53°17'35,24"S y 70°20'19,18"O.

Tabla 3.5.4 - Datos de irradiación solar diaria media mensual sobre superficie horizontal - Porvenir.

		Irradiación Global	Porvenir		
Primavera-Verano	**(W/m^2)**	**(kW h/m^2/día)**	**Otoño-Invierno**	**(W/m^2)**	**(kW h/m^2/día)**
Enero	264,6	6,35	Marzo	146,7	3,52
Febrero	196,3	4,71	Abril	89,6	2,15
Septiembre	139,6	3,35	Mayo	20,8	0,5
Octubre	180,8	4,34	Junio	10,4	0,25
Noviembre	232,9	5,59	Julio	13,8	0,33
Diciembre	268,3	6,44	Agosto	74,2	1,78
Media	**213,75**	**5,13**	**Media**	**59,95**	**1,4**

Fuente: Elaboración Propia, CERE (2014)

3.5.4 Recurso Solar Puerto Natales

Para cuantificar el recurso solar en la ciudad de Puerto Natales, se puede utilizar como primera aproximación la base de datos de la NASA[28]. Estos datos, estimados sobre superficie horizontal, son mostrados en la Tabla 3.5.5.

[28] *http://eosweb.larc.nasa.gov/sse/*

Tabla 3.5.5 - Datos de irradiación solar para Puerto Natales (NASA)

Mes	NASA (kW h/m^2/día)	Mes	NASA (kW h/m^2/día)
Enero	3,86	Julio	0,66
Febrero	3,40	Agosto	1,18
Marzo	2,40	Septiembre	2,08
Abril	1,47	Octubre	3,19
Mayo	0,88	Noviembre	3,81
Junio	0,57	Diciembre	4,07

Fuente: Elaboración Propia, CERE (2014)

Si bien es cierto, los datos satelitales se pueden usar cuando no se dispone de una mejor información, los datos medidos por estaciones de superficie poseerán siempre un mayor grado de confiabilidad. El proyecto CORFO (Bien Público) denominado "Aprovechamiento de la Energía Solar, del Viento y Marinas, para mejorar la Competitividad de la Acuicultura y Turismo" y desarrollado por el CERE de la Universidad de Magallanes, permitió instalar una estación de medición en los alrededores de la ciudad de Puerto Natales, cerca del sector conocido como Rio Hollemberg (Latitud 51º 54'S). En la tabla 3.5.6 se muestran los resultados del 1er año de medición que comprende el periodo de diciembre de 2013 hasta diciembre de 2014.

Tabla 3.5.6 - Datos de irradiación solar diaria media mensual sobre superficie horizontal para el sector de Río Hollemberg (Puerto Natales).

		Irradiación Global	Natales		
Primavera-Verano	**(W/m^2)**	**(kW h/m^2/día)**	**Otoño-Invierno**	**(W/m^2)**	**(kW h/m^2/día)**
Enero	213,7	5,13	Marzo	130,1	3,12
Febrero	165,3	3,97	Abril	78	1,87
Septiembre	124,8	2,99	Mayo	43,2	1,04
Octubre	168,4	4,04	Junio	27,3	0,66
Noviembre	213,1	5,12	Julio	38,4	0,92
Diciembre	206,8	4,96	Agosto	65,3	1,57
Media	**182**	**4,37**	**Media**	**63,7**	**1,5**

Fuente: Elaboración Propia, CERE (2014)

3.5.5 Recurso Solar Puerto Williams

La ciudad de Puerto Williams se encuentra a 30 millas náuticas, es decir, a unos 55 km de la ciudad de Ushuaia en Argentina, compartiendo casi la misma latitud. Esto permite que la base de datos de la estación perteneciente a una Red Solarimétrica[29], que se encuentra en esa localidad argentina, pueda ser utilizada como referencia de la irradiación solar existente en Puerto Williams.

[29] *H. Grossi et all, Análisis de los datos de radiación solar disponibles en Ushuaia, Argentina, 2006*

En la Tabla 3.5.7, se observan los valores de irradiación solar global diaria horizontal, expresados en (kWh/m^2/día), para diferentes años medidos entre 1986 y el año 2000.

Tabla 3.5.7. - Irradiación global diaria horizontal para la ciudad de Ushuaia, en kWh/m^2/día.

Mes/Año	1986	1987	1988	1989	1990	1995	1996	1997	1998	1999	2000	**Media**	Desvío
Ene	5,1	5,2	4,8		5,3	5,4	5,3	5,1	5,0	5,5	5,0	**5,2**	0,2
Feb	4,4	4,3	4,7		3,9	4,1	3,5	3,5	4,4	3,8	3,6	**4,0**	0,4
Mar	3,1	3,1	3,1			2,7	2,7	2,7	2,6	2,8	2,2	**2,8**	0,3
Abr	1,7	1,6	1,5			1,6	1,5	1,3	1,5	1,6	1,4	**1,5**	0,1
May	0,6		0,8	0,6		0,7	0,6	0,8	0,8	0,7	0,6	**0,7**	0,1
Jun	0,4	0,4	0,4	0,4		0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	**0,4**	0,0
Jul	0,6			0,6		0,6	0,6	0,6	0,5	0,5	0,5	**0,6**	0,0
Ago	1,3	1,4	1,2	1,5		1,2	1,3	1,2	1,2	1,1	1,2	**1,3**	0,1
Sep	2,6	2,7	2,5	2,9		2,3	2,5	2,6	2,5	2,4	2,6	**2,6**	0,2
Oct	4,6	4,0	3,9	4,3			3,9	3,9	3,6	3,8		**4,0**	0,3
Nov	4,7	5,6		5,1			4,9	5,4	4,8	5,0		**5,1**	0,3
Dic		5,6	5,8			6,0	5,1	5,0	5,6	5,7		**5,5**	0,3

Fuente: Elaboración Propia, CERE (2014)

Por otro lado, gracias al desarrollo del proyecto CORFO mencionado anteriormente, se cuenta con un año de datos para la ciudad de Puerto Williams, medidos desde Noviembre 2013 a Noviembre 2014 con una estación de medición cuyos sensores están instalados en una torre de 40 metros, perteneciente a Televisión Nacional localizada en los alrededores de la ciudad de Puerto Williams. Las coordenadas de esta estación de campo son: Latitud 54°56'16,40"S, y Longitud 67°38'11,62"O.

La Tabla 3.5.8, muestra los datos medidos en la estación instalada en los alrededores de la ciudad de Puerto Williams (Latitud 55 ^{o} S).

Tabla 3.5.8 - Datos de irradiación solar diaria media mensual sobre superficie horizontal para Puerto Williams.

		Irradiación Global	**Puerto Williams**		
Primavera-Verano	**(W/m^2)**	**(kW h/m^2/día)**	**Otoño-Invierno**	**(W/m^2)**	**(kW h/m^2/día)**
Ene	209,2	5,02	Mar	110	2,64
Feb	189,2	4,54	Abr	82,5	1,98
Sep	121,3	2,91	May	48,3	1,16
Oct	181,7	4,36	Jun	22,5	0,54
Nov	212,5	5,10	Jul	25,8	0,62
Dic	213,3	5,12	Ago	92,5	2,22
Media	187,9	4,51	Media	63,6	1,5

Fuente: Elaboración Propia, CERE (2014)

3.5.6 Ubicación de Estaciones de medición de recurso Solar

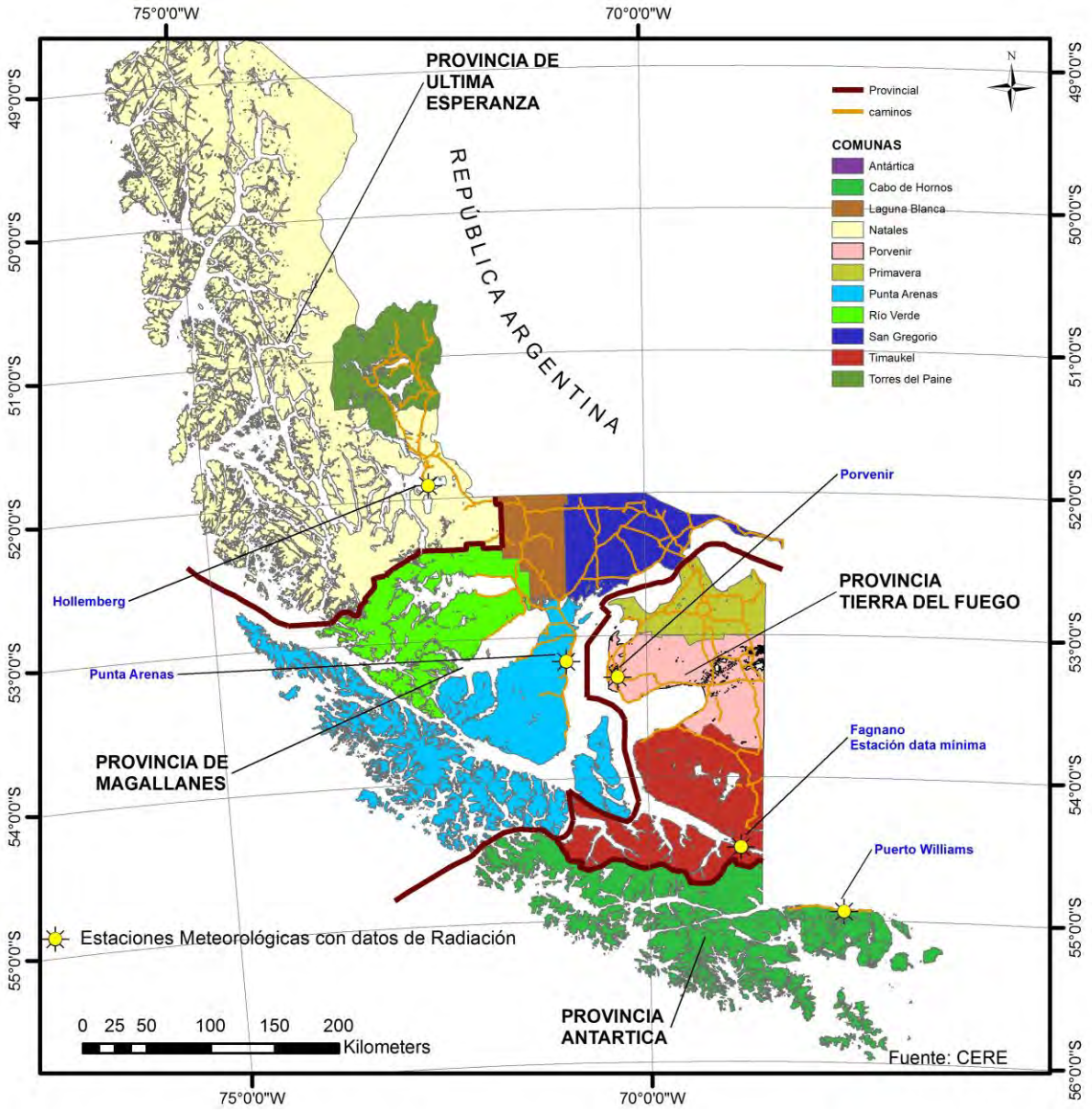


Figura 3.5.4 – Ubicación de Estaciones de medición de recurso Solar
Fuente: Elaboración Propia, CERE (2014)

3.6 Biomasa

Actualmente la biomasa es utilizada en Chile para producir electricidad e inyectarla a la red, mediante plantas de cogeneración eléctrica que aprovechan los residuos energéticos (licor negro, cortezas), de otros procesos industriales tal como la producción de celulosa.

Otra interesante aplicación de la energía de la biomasa, se encuentra en la generación de electricidad en localidades rurales aisladas. En el año 1999, la Comisión Nacional de Energía (CNE) en conjunto con el Programa de las Naciones Unidas para el Desarrollo (PNUD), implementó, en el marco del Programa de Electrificación Rural, un proyecto piloto para generar electricidad, a partir de la gasificación de la biomasa y abastecer de energía eléctrica a 31 familias de la localidad de Metahue, Isla Butachauques, en la Región de los Lagos.

Por lo anteriormente descrito, las tecnologías más empleadas en la generación de energía con biomasa, son la cogeneración y la gasificación, principalmente a partir de residuos de biomasa forestal o agrícola.

El Centro de Estudio de los Recursos Energéticos (CERE) de la Universidad de Magallanes, se encuentra desarrollando el proyecto FONDEF-R D11R1002, donde uno de los objetivos principales es la caracterización física, química y territorial de la biomasa forestal de la Región de Magallanes y Antártica Chilena, con el fin de dimensionar el potencial de este recurso, en la generación de energía eléctrica principalmente, pero considerando sólo los residuos forestales de la industria de procesamiento y de la explotación con fines madereros. Por este motivo, se desarrolló un informe el cual tenía como meta cuantificar la biomasa disponible de Lenga y Coihue para su explotación forestal, a nivel comunal y provincial de la Región de Magallanes y Antártica Chilena, cuyos resultados se exponen en este informe.

Uno de los principales problemas a la hora de definir la disponibilidad de biomasa forestal, en la Región de Magallanes y Antártica Chilena para usos energéticos, es contar con la información adecuada de los inventarios de bosque nativo, a nivel territorial, considerando aquellos sectores de accesibilidad, y el tipo de manejo forestal, que permita evidenciar el volumen real de biomasa disponible para dendroenergía, en especial la residual.

Para llevar a cabo la tarea anteriormente indicada, el CERE, analizó en una primera fase, la información bibliográfica disponible, las actualizaciones del Catastro de los Recursos Vegetacionales, elaborado por CONAF, e información aportada por la Dirección Regional de CONAF de Magallanes y Antártica Chilena, relacionada con los “shapes” del catastro regional y los planes de manejo forestal entre los años 2009 -2013, según la actual normativa vigente, de forma de contar con una primera aproximación de la caracterización territorial de las 2 principales

especies o tipos forestales, que serían utilizadas como materia prima para las pruebas de gasificación que abarcaba el proyecto.

La Estrategia Regional de Desarrollo de Magallanes y Antártica Chilena 2010-2020 (GORE, 2010), considera la importancia del desarrollo del sector forestal basado en bosque nativo y aprovechamiento de la biomasa, en especial de los tipos forestales con mayor presencia en la Región, Lenga y Coihue de Magallanes, según lo indicado en el Censo agropecuario y Forestal 2007.

Tabla 3.6.1 – Especies de Árboles de Bosque Nativo

Especies de árboles en bosque nativo, 2007	Cantidad de Hectáreas		Porcentaje de Magallanes en el Total País
	Promedio País	Magallanes	
Lenga	3.403.260,9	1.743.959,9	51,2
Coihue de Magallanes	1.267.666,4	679.798,5	53,6
Siempre verde	4.537.945,1	18.058,8	0,4

Fuente: Estrategia Regional de Desarrollo de Magallanes y Antártica Chilena 2010-2020

Con relación a los Planes de Manejo, se tienen los que corresponden al período 2009-2013. En la Tabla 3.6.2, se puede apreciar la cantidad total de hectáreas autorizadas por CONAF para su explotación durante este período.

Tabla 3.6.2 – Superficie autorizadas por CONAF mediante Planes de Manejo, Período 2009-2013

Provincia	Comuna	N° de Hectáreas	Total Provincial Superficie (Ha)
Última Esperanza	Natales	3.661,1	3.661,1
Magallanes	Laguna Blanca	2.388,1	5.410,1
	Punta Arenas	2.174,9	
	Río Verde	841,1	
	San Gregorio	6	
Tierra del Fuego	Porvenir	72,6	3.867,8
	Timaukel	3.795,2	
Antártica Chilena	Cabo de Hornos	91	91
Total Regional			**13.024**

Fuente: CONAF (2014)

A continuación se muestran los valores analizados, tomando en cuenta las hectáreas disponibles para la explotación forestal en las Tablas 3.6.3 y 3.6.4

Tabla 3.6.3 – Superficie incluyendo áreas protegidas privadas y RB 2009-2013.

Provincia	Comuna	Total incluyendo WCS + BN RB (Ha)	Planes de Manejo (Ha)	Total Final (Ha)
Última Esperanza		249.905,12	3.661,10	246.244,02
	Torres Del Payne	34.499,86	0,00	34.499,86
	Natales	215.405,26	3.661,10	211.744,16
Magallanes		454.987,59	5.404,10	449.583,49
	Laguna Blanca	20.523,91	2.388,10	18.135,81
	Punta Arenas	275.175,63	2.174,90	273.000,73
	Rio Verde	159.288,05	841,10	158.446,95
Tierra del Fuego		304.331,70	3.867,80	310.181,86
	Porvenir	9.717,96	72,60	9.645,36
	Timaukel	304.331,70	3.795,20	300.536,50
Antártica		84.871,06	91,00	84.780,06
	Cabo de Hornos	84.871,06	91,00	84.780,06
			Total Regional (Ha)	**1.090.789,43**

Fuente: Elaboración Propia, CERE (2014)

Tabla 3.6.4 – Superficie excluyendo áreas protegidas fiscales y privadas 2009-2013.

Provincia	Comuna	Total excluyendo WCS + BN RB (Ha)	Planes de Manejo (Ha)	Total Final (Ha)
Última Esperanza		249.905,12	3.661,10	246.244,02
	Torres Del Payne	34.499,86	0,00	34.499,86
	Natales	215.405,26	3.661,10	211.744,16
Magallanes		454.987,59	5.404,10	449.583,49
	Laguna Blanca	20.523,91	2.388,10	18.135,81
	Punta Arenas	275.175,63	2.174,90	273.000,73
	Rio Verde	159.288,05	841,10	158.446,95
Tierra del Fuego		158.895,68	3.867,80	155.027,88
	Porvenir	9.717,96	72,60	9.645,36
	Timaukel	149.177,71	3.795,20	145.382,51
Antártica		57.557,23	91,00	57.466,23
	Cabo de Hornos	57.557,23	91,00	57.466,23
			Total Regional (Ha)	**908.321,61**

Fuente: Elaboración Propia, CERE (2014)

Para realizar una estimación de la biomasa residual del manejo sustentable del bosque nativo en la Región de Magallanes y Antártica, se ha tomado como referencia el informe de caracterización de la biomasa forestal. Estos porcentajes se pueden apreciar en la siguiente tabla.

Tabla 3.6.5 – Porcentaje de volumen de desechos de la industria maderera por año.

	Madera %	Desechos		
		Aserrín %	Lampazos %	Total %
Región de Magallanes y Antártica Chilena	39,36	18,21	42,44	60,64
Provincia de Magallanes	42,86	19,87	37,27	57,14
Provincia de Última Esperanza	31,60	19,54	49,10	68,64
Provincia de Tierra del Fuego	42,13	15,80	42,07	57,87
Provincia Antártica	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.

Fuente: Elaboración Propia, CERE (2014)/ n.d: Dato no disponible

Los lampazos pueden considerarse 100 % como desecho forestal, el cual pueda ser susceptible de utilizar para la generación de astillas (chips).

Por lo tanto, interesa la información presentada en la cuarta columna (Lampazos) de la tabla anterior, ya que esos porcentajes sirven para estimar un volumen en m^3 de desechos producidos al año a nivel regional y provincial. Los cálculos realizados utilizaron como fuente de información, los datos de volumen bruto extraído a nivel provincial y regional.

En la tabla se señala expresamente el volumen potencial de residuos derivados de la biomasa forestal, los cuales podrían ser generados por la industria maderera, considerando los actuales volúmenes de producción y las tasas de extracción calculadas con los planes de manejo del periodo 2009-2012. Estos residuos podrían en su totalidad ser utilizados como materia combustible en forma de astillas (chips).

Tabla 3.6.6 – Estimación del potencial de producción de residuos derivados de la biomasa generados por la industria maderera

Sector	Volumen bruto de desechos generados al año m^3/año
Región de Magallanes y Antártica Chilena	263.381,7
Provincia de Magallanes	101.208,6
Comuna de Punta Arenas [1]	41.833,3
Comuna de Laguna Blanca [1]	31.030,2
Comuna de Rio Verde [1]	25.806,3
Provincia de Tierra del Fuego	75.345,6
Comuna de Timaukel [2]	73.992,9
Comuna de Porvenir [2]	n.d.
Provincia de Última Esperanza	52.864,0
Comuna de Natales [3]	52.864,0
Provincia Antártica [4]	3.349,5
Comuna de Cabo de Hornos [4]	3.349,5

[1] Datos calculados con el promedio 37,27 % de la Provincia de Magallanes; [2] Datos calculados con el promedio 49,10 % de la Provincia de Tierra del Fuego; [3] Dato calculado con el promedio 42,07 % de la Provincia de Última Esperanza; [4] Datos calculados con el promedio regional 42,44 % de generación de lampazos.

Fuente: Elaboración Propia, CERE (2014)

Por otro lado, existe el proyecto "Evaluación del Mercado de Biomasa y su Potencial", elaborado por la Universidad Austral de Chile encargado por el Ministerio de Energía y llevado a cabo en conjunto con la Corporación Nacional Forestal. Este trabajo se puede visualizar más gráficamente mediante el "Explorador de Bioenergía Forestal" alojado en el sitio web: http://sit.conaf.cl, resultados avalados por la industria, la academia forestal y la autoridad forestal CONAF.

La superficie de bosque nativo aprovechable con fines energéticos, es la superficie de bosque nativo desde las regiones estudiadas que puede ser incorporada a un manejo forestal multipropósito, bajo criterios de sostenibilidad, siendo la dendroenergía uno de estos fines. La UACh determinó esto en base a la información cartográfica disponible de la CONAF, aplicando restricciones legales a la superficie bruta de bosque nativo del Catastro de los Recursos Vegetacionales Nativos de Chile. Además, se consideraron 9 criterios de exclusión (según la normativa) de superficies de bosque nativo. Luego se excluyeron del cálculo de esta superficie neta todos los bosques nativos achaparrados localizados en el límite altitudinal ya que debido a sus pequeñas dimensiones, no son posibles de incorporar comercialmente y los bosques con tipo de cobertura abierto presentan un reducido número de individuos por hectárea que permitan la aplicación de raleos comerciales.

Esto representa la superficie que podría ser considerada para la evaluación técnica-económica de proyectos de bioenergía. A continuación se observa la cantidad de hectáreas de bosque nativo con

potencial dendroenergético por Región analizada, en especial a la Región de Magallanes y de la Antártica Chilena, indicando un valor de 1.114.112 hectáreas comparado con la superficie total bruta de bosque nativo de 2.762.000 hectáras. De igual manera el desglose comunal de este valor se aprecia a continuación en la figura y tabla.

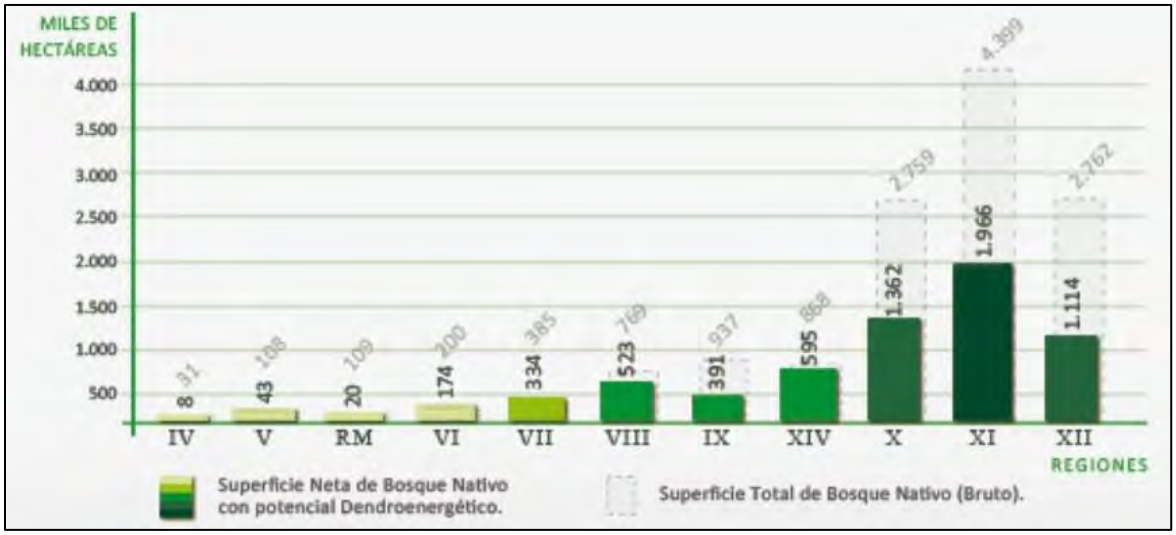


Figura 3.6.1 – Superficie neta de bosque nativo con potencial dendroenergético

Fuente: CONAF[30] (2012)

Tabla 3.6.7 – Superficie neta de bosque nativo con potencial dendroenergético por comuna

Comuna	Hectáreas por comuna
Cabo de Hornos	94.502
Laguna Blanca	26.596
Natales	241.114
Porvenir	12.123
Primavera	0
Punta Arenas	279.110
Río Verde	164.546
San Gregorio	874
Timaukel	246.419
Torres del Payne	48.830
Total	1.114.112

Fuente: CONAF[31] (2012)

[30] *Explorador de Bioenergía Forestal*
[31] *Explorador de Bioenergía Forestal*

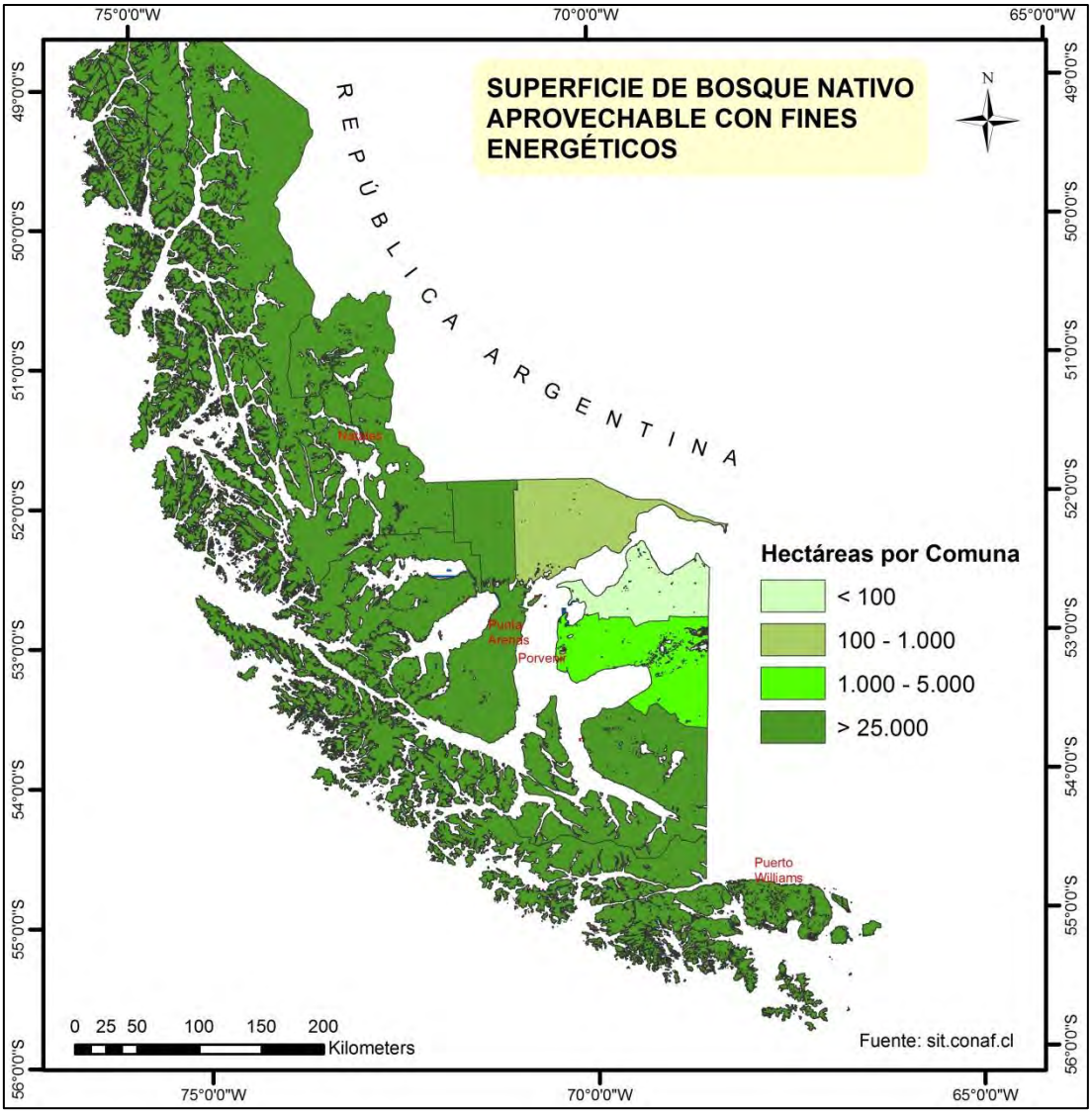


Figura 3.6.2 – Superficie de bosque nativo aprovechable con fines energéticos para la Región de Magallanes y de la Antártica Chilena

Fuente: CONAF[32] (2012)

En la siguiente figura se puede apreciar la biomasa aprovechable anual con fines energéticos correspondiente a las regiones desde Copiapó a Magallanes, lo cual nos dice la cantidad de biomasa seca que se puede obtener anualmente del manejo de bosques nativos para fines energéticos. El cálculo de las existencias volumétricas en pie para la superficie neta de bosque nativo, se obtuvo a partir del procesamiento de una red de parcelas temporales del Inventario Forestal Nacional Extensivo del Proyecto Catastro (1999), realizado entre la V y XII regiones, lo cual permitió obtener información respecto a la estructura, composición y parámetros dasométricos de cada tipo de bosque. La determinación de la distribución diamétrica y composición de especies de

[32] *Explorador de Bioenergía Forestal*

cada estructura aportó también con información básica para la simulación de cortas intermedias (raleos).

Los valores se entregan en millones de toneladas secas por año.

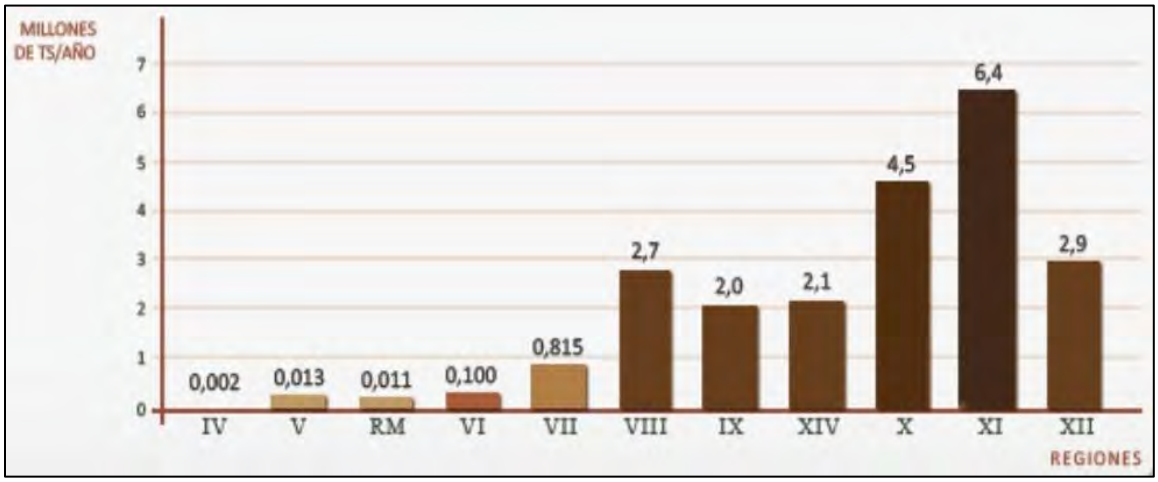


Figura 3.6.3 – Biomasa disponible anual de Bosque Nativo con potencial dendroenergético

Fuente: CONAF[33] (2012)

Un detalle comunal de esta biomasa aprovechable anual con fines energéticos se aprecia en la figura 3.6.4. Los valores por comuna se pueden ver en la Tabla 3.6.8.

[33] *Explorador de Bioenergía Forestal*

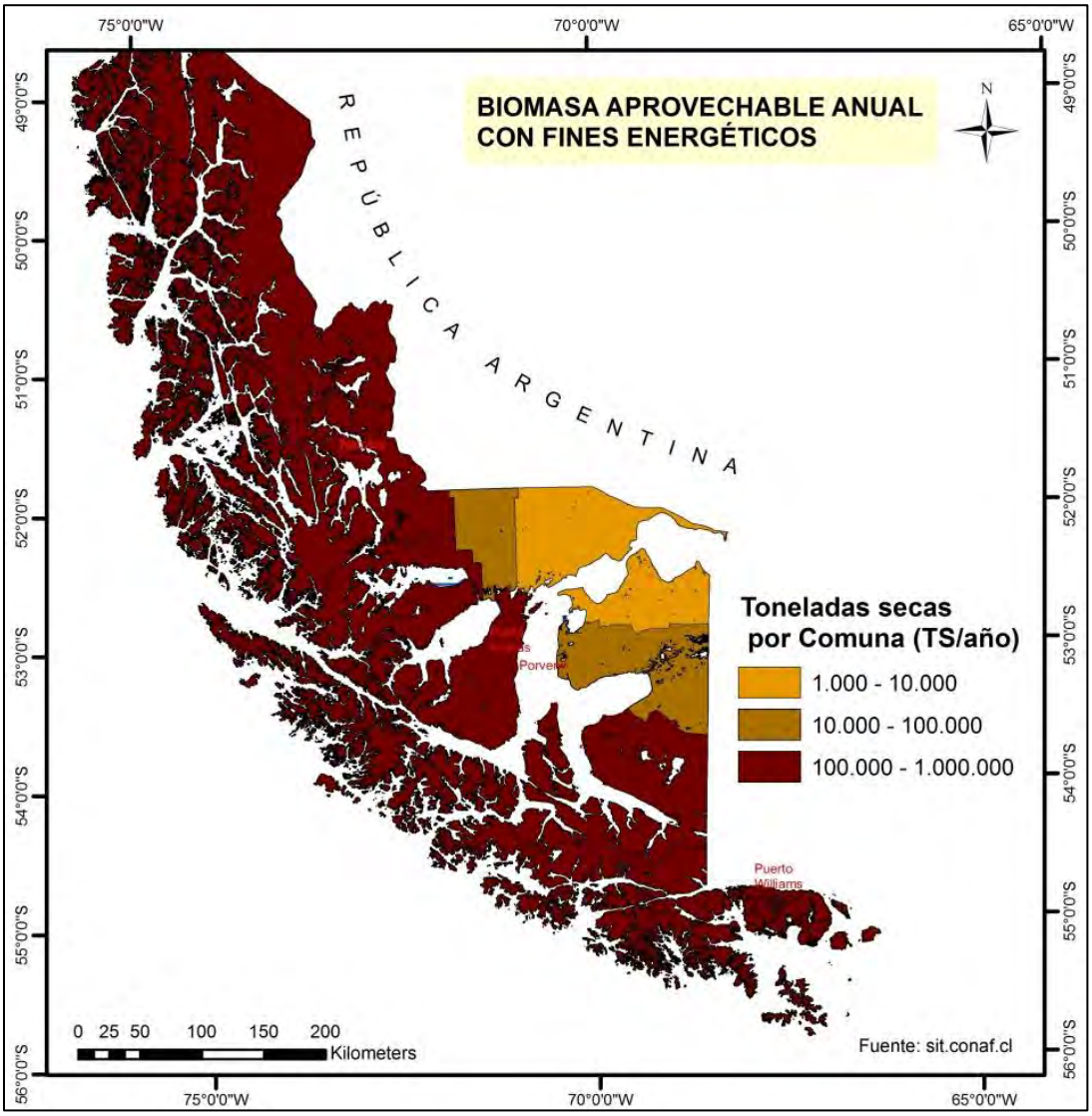


Figura 3.6.4 – Biomasa aprovechable con fines energéticos de la Región de Magallanes y de la Antártica Chilena

Fuente: CONAF[34] (2012)

[34] *Explorador de Bioenergía Forestal*

Tabla 3.6.8 – Biomasa aprovechable por comuna

Comuna	Toneladas Secas por Comuna al año (TS/año)
Cabo de Hornos	253.872
Laguna Blanca	68.042
Natales	639.232
Porvenir	31.316
Primavera	0
Punta Arenas	728.813
Río Verde	434.753
San Gregorio	2.446
Timaukel	645.076
Torres del Payne	125.115
Total	2.928.665

Fuente: CONA[35]F (2012)

La potencia instalable de generación eléctrica es la potencia obtenida anualmente de la simulación de un manejo forestal multipropósito del bosque nativo, de los estratos renoval, bosque adulto y bosque adulto-renoval. La base para estimar el potencial de generación eléctrica corresponde a la biomasa aprovechable anual, a la cual se le aplicaron factores de reducción. Para estimar la potencia eléctrica en el estudio la Universidad Austral consideró un factor de planta de 80% y una eficiencia eléctrica de 30%.

Las estimaciones se basan en el supuesto que una vez cosechada la biomasa, tendrá un tiempo variable de espera en acopios en origen para reducir en forma natural el contenido de humedad hasta su condición aceptada en plantas de destino. A pesar que el contenido de humedad de la biomasa verde es variable (sobre 80% base seca) según componente del árbol, especie, temporada y zona climática, se asume que la biomasa está en condiciones de iniciar proceso de transformación cuando su humedad alcanza el 50% base peso seco. Así, para el cálculo del potencial energético, se transformó la biomasa seca obtenida en el paso anterior, a biomasa verde con un 50% de humedad base peso seco. Se utiliza este valor por ser más conservador en la estimación.

Se estima que para las regiones desde Coquimbo a Magallanes la potencia eléctrica instalable alcanzaría los 2.597 MWe, pero al descontar la leña nativa consumida en Chile, el potencial eléctrico desciende a 2.129 MWe. En la siguiente figura se puede apreciar el potencial eléctrico en MWe para cada Región analizada.

[35] *Explorador de Bioenergía Forestal*

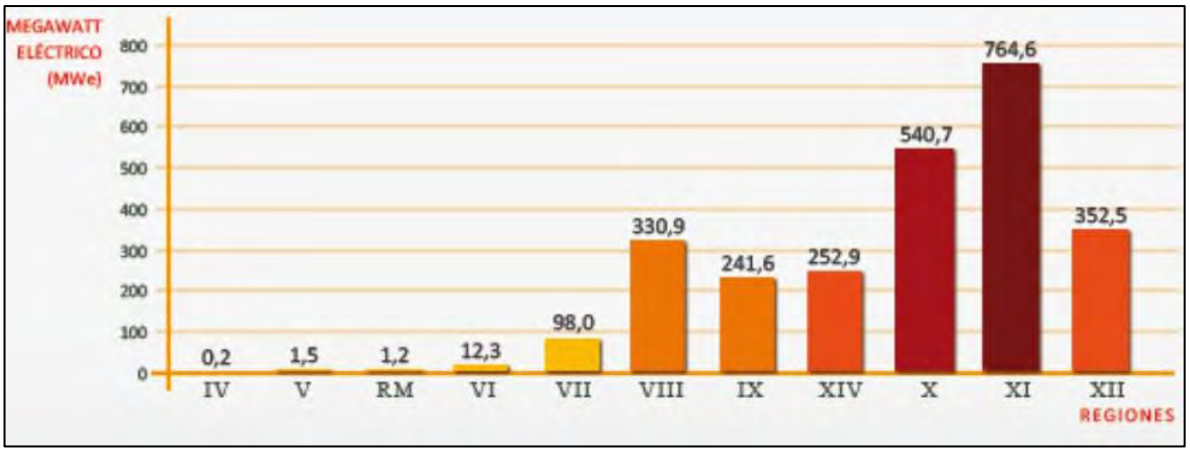


Figura 3.6.5 – Potencial eléctrico del manejo del bosque nativo

Fuente: CONAF[36] (2012)

Para el caso particular de la Región de Magallanes, el potencial eléctrico alcanza los 352,5 MWe, tal como se puede apreciar un detalle comunal a continuación en la Figura 3.6.6 y Tabla 3.6.9.

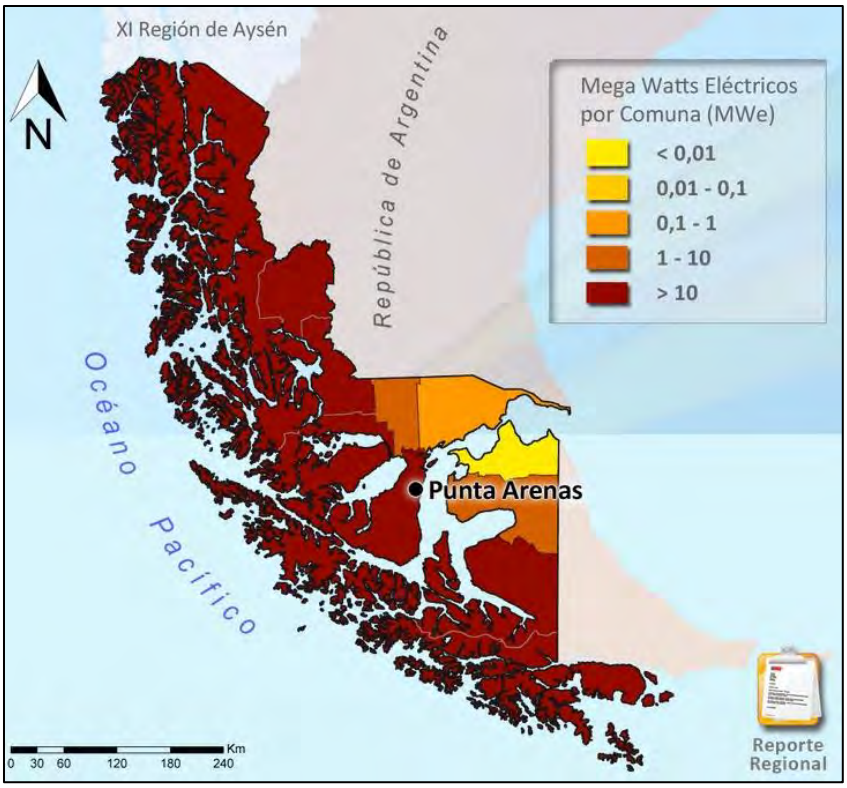


Figura 3.6.6 – Potencia instalable de Generación Eléctrica para la Región de Magallanes y de la Antártica Chilena

Fuente: CONAF[37] (2012)

[36] *Explorador de Bioenergía Forestal*

Tabla 3.6.9 – Potencia instalable de Generación Eléctrica por comuna

Comuna	Mega Watts Eléctricos por comuna (MWe)
Cabo de Hornos	30,60
Laguna Blanca	8.,20
Natales	76,90
Porvenir	3,80
Primavera	0
Punta Arenas	87,70
Río Verde	52,30
San Gregorio	0,30
Timaukel	77,60
Torres del Payne	15,10
Total	352,5

Fuente: CONAF[38] (2012)

En cuanto a los propietarios de bosque nativo con planes de manejo vigente, los que sobresalen son solamente dos empresas, FORESTAL MONTE ALTO y FORESTAL RUSSFIN las cuales poseen los siguientes lotes con bosque:

Los bosques de Monte Alto abarcan aproximadamente 59.000 hectáreas, con dos tercios de las mismas compuestas por bosques de Lenga de distinta antigüedad y un tercio dedicadas a la conservación e infraestructura.

Los activos de bosques se distribuyen en siete propiedades jurídicamente independientes, aunque físicamente contiguas. La distancia media de todos los bosques al aserradero es de aproximadamente 30 kilómetros. El principal activo de Monte Alto forestal está conformado por sus bosques. Todos los esfuerzos volcados en la integración del negocio forestal están dirigidos en última instancia a agregar valor a su patrimonio forestal. Consciente de la importancia económica, social y ecológica de un activo tan valioso, la compañía ha desarrollado un minucioso plan de manejo que asegure la sustentabilidad a través del tiempo en estos tres aspectos. En Febrero de 2011 el programa de certificación *SmartWood* de *Rainforest Aliance*™ certificó la consistencia de este plan de manejo con los principios de *Forest Stewardship Council* (FSC™).

En la actualidad siete predios de aproximadamente 41.000 has. (Tabla 3.6.10), de las cuales el 75% está cubierta por bosques en distintos estados de desarrollo, y el 25% restante corresponde a turbas, vegas, suelo descubierto, praderas, etc.

[37] *Explorador de Bioenergía Forestal*
[38] *Explorador de Bioenergía Forestal*

Tabla 3.6.10 – Superficie Total predios Monte Alto Forestal S.A. según catastro

Predio	Superficie (Ha)
Monte Alto (Lote 3-A)	15.121
Lote 1B-1 (norte)	1.809
Lote 1B-3 (sur)	98
Berta (Lote 9)	10.425
Lauca (Lote 11B)	3.920
Skyring (Lote 1-A3, oeste)	1.350
Las Coles (Lote 2)	8.548
Superficie total	**41.271**

Fuente: Forestal Monte Alto S.A., 2013[39]

Un total de 3.125 hectáreas se le han autorizado a la empresa por parte de los programas de planes de manejo durante los años 2009 a 2013.

Monte Alto Forestal S.A., se ha dedicado a impulsar el desarrollo de proyectos de generación de energía a través del uso de la biomasa de sus bosques, ya que considera este recurso como una alternativa sustentable y económica para complementar la matriz energética de la Región de Magallanes.

En el año 2012 la compañía creó MAR[40], una empresa subsidiaria dedicada al desarrollo de proyectos de energía en base a biomasa. Esta empresa se encuentra actualmente ejecutando un proyecto de generación de energía para calefacción en base a biomasa, en hoteles dentro del Parque Nacional Torres del Paine, una Reserva de la Biósfera de la UNESCO en la Patagonia Chilena. Adicionalmente, se encuentra participando en el desarrollo de proyectos de energía distrital e industrial, con el objetivo de posicionar la biomasa como una fuente de energía alternativa para la región.

La planta industrial de Monte Alto se encuentra en la ciudad de Punta Arenas y está situada sobre un predio de 9 hectáreas dentro del sector industrial y a escasos kilómetros del principal puerto de la región.

En el año 2012, MAFSA adquirió esta moderna planta industrial que cuenta con un aserradero equipado con una eficiente línea de producción con capacidad de proceso de 30.000 m^3 de trozas por año en un turno, siete cámaras de secado con capacidad de secar 20.000 m^3 de madera aserrada por año y un galpón de elaboración de madera de 1.500 m^2. Las tasas de rendimiento y los costos de producción de la operación industrial de MAFSA están en línea con los más eficientes productores de madera a nivel mundial.

[39] *Plan de Manejo Forestal, Enero del 2013.*
[40] *Monte Alto Renovable*

Por otro lado, la empresa FORESTAL RUSSFIN posee un patrimonio en hectáreas de los siguientes predios:

Tabla 3.6.11 – Patrimonio Forestal Russfin

Tipo de superficie	Predio Cazuelas	Predio Lote 26 B	Predio Lote 22 B	Predio Santa Alicia	Total
Total Bosque	5.167	855	978	7.455	14.455
Total Bosque Protección y/o Conservación	550	90	100	820	1.560
Total Praderas, Turbas y Vegas	1.453	288	1.836	6.225	9.802

Fuente: Forestal Russfin, 2014[41].

Un total de 2.115,45 hectáreas se le han autorizado a la empresa por parte de los programas de planes de manejo durante los años 2009 a 2013. Esta empresa también cuenta con certificación de *Forest Stewardship Council* (FSC™), lo cual indica la capacidad de gestión que posee para los manejos del bosque. A su vez, esta empresa se auto abastece de astillas de los residuos de Lenga de sus procesos, para alimentar una planta de cogeneración. Además ellos comercializan en sacos de 425 kg estas astillas con una densidad de 280 kg/m^3.

3.7 Residuos

El biogás es un combustible que se forma a partir de la biodegradación de la materia orgánica. Este se produce en ausencia de oxigeno por la acción de microorganismos anaerobios. El biogás es generado a través de diversas fuentes orgánicas, principalmente residuales, una de los cuales la constituyen los residuos sólidos urbanos (RSU).

A nivel nacional el biogás para generación eléctrica representa 5,5% de la energía renovable no convencional, que para el año 2014 representó 58,15 MW de potencia instalada. De esta potencia sólo 43 MW se encuentran conectados al Sistema Interconectado Central de red Eléctrica (SIC), según información del CIFE (2014).

El desarrollo de biogás en la Región es un tema interesante pero a baja escala ya que la producción de insumos para la generación de biogás es bastante baja, y se encuentra asociada a los RSU. En la comuna de Punta Arenas se tuvo la experiencia de una planta de biogás la cual operó entre el 16 de Diciembre 2007 y el 5 de Febrero del año 2013, cuando fue detenida su operación, ya que no era económicamente sustentable para la empresa que la operaba. Esta iniciativa comenzó producto de la obtención de Bonos de Carbono, a través de un proyecto de MDL (Mecanismo de Desarrollo Limpio).

[41] *Plan de ordenación, estándar FSC, resumen publico Abril 2014.*

La planta está conformada por un equipo Hofstetter, de origen Suizo, de tipo HOFGAS – Ready C600. Este equipo es utilizado para la quema controlada y segura del biogás, y corresponde a uno de los modelos más pequeños. La planta es alimentada de electricidad por dos generadores Perkins, de 18 KVA cada uno, con un factor de 0,9; los cuales eran utilizados de forma alternada. El gas era extraído a través de succión de pozos realizados en el vertedero e inyectado a una antorcha para ser quemado. El promedio de producción de la planta de biogás era de 399 m^3/h, con una concentración que variaba de 36% al 42 % de CH_4, esto dependiendo principalmente de la estación del año y el manejo de los pozos (se estima un valor promedio de concentración de CH_4 de 39,4%).

La empresa encargada de la planta de biogás sostuvo conversaciones con la empresa EDELMAG S.A., para ver la factibilidad de producir energía eléctrica con biogás y poder inyectar esta energía a la red, pero con el cierre de la planta no se concretó el proyecto. En la Tabla 3.7.1, se presentan algunos datos de la planta.

Tabla 3.7.1 - Descripción de la Planta de Biogás en vertedero de Punta Arenas

Equipo Principal	HOFGAS – Ready C600
Inversión	1,5 (MMUS$)
Costos de Operación	0,01 (MMUS$)
Producción de Gas	399 (m^3/h)

Fuente: Elaboración Propia CERE (2014)

Si la planta de biogás se reforma para generación eléctrica, se podrían tener los resultados presentados en la Tabla 3.7.2. Sin embargo, hoy en día la planta está abandonada.

Tabla 3.7.2 - Producción de Energía – Valorización del Biogás

Producción		Unidades
Biogás	3.504.000	(Nm^3/año)
CH_4	1.401.600	(Nm^3/año)
Energía (10kWh/Nm^3CH_4)	14.016.000	(kW h)
Energía Eléctrica	5.480,3	(MW h/año)
Potencia Eléctrica en continuo	695	(kW e)
Potencia Eléctrica en punta (2*2h)	4.171	(kW e)
Energía Térmica	9.878,7	(MMBTU)
Energía Térmica Generada	9.878,7	(MMBTU)
Potencia Térmica	640	(kW t)
Factor de Mantención/incertidumbre (Factor de Operación)	90%	%
Factor de Altura	100%	%

Fuente: Bionersis (2008)

La planta anteriormente mencionada, podría llegar a ser un buen proyecto para la gestión del vertedero municipal de Punta Arenas, en cuyas inmediaciones se encuentra instalada dicha planta. Principalmente el objetivo de la planta sería la generación eléctrica, que apoye la gestión en el vertedero, ya que durante el tiempo que operó la planta, solo se combustionaba el biogás producido y no se generaba energía.

Con relación a la producción de biogás en otros vertederos de la región, como el de Natales y Porvenir principalmente, siempre está la posibilidad de emplear este recurso para autogeneración de energía eléctrica, sin embargo, los montos de inversión de dichas plantas no son menores y tendría que evaluarse su rentabilidad, o los ahorros en energía que pudieran llegar a tenerse.

En general, el uso de residuos de vertederos o residuos orgánicos presenta limitaciones técnicas y económicas mayores para su implementación como alternativas en el mediano plazo, tal como se indica en los estudios de la CNE-GTZ (2007) [42].

3.8 Geotermia

Se define energía geotérmica como: "fuente energética renovable que se obtenga del calor natural de la tierra, que puede ser extraída del vapor, agua, gases, excluidos los hidrocarburos, o a través de fluidos inyectados artificialmente para este fin".

La explotación de este recurso se realiza en los yacimientos geotérmicos, los cuales se definen como una zona del subsuelo cuyo calor se puede aprovechar de forma económicamente rentable. Cabe tener en cuenta que para extraer el calor del subsuelo es necesaria la presencia de un fluido que lo transporte, y que además hay que perforar a suficiente profundidad para alcanzar las temperaturas óptimas para la explotación.

Los yacimientos de agua caliente pueden formar una fuente o ser subterráneos, contenidos en un reservorio. Los que forman fuentes, se aprovechan desde tiempos muy antiguos como baños termales. En principio podrían aprovecharse enfriando el agua antes de utilizarla, pero suelen tener caudales relativamente reducidos. En cuanto a los subterráneos, yacimientos de aguas termales muy calientes a poca o media profundidad, sirven para aprovechar el calor del interior de la tierra. El agua caliente o el vapor pueden fluir naturalmente, por bombeo o por impulsos de flujos de agua y de vapor. El método a elegir depende del que en cada caso sea económicamente rentable.

[42] *Potencial de Biogas y Proyectos de Biomasa.*

En la mayoría de los casos la explotación debe hacerse con dos pozos (o un número par de pozos), de modo que por uno se obtiene el agua caliente y por otro se reinyecta al reservorio, tras haber enfriado el caudal obtenido. Las ventajas de este sistema son múltiples:

- Hay menos probabilidades de agotar el yacimiento térmico, puesto que el agua reinyectada contiene todavía una importante cantidad de energía térmica.
- Las posibles sales o emisiones de gases disueltos en el agua no se manifiestan al circular en circuito cerrado por las conducciones, lo que evita contaminaciones.

Finalmente hay otros yacimientos en los que el agua sale en forma de vapor. En éstos, el aprovechamiento es directo para obtener energía mecánica mediante una turbina, pero tienen el problema de que es más complicado reinyectar el agua después de condensada, y en el camino habrán difundido en la atmósfera una parte de los gases que acompañan al vapor.

En el caso de los yacimientos secos, por lo general se encuentran a una profundidad no excesiva, con materiales o piedras calientes, en seco. Se inyecta agua por una perforación y se recupera, caliente por otra, se aprovecha el calor, por medio de un intercambiador y se vuelve a reinyectar como en el caso anterior. Un ejemplo, en Inglaterra, fue el "Proyecto de Piedras Calientes HDR" (*Hot Dry Rocks*), abandonado después de comprobar su inviabilidad económica en 1989. Los programas HDR se están desarrollando en Australia, Francia, Suiza, y Alemania. Los recursos de magma (rocas fundidas) ofrecen energía geotérmica de altísima temperatura, pero con la tecnología existente no se pueden aprovechar económicamente esas fuentes.

- **Disponibilidad Actual y Potencial**

No existen antecedentes de utilización comercial de este recurso energético en la Región. Para Magallanes se conocen hasta el momento tres fuentes minerales, un yacimiento de vapor y una zona de posible aprovechamiento de baja entalpía. Las primeras ubicadas en Ultima Esperanza, Seno Skyring e Isla Riesco, el yacimiento de vapor en el área del Zurdo en Laguna Blanca, y el de baja entalpía en un sector cercano a Cullen comuna de Primavera.

En Ultima Esperanza, en la localidad de Laguna Amarga se observa una fuente mineral de agua sulfatada que ha dado lugar a la formación de una costera de baritina. Se trata de aguas relativamente frías cuya temperatura fluctúa entre 10 y 20 °C. No se tiene información sobre el caudal de dicha fuente.

Otra fuente mineral aparece en el extremo Sur de la Península del Fiordo La Pera (Seno Skyring), designada como "Surgidero Furia". Es una típica fuente termal con agua caliente (Alrededor de 50°C), acompañada de gases. Se cree estuviera relacionada con los intrusivos andesiticos y básicos

del Terciario Superior observados en la Cordillera Pinto e Isla Riesco. En este sector el CEQUA (2013-2014), ejecutó un proyecto FIC-R con el fin de aprovechar el recurso para turismo.

Existe otra fuente de poco caudal (de la cual no se tiene mayor información), en Isla Riesco, por el Canal Jerónimo, en un punto al Oeste del Brazo Núñez, que puede estar relacionado con el sector anterior, y que fue ubicado por el EULA (2006) a partir de un estudio desarrollado para el Ministerio de Bienes Nacionales relacionado con el Parque Marino Francisco Coloane.

Hay antecedentes de otras fuentes termales en la zona del archipiélago patagónico pero no se tienen informaciones precisas de su ubicación y datos de temperatura.

Con relación al yacimiento de vapor fue descubierto en el pozo Zurdo 1, perforado con fines petrolíferos en la parte central de la Provincia de Magallanes, al Norte de Laguna Blanca, por ENAP. La acumulación de vapor, agua caliente y gas se observó al alcanzar la profundidad de 3.764 (m), cuando se atravesaba una sección de arcillolitas del Terciario Inferior. Las manifestaciones superficiales consistieron primeramente en una pequeña afluencia de gas inodoro y posteriormente barro de perforación, vapor de agua, agua caliente y un pequeño porcentaje de gas. Cuando fluía solamente vapor con escaso gas y agua caliente la presión medida fluctuaba entre 1.379 y 2.070 kPa en un tubo de descarga de 826 mm de diámetro. La temperatura medida en el “Manifold” fue de 116 °C y en la descarga de 99 a 102 °C. A profundidad no pudo ser determinada la temperatura ni la afluencia de vapor debido a las operaciones que se efectuaban para tapar el pozo con barro y los continuos derrumbes en el fondo, lo que obstruía el interior de las barras de perforación, impidiendo el libre escurrimiento del vapor. El agua del yacimiento sería principalmente vadosa, con una salinidad de 6,6 g/l.

Desafortunadamente no fue posible limpiar el pozo para efectuar una prueba de producción o continuar su perforación y finalmente tuvo que abandonarse por colapso de la tubería.

Aparentemente existiría una anomalía termal en las proximidades del sondaje en la Loma Penitente donde se nota un cambio de vegetación. Es posible que en el sector Penitente-Morro Chico existan otros yacimientos de vapor, a menor profundidad (700 a 1.400 m) en reservorios construidos por las areniscas del Terciario Superior.

La profundidad del yacimiento de vapor El Zurdo es muy alta para llegar a ser un yacimiento comercial, en el momento actual.

De acuerdo a la información disponible, es posible evaluar la entalpia específica para cada fuente geotérmica en la Región. (Energía calórica disponible por kg de vapor o agua). En la Tabla 3.8.1 se entregan las estimaciones:

Tabla 3.8.1 - Estimaciones de Entalpia Especifica por sector fuente.

Fuente	Entalpía Específica (KJ/Kg)
Laguna Amarga	42,1 a 84,0
Surgidero Furia	209,3
Pozo El Zurdo	Agua 427,5 Vapor 2679,1

Fuente: Wiedman, J. (1982)

Las cifras aquí entregadas no tendrán valor práctico mientras no se tenga información fidedigna de producción y la seguridad de que ella se mantendrá por un tiempo que haga rentable la instalación de una planta.

Se denomina Gradiente Geotérmico a la variación de temperatura, que aumenta con la profundidad en la corteza terrestre, depende de las características físicas del material propias de cada zona del interior del planeta, o dicho de otro modo, de las condiciones geológicas locales. Los valores usuales se encuentran en el rango 10 a 66 °C/Km, sin embargo, se han medido gradientes de hasta 200 °C/km.

Debido a la actividad petroquímica realizada por ENAP, se han obtenido de la información de la perforación de pozos de gas y petróleo los gradientes geotérmicos de la Cuenca Magallanes. Estos en general, corresponden a medidas de temperaturas del fondo de los pozos y en otras ocasiones tomadas en las pruebas de formación en los niveles en donde se han encontrado los yacimientos de gas/petróleo. En la Figura 3.8.1 se muestra un mapa de los gradientes geotérmicos del sector nororiental de la Cuenca de Magallanes en donde aparece el mejor gradiente de 5,2 °C/100 m, ubicado entre el campamento de Posesión (comuna de San Gregorio) y el sector Terramar (comuna de Primavera).

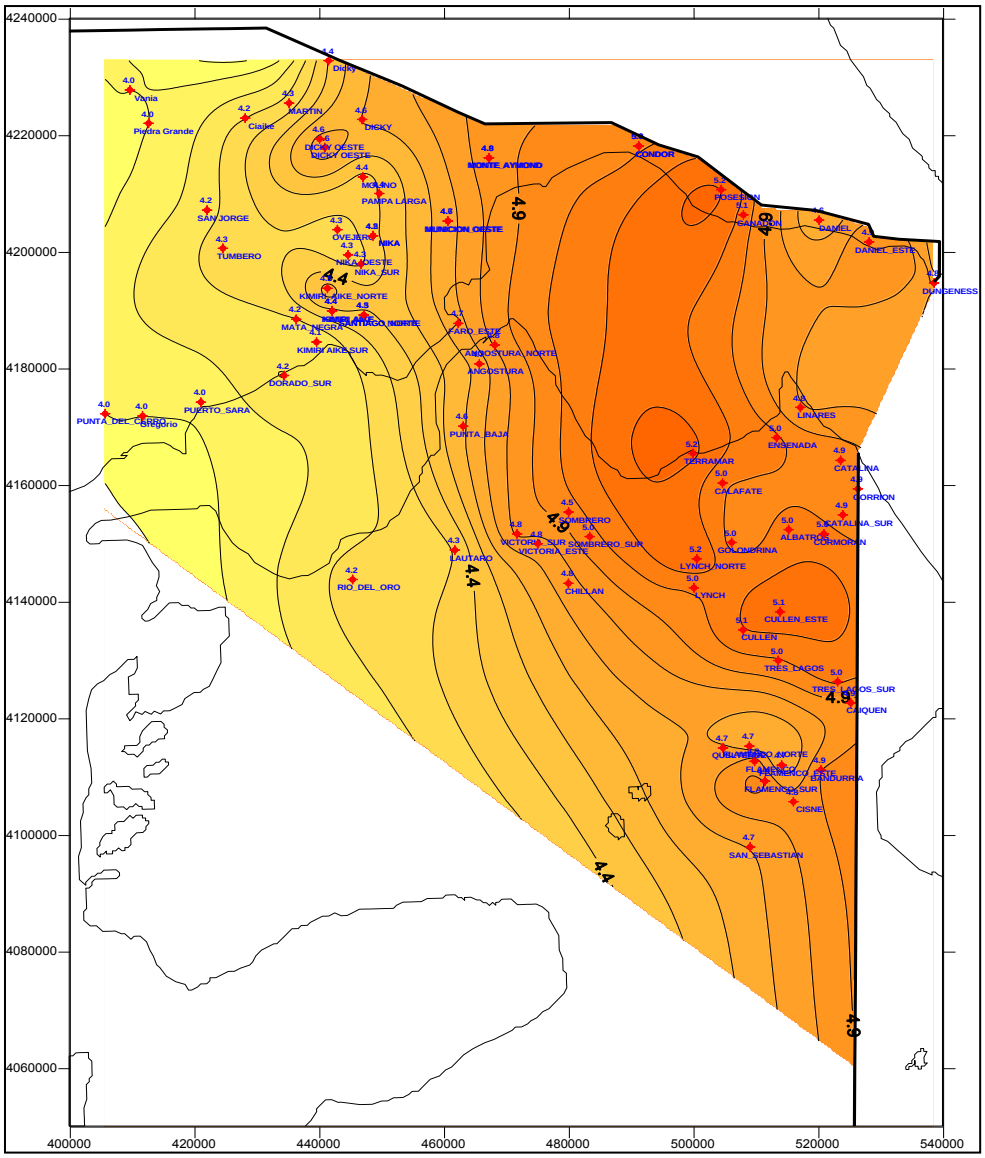


Figura 3.8.1 - Mapa gradiente geotérmico sector nororiental, Cuenca de Magallanes.
Fuente: ENAP

Finalmente en la Figura 3.8.2, se muestra la ubicación de las diversas zonas con potenciales geotermales, que debieran ser punto de partida para un estudio más acabado sobre la disponibilidad del recurso en la región para fines energéticos. Considerando las zonas geotérmicas allí presentes, un siguiente paso, para poder calcular el potencial energético existente, es realizar labores de exploración superficial y profunda según sea necesario, en cada caso, para definir su tamaño, forma y estructura y determinar las características necesarias para su evaluación tales como: el tipo de fluido, su temperatura, composición química y su capacidad para producir energía.

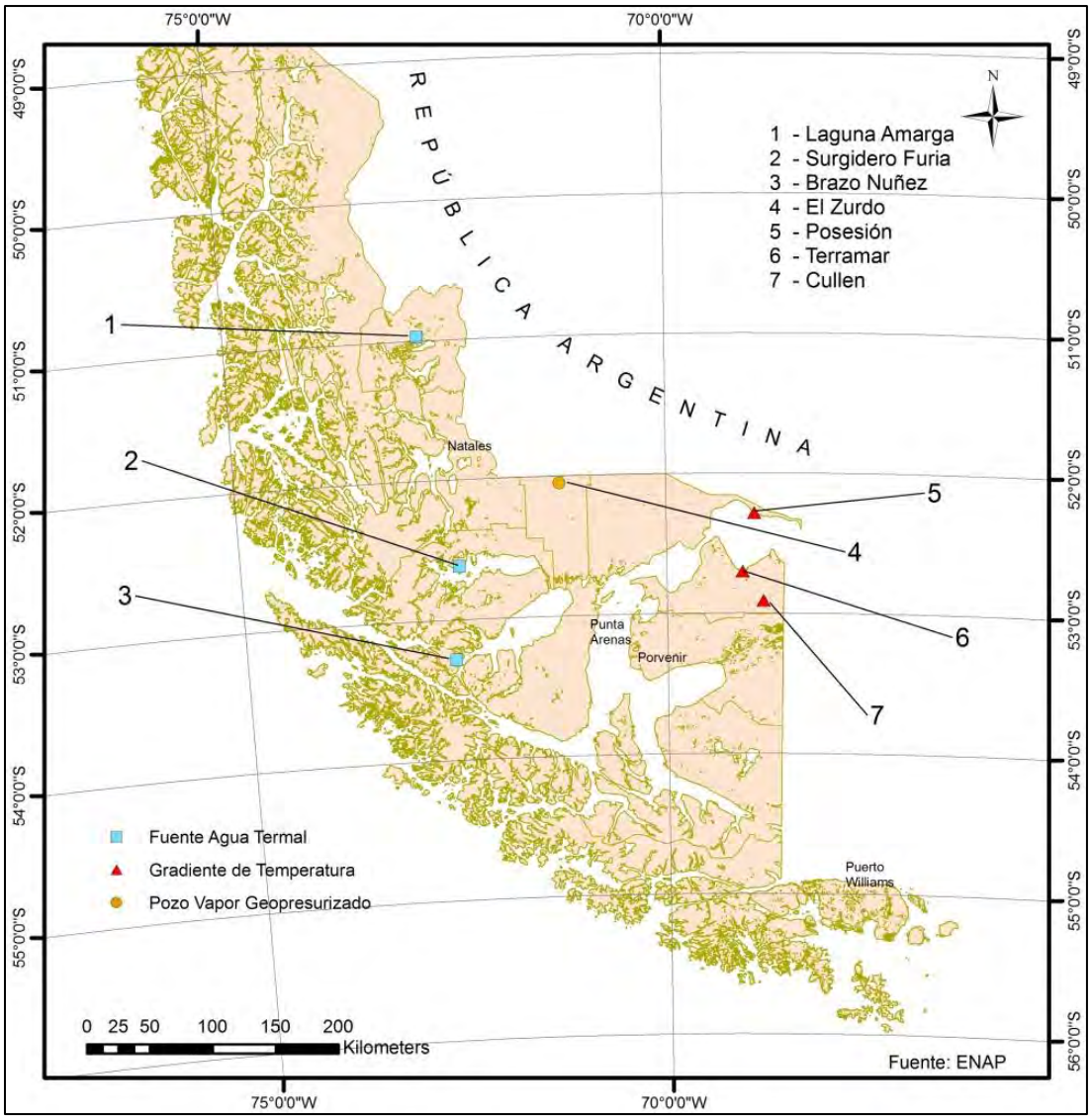


Figura 3.8.2 – Zonas con potenciales geotermales en la Región de Magallanes.
Fuente: Elaboración Propia, CERE (2014)

3.9 Hídrico

Se analizó la información principalmente proporcionada por la Secretaría Regional Ministerial de Energía de la Región de Magallanes y Antártica Chilena, en términos de determinar el posible aprovechamiento de sus recursos hídricos, y determinar cuáles son sus características sobresalientes.

En un primer análisis, se da respuesta a las siguientes interrogantes: (a) cuál es la información disponible para establecer el potencial hidroeléctrico regional, y (b) cuáles son sus características más relevantes.

Para determinar cuál es la información disponible, se consideró tanto los antecedentes proporcionados por la SEREMI de Energía como, los obtenidos durante la realización de una revisión bibliográfica y de conversaciones sostenidas con terceros. Por su parte, para indicar las características más relevantes del potencial hidroeléctrico regional, se efectuó una revisión preliminar de los antecedentes disponibles. En Bibliografía se muestran los documentos analizados.

Adicionalmente, es importante mencionar que producto de la revisión bibliográfica realizada, se tomó conocimiento de la existencia de antecedentes indirectos, que hacen referencia al abastecimiento hidroeléctrico histórico de asentamientos apartados, normalmente de muy pequeño tamaño; la mayor parte de las cuales en la actualidad no se encuentran en explotación, por cuanto su infraestructura y equipos de generación se han perdido o están deteriorados. Entre estos antecedentes resulta de interés mencionar la referente a, una micro central que abastecía el asentamiento de Puerto Arturo, en el sur de Tierra del Fuego, mencionada por Fernández (2010) y a una mini o microcentral que abastecía la localidad de Puerto Williams, cuyos derechos de agua pertenecen al Gobierno Regional y que en la actualidad también se encuentra en desuso.

También es relevante señalar la información de carácter hidroeléctrica obtenida de conversaciones sostenidas con terceros. En este sentido y a modo de ejemplo, cabe señalar que conversaciones sostenidas con profesionales de la Dirección General de Aguas, condujeron a confirmar los problemas que presenta la única central hidroeléctrica relevante que existe en la Región de Magallanes (en términos del abastecimiento hidroeléctrico de una localidad urbana). Se trata de una pequeña central hidroeléctrica construida hace relativamente poco tiempo para abastecer a la localidad de Puerto Edén, y que en la actualidad se encuentra con problemas, aparentemente derivados de un diseño o construcción defectuosa (que han derivado, por ejemplo, en filtraciones de sus tuberías por el asentamiento de machones de apoyo), sin que sea posible descartar otras dificultades derivadas de descuidos en su operación y/o mantenimiento.

- **Potencial hidroeléctrico preliminar**

Sobre la base de lo señalado en los puntos del Anexo C, C.9.1, C.9.2 y de la revisión preliminar de los antecedentes disponibles, se preparó, tomando como base a un mapa elaborado por el Instituto Geográfico Militar[43], la Figura 3.9.1. En ella se muestra la ubicación de dos sectores relevantes: uno de color rojo, donde se ha reconocido la existencia de un importante potencial hidroeléctrico, y otro de color amarillo, donde se considera que el potencial hidroeléctrico convencional es extremadamente pequeño.

En el resto de la región existe un potencial hidroeléctrico atractivo para abastecer consumos locales, e inclusive contribuir con el abastecimiento de ciudades o pueblos cercanos. Desafortunadamente la carencia de estudios específicos respecto del desarrollo de las cuencas más importantes del sur de Tierra del Fuego y de la provincia de Última Esperanza, impide pronunciarse en forma categórica sobre su potencial para abastecer las ciudades o pueblos más cercanos.

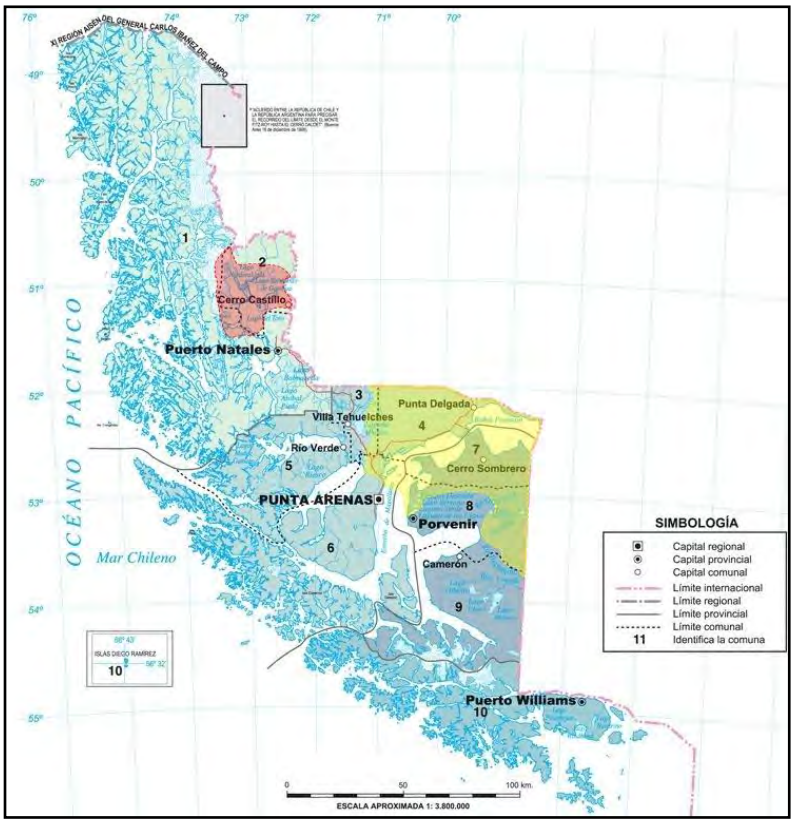


Figura 3.9.1 - Sectores relevantes desde el punto de vista hidroeléctrico en la Región de Magallanes
Fuente: Wiedman, J. (1982)

[43] *Se muestra la división política administrativa de la Región de Magallanes y que fue obtenido del sitio www.educarchile.cl*

En las Figuras 3.9.2 y 3.9.3, se muestra un detalle de las hoyas del Río Serrano (comuna de Torres del Payne) y del Río San juan (comuna de Punta Arenas), respectivamente.

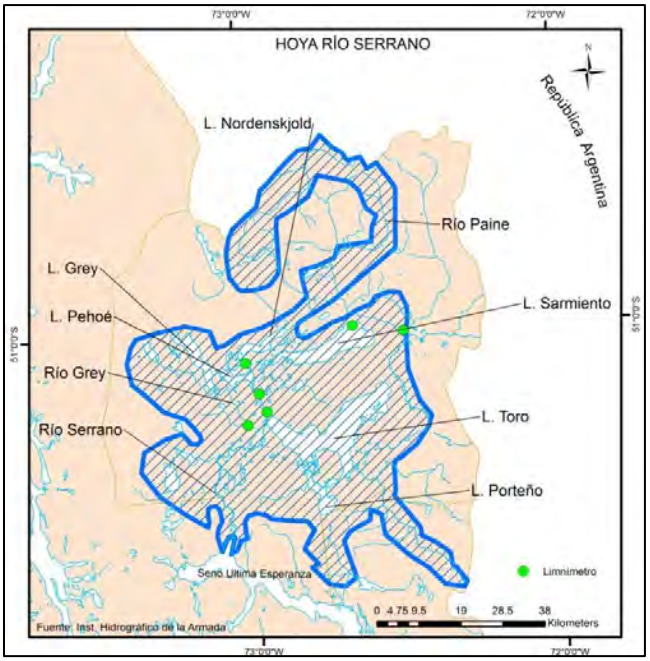


Figura 3.9.2 – Hoya del Río Serrano.
Fuente: Wiedman, J. (1982)

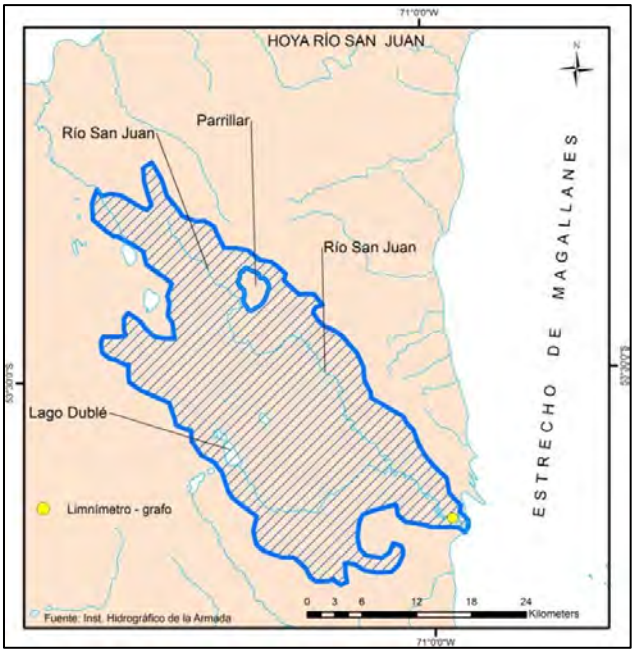


Figura 3.9.3 – Hoya del Río San Juan.
Fuente: Wiedman, J. (1982)

Finalmente, en relación con el aprovechamiento actual del potencial hidroeléctrico regional, es necesario señalar que en la actualidad es muy escaso. Las razones concretas que explican su escaso desarrollo, son, entre otras, las siguientes:

- La lejanía y falta de conectividad de la Región de Magallanes con el resto del país. Este hecho dificulta y encarece la transmisión de la generación hidroeléctrica factible de ser producida aprovechando los recursos hidroeléctricos regionales (los cuales, en todo caso y según fuera mencionado con anterioridad, en términos convencionales no son cuantiosos en relación con los que existen en otras regiones del sur de Chile).
- La escasa población y relativamente pequeña industrialización de la región. Este hecho reduce la posibilidad de materializar proyectos de gran tamaño, que permitan hacer uso de las economías de escala que normalmente presentan los proyectos hidroeléctricos.
- La ubicación preferente de los sectores donde se ha concentrado tradicionalmente la actividad económica, en lugares de estepa y de pequeña pluviosidad (muchas veces coincidentes con el sector de color amarillo en la Figura 3.9.1

No obstante estos hechos, resulta necesario mencionar que los antecedentes disponibles conducen a pensar en que es factible abastecer pequeños desarrollos turísticos o pequeños asentamientos remotos, ubicados en los sectores occidentales o centro-occidentales de la Región de Magallanes, o en el extremo sur de Tierra del Fuego, donde se conjuga la lejanía y dificultad de acceso, con una pluviosidad y características orográficas favorables al desarrollo de recursos hidroeléctricos de pequeña escala, concebidos precisamente para satisfacer consumos locales.

Para completar una visión general de las características hidroeléctricas regionales, también resulta interesante señalar la posibilidad futura de abastecer consumos de centros urbanos aislados con recursos hidroeléctricos locales en isla Navarino, y la existencia de un potencial energético atractivo, en términos del consumo regional, en el Parque Nacional Torres del Paine, cuyo desarrollo, a lo menos a gran escala, se ve limitado precisamente por tratarse de un Parque Nacional.

En la Figura 3.9.4 se muestra un resumen de los ríos de la Región estudiados, con potencial hidroeléctrico.

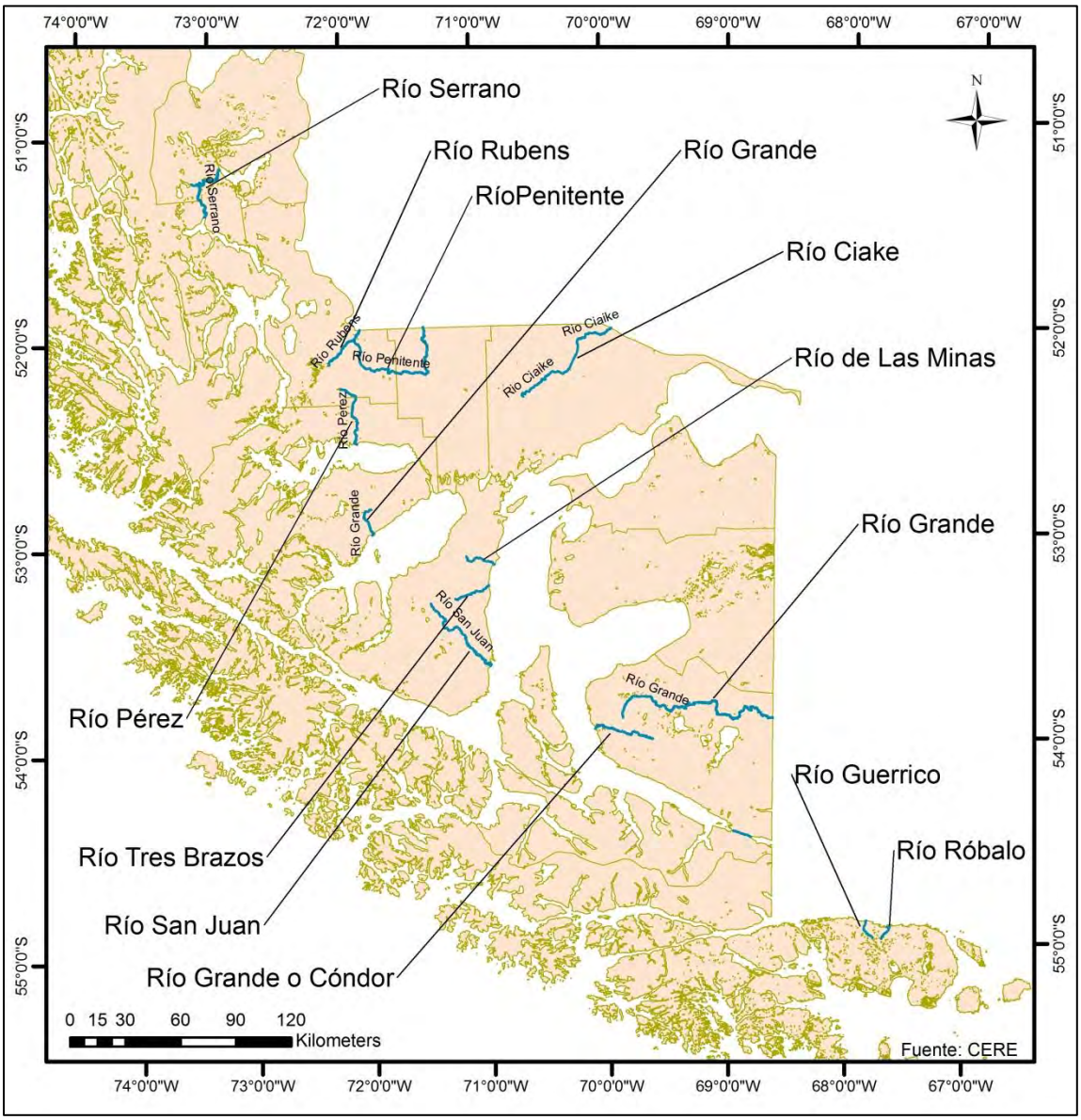


Figura 3.9.4 – Principales Ríos con potencial hidroeléctrico
Fuente: Elaboración Propia, CERE (2014)

3.10 Marino

- **Disponibilidad Actual y Potencial**

La Región de Magallanes está valorada como la zona geográfica con mayor potencial de energía marina a nivel nacional, destacándose al Estrecho de Magallanes como el lugar con la mayor corriente de marea de Chile, representando una zona ideal para grandes proyectos mareomotrices.

La Figura 3.10.1, muestra que la capacidad de generación instalada en Magallanes para satisfacer su demanda eléctrica, es mucho menor cuando se compara con los recursos energéticos marinos disponibles.

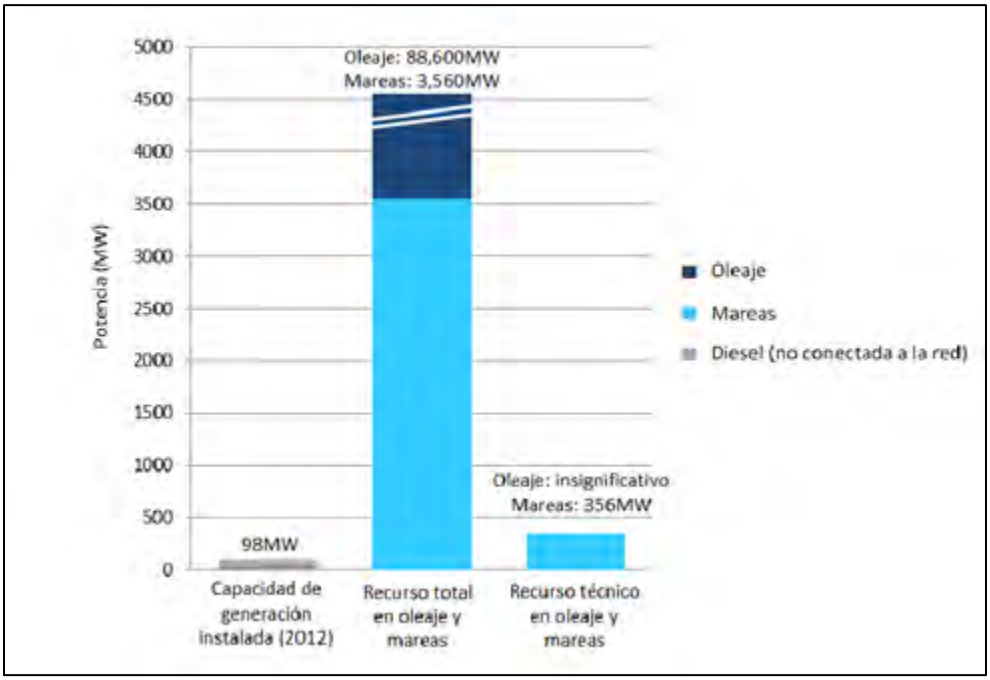


Figura 3.10.1 - Capacidad de generación instalada v/s potencial de generación con los recursos de energía marina (Magallanes)
Fuente: AQUATERA (2014)

A continuación en la Figura 3.10.2 se presenta el mapa nacional obtenido del Explorador de Energía Marina del Ministerio de Energía, presentando la altura significativa del oleaje.

Figura 3.10.2 - Altura significativa del oleaje en la costa de Chile.

Fuente: MINISTERIO DE ENERGÍA (2015)

Específicamente el potencial Undimotriz de la costa de la Región de Magallanes se presenta en la Figura 3.10.3.

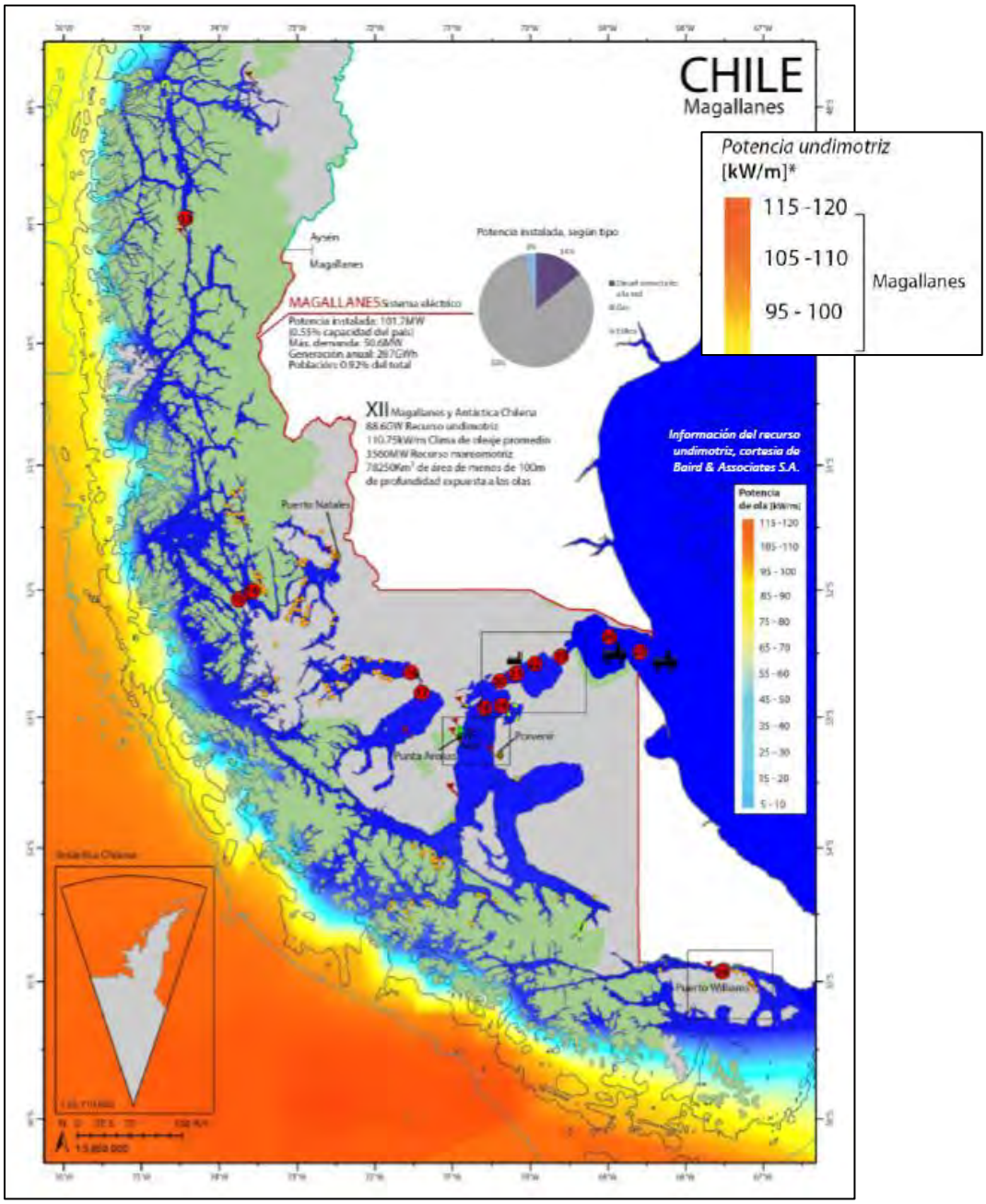
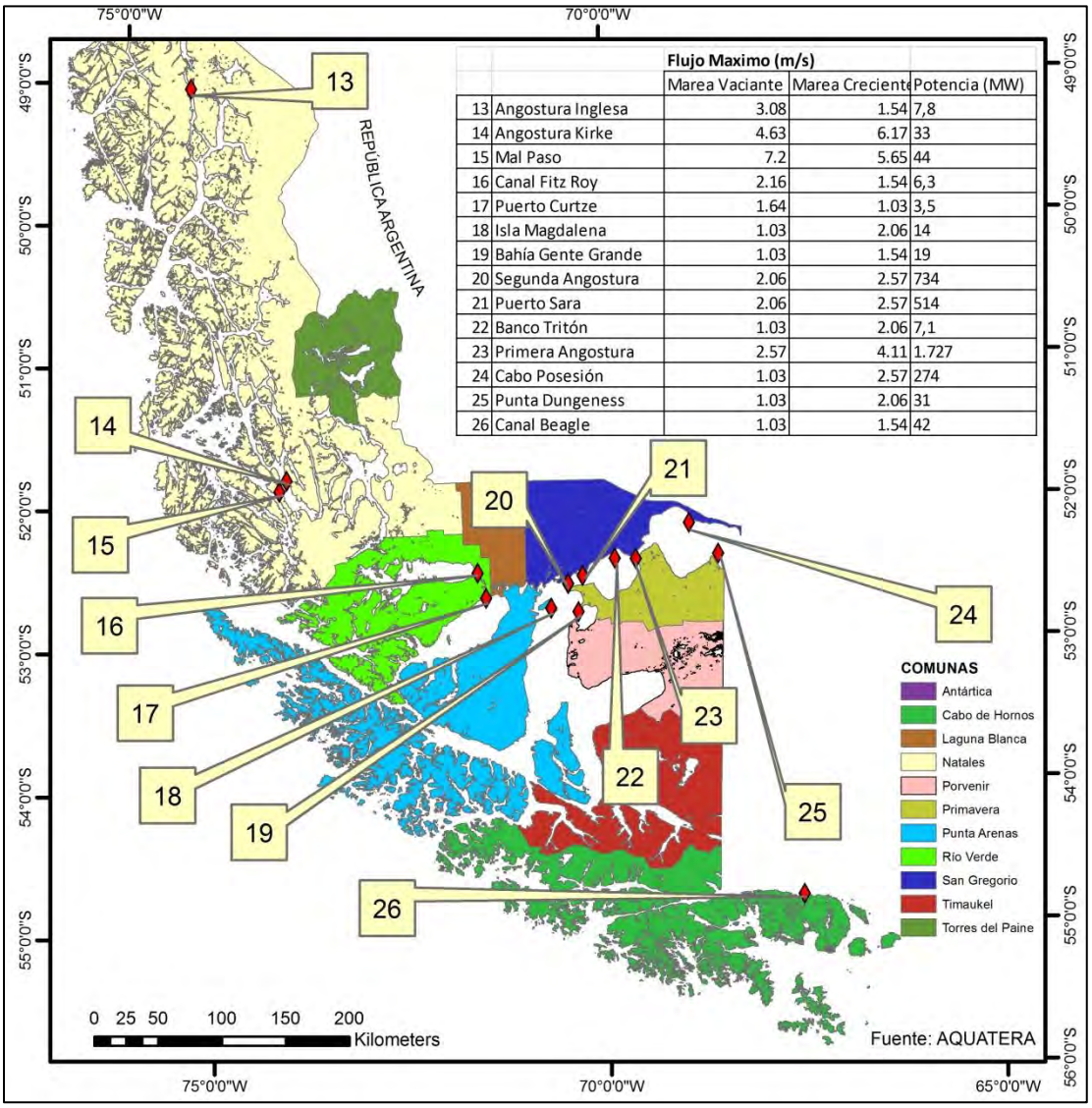


Figura 3.10.3 - Potencial Undimotriz en la Región de Magallanes.
Fuente: AQUATERA (2014)

En la Figura 3.10.4 se presenta el potencial Mareomotriz en 14 puntos de la Región.



		Flujo Maximo (m/s)		
		Marea Vaciante	Marea Creciente	Potencia (MW)
13	Angostura Inglesa	3.08	1.54	7,8
14	Angostura Kirke	4.63	6.17	33
15	Mal Paso	7.2	5.65	44
16	Canal Fitz Roy	2.16	1.54	6,3
17	Puerto Curtze	1.64	1.03	3,5
18	Isla Magdalena	1.03	2.06	14
19	Bahía Gente Grande	1.03	1.54	19
20	Segunda Angostura	2.06	2.57	734
21	Puerto Sara	2.06	2.57	514
22	Banco Tritón	1.03	2.06	7,1
23	Primera Angostura	2.57	4.11	1.727
24	Cabo Posesión	1.03	2.57	274
25	Punta Dungeness	1.03	2.06	31
26	Canal Beagle	1.03	1.54	42

Figura 3.10.4 - Sitios con potencial Mareomotriz (KW de Potencia cinética media estimada).
Fuente: AQUATERA (2014)

La amplitud de marea mínima para que funcione una central mareomotriz es de 0,9 m. Esto nos indica que dentro de los puertos principales de la Región de Magallanes, sólo Punta Dúngenes tiene la amplitud de marea suficiente para poder realizar un posible proyecto en esas zonas. Para el caso de los puertos secundarios, se presentan más alternativas que cumplen con el requisito de una amplitud mínima mayor que 0,9 m en la Figura 3.10.5.

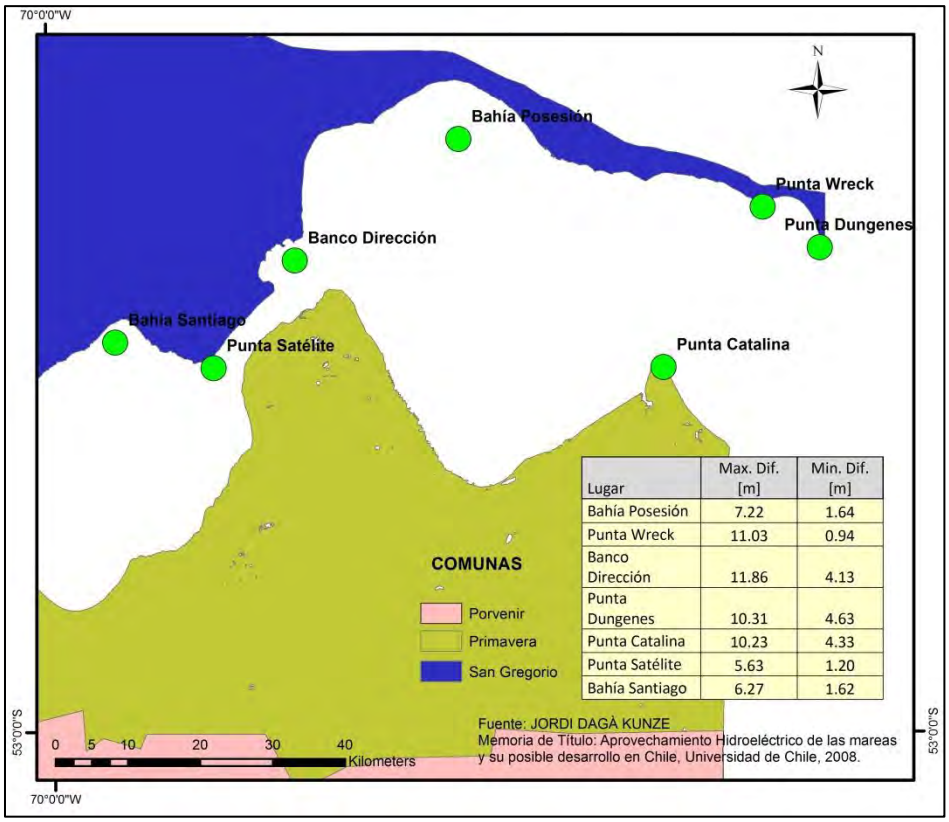
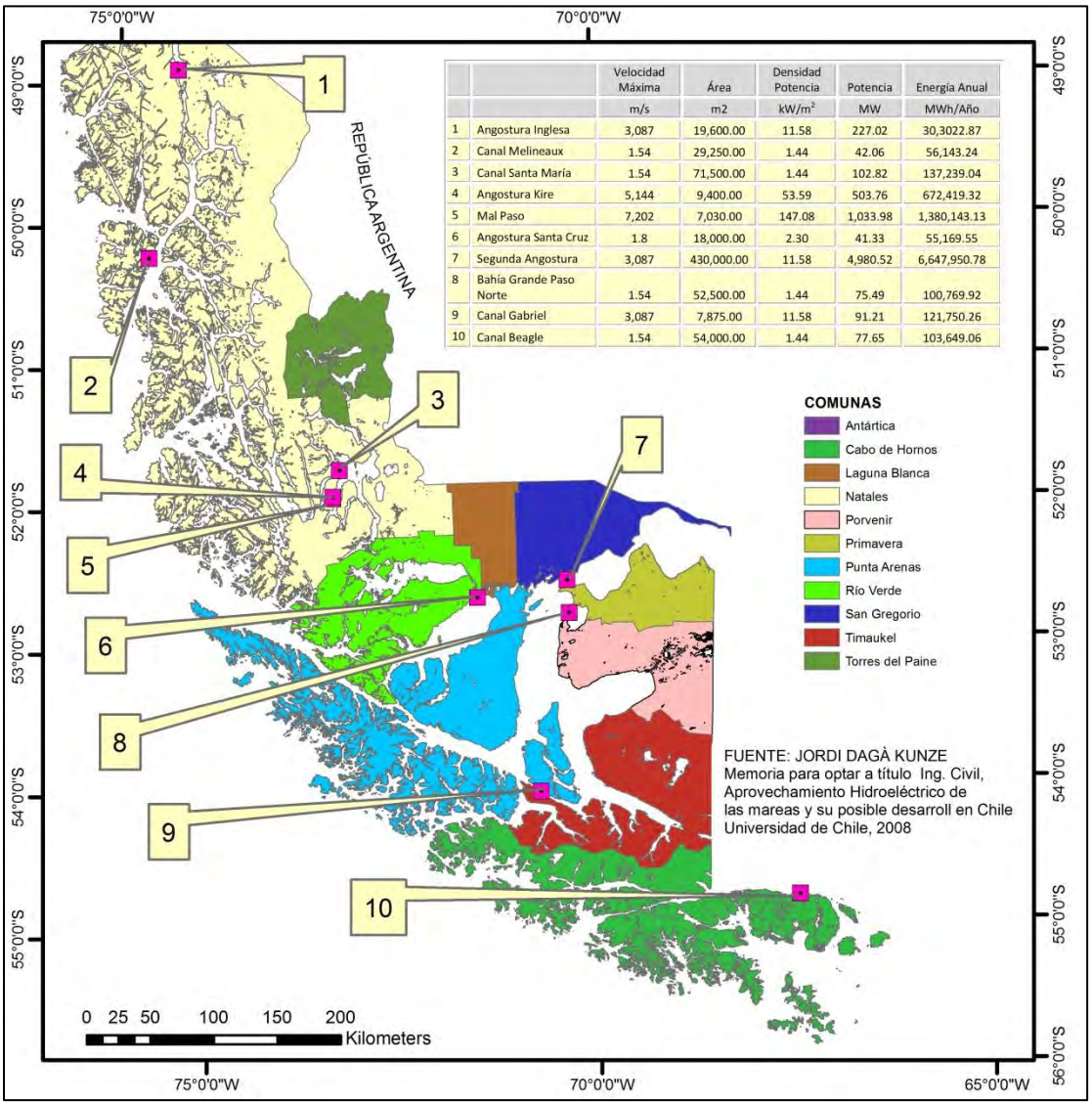


Figura 3.10.5 -Puertos secundarios que cumplen con el requisito de una amplitud mínima mayor que 0,9 metros.

Fuente: Jordi Gagá Kunze (2008)

En la Figura 3.10.6, se muestra el área y potencial bruto de cada zona, para la Región.



		Velocidad Máxima	Área	Densidad Potencia	Potencia	Energía Anual
		m/s	m2	kW/m²	MW	MWh/Año
1	Angostura Inglesa	3,087	19,600.00	11.58	227.02	30,3022.87
2	Canal Melineaux	1.54	29,250.00	1.44	42.06	56,143.24
3	Canal Santa María	1.54	71,500.00	1.44	102.82	137,239.04
4	Angostura Kire	5,144	9,400.00	53.59	503.76	672,419.32
5	Mal Paso	7,202	7,030.00	147.08	1,033.98	1,380,143.13
6	Angostura Santa Cruz	1.8	18,000.00	2.30	41.33	55,169.55
7	Segunda Angostura	3,087	430,000.00	11.58	4,980.52	6,647,950.78
8	Bahía Grande Paso Norte	1.54	52,500.00	1.44	75.49	100,769.92
9	Canal Gabriel	3,087	7,875.00	11.58	91.21	121,750.26
10	Canal Beagle	1.54	54,000.00	1.44	77.65	103,649.06

Figura 3.10.6 - Áreas y el potencial bruto de cada zona

Fuente: *Jordi Gagá Kunze (2008)*

De acuerdo al reporte de Energía Mareomotriz publicado por el Ministerio de Energía el año 2014, en la zona de la primera angostura del Estrecho de Magallanes, se pudo evaluar mediante la aplicación de una simulación durante 9 meses (enero a septiembre del año 2010), que en esta zona, las corrientes superan la velocidad de 1 m/s entre un 60% a 70% de un mes simulado. De igual forma, las corrientes tienen una gran variabilidad asociada a las mareas, sin embargo, el viento también puede afectar de forma significativa las corrientes, debido a su alta intensidad durante gran parte del año.

De acuerdo a las mediciones realizadas por el CEQUA para el proyecto Difusión Bases de Evaluación de Impacto Ambiental para Energías Marinas del FIC Regional del año 2012 (código BIP 30127736-0), se logró medir la velocidad máxima del flujo marino (Mareomotriz) en la Primera Angostura, registrándose valores entre 4,5 - 5,0 m/s. En el mismo Estudio del CEQUA, se midió potencial Undimotriz en el Seno Otway, donde se registraron potencias entre 1,5-1,8 kW/m de cresta de ola.

Del mismo modo, en base al estudio realizado por la consultora POCH, denominado Potencial de Utilización de Energías Marinas en Tres Lugares de Interés en la Región de Magallanes, desarrollado en el marco del proyecto "Aprovechamiento de la Energía Solar, del Viento y Marinas para mejorar la competitividad de la Acuicultura y Turismo" (proyecto Innova CORFO de Bienes Públicos para la Competitividad Regional N°12BPCR-16638), se logró determinar el potencial Mareomotriz específicamente de los lugares estudiados: Península Antonio Varas, Seno Skyring e Isla Capitán Aracena. Se pudo concluir que si bien las velocidades obtenidas en las mediciones de las campañas de terreno son bastante bajas unas y muy bajas otras, existen tecnologías disponibles que podrían ser compatibles con ellas, las cuales se muestran en el Capítulo de Evaluación de Energías Marinas.

3.11 Resumen de Disponibilidad de Recursos

A continuación en la Tabla 3.11.1, se muestra un resumen de la disponibilidad de recursos por comuna, indicando como "disponible" a aquel recurso energético que físicamente se produce o se puede producir en la comuna, como "no disponible" aquel que no se encuentra, y "sin información", como es el caso de la Geotermia (de baja, media y alta entalpía) donde no existen referencias o estudios que indiquen a lo menos su presencia. Es importante mencionar, que en la columna identificada como residuos, se indica la presencia de biogás provenientes de los vertederos municipales de mayor envergadura.

En la Tabla 3.11.2, se muestra un resumen de la disponibilidad del recurso por comuna para su utilización energética. Para las energías renovables se incluye la biomasa, empleada preferentemente para la matriz térmica regional, indicando las comunas donde existen planes de manejo, y el recurso eólico, con una única instalación > 1 MW ubicada en la comuna de Punta Arenas (Parque Eólico Cabo Negro de 2,5 MW). Las otras energías renovables o no son empleadas hoy en día, o bien su uso es marginal, como lo que ocurre con la energía fotovoltaica, e incluso con la eólica en zonas rurales. Se incluye el gas natural, para aquellas comunas que tiene acceso al recurso por la red de gasoductos, el GLP (propano) donde existe distribución de GASCO, y el diésel y gasolinas de motor para las comunas que cuentan con estaciones de servicio (Ver Tabla C.8.1, ***ANEXO C***).

En la Tabla 3.11.3, se muestran los potenciales energéticos, para las comunas y recursos, donde se encuentra información disponible, es así que, para el gas natural sólo se indica un total, pues no se cuenta con información detallada por comuna, indicando existencia de potencial donde existe algún bloque. Para los residuos, se indica el potencial de volumen de biogás en vertedero municipal de Punta Arenas, puesto que allí se midió en su momento para establecer un proyecto de MDL.

En la Figura 3.11.1, se muestra la distribución territorial de los recursos fósiles en la Región, indicando la red de gasoductos (gas natural) de ENAP y de distribución de GASCO, la ubicación de los CEOP, y de los yacimientos carboníferos.

En la Figura 3.11.2, se muestra la distribución territorial de los recursos renovables en la Región, destacando las zonas donde se ha medido el recurso y/o su potencial, o bien donde existen indicios de la presencia del recurso pero sin determinar su potencial, como es el caso de la geotermia en varios puntos de la Región.

Tabla 3.11.1 Disponibilidad de Recursos Energéticos por Comuna, Región de Magallanes y Antártica Chilena

Comuna	Gas Natural	Carbón	Petróleo	Eólico	Biomasa	Fotovoltaico	Hidroeléctrico	Mareomotriz	Undimotriz	Geotermia	Residuos (Biogás)
Cabo de Hornos					*						
Timaukel					**						
Porvenir					*						
Primavera											
San Gregorio					*						
Laguna Blanca					*					AE	
Punta Arenas					***						
Rio Verde					*						
Puerto Natales					**						
Torres Del Payne					*						

Fuente: Elaboración Propia, CERE (2015). (*) Leña; (**) Leña y astillas; (***) Leña y pellets; (AE) Alta Entalpía

	No Disponible
	Disponible
	Sin Información

Tabla 3.11.2 – Disponibilidad para Utilización Energética del Recurso por Comuna, Región de Magallanes y Antártica Chilena

Comuna	Gas Natural	Biomasa	Gasolina de Motor	Diésel	GLP (Propano)	Eólico
Cabo de Hornos		*				
Timaukel		**				
Porvenir		*				
Primavera						
San Gregorio		*				
Laguna Blanca		*				
Punta Arenas		***				
Rio Verde		*				
Puerto Natales		*				
Torres Del Payne		**				

Fuente: Elaboración Propia, CERE (2015). (*) Leña; (**) Leña y astillas; (***) Leña y pellet

	No Disponible
	Disponible

Tabla 3.11.3 – Resumen Potencial de Recursos Energéticos por Comuna, Región de Magallanes y Antártica Chilena

Comuna	**Gas Natural**[1]	**Carbón** (MM ton)	**Petróleo** (Mm^3)	**Eólico** (m/s)	**Biomasa** (Ton seca/año)	**Fotovoltaico** (W/m^2)	**Hidroeléctrico** (kW)	**Mareomotriz** (MW)	**Undimotriz**[4] KW/m	**Geotermia** (KJ/Kg)	**Residuos** (Nm^3/año)
Cabo de Hornos	--	--	--	4,1	253.872	187,8 - 63,6	2.210	42	*100 – 120*	S/I	S/I
Timaukel	*	--	Costa fuera[2]	5,3	645.076	S/I	26.888	91.21	--	S/I	S/I
Porvenir	*	--	Costa fuera[2]	6,6	31.316	213,75 – 59,5	--	19	S/I	S/I	--
Primavera	*	--	Costa fuera[2]	9,4	--	S/I	*S/I*	1.279	--	S/I	--
San Gregorio	*	--	Continente[3]	10,5	2.446	S/I	89	2.008,1	--	S/I	--
Laguna Blanca	*	--	Continente[3]	7,1	68.042	S/I	14.800	--	--	427,5 **AE**	--
Punta Arenas	S/I	1.115 posible 300 probable 116 probada 30 probadas	S/I	9	728.813	185,3 – 62,21	35.799	14	*100 – 120*	S/I	3.504.000 (Biogás)
Rio Verde	S/I	3.220 posible 600 probable 73 probada	Continente[3]	6,2	253.872	S/I	25.336	9,8	--	209,3	--
Puerto Natales	*	515 posibles 25 probables	Continente[3]	6,0	645.076	182 - 63,7	22.983	230,22	*100 – 120*	S/I	S/I
Torres Del Payne	--	--	--	4,1	31.316	S/I	208.400	--	--	42,1 a 84,0	--

Fuente: Elaboración Propia, CERE (2015): (1) distribución de 3,5 TFC en la Región; (2) Total de 839,5 Mm^3 haciendo referencia a costa fuera pero sin distribución; (3) Total de 1021,7 Mm^3 haciendo referencia al continente pero sin distribución; (4) Recurso undimotriz de 88,6 GW; (AE) Alta Entalpia; (S/I) Sin Información.

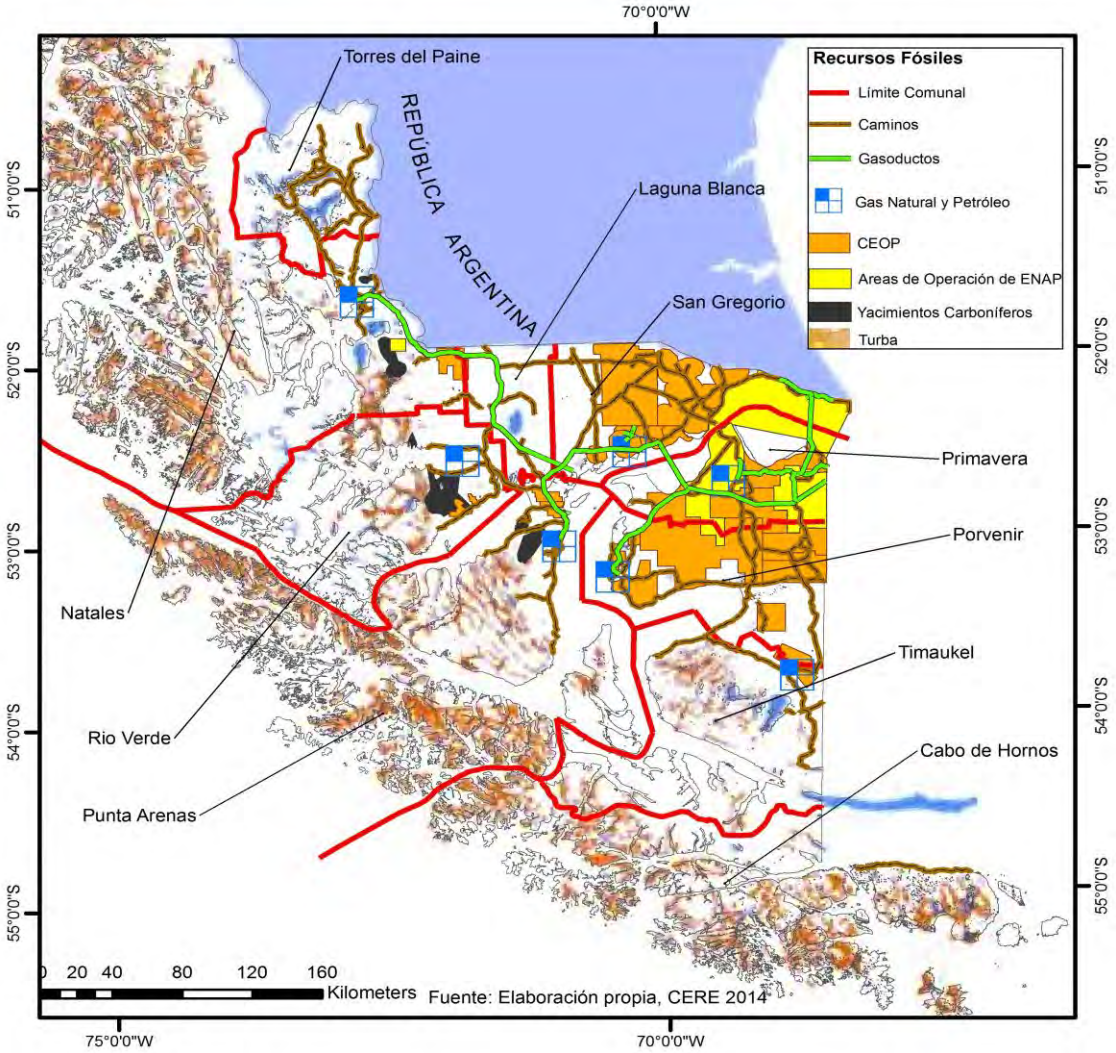


Figura 3.11.1 Distribución de Energéticos Fósiles en la Región de Magallanes
Fuente: Elaboración Propia, CERE (2015)

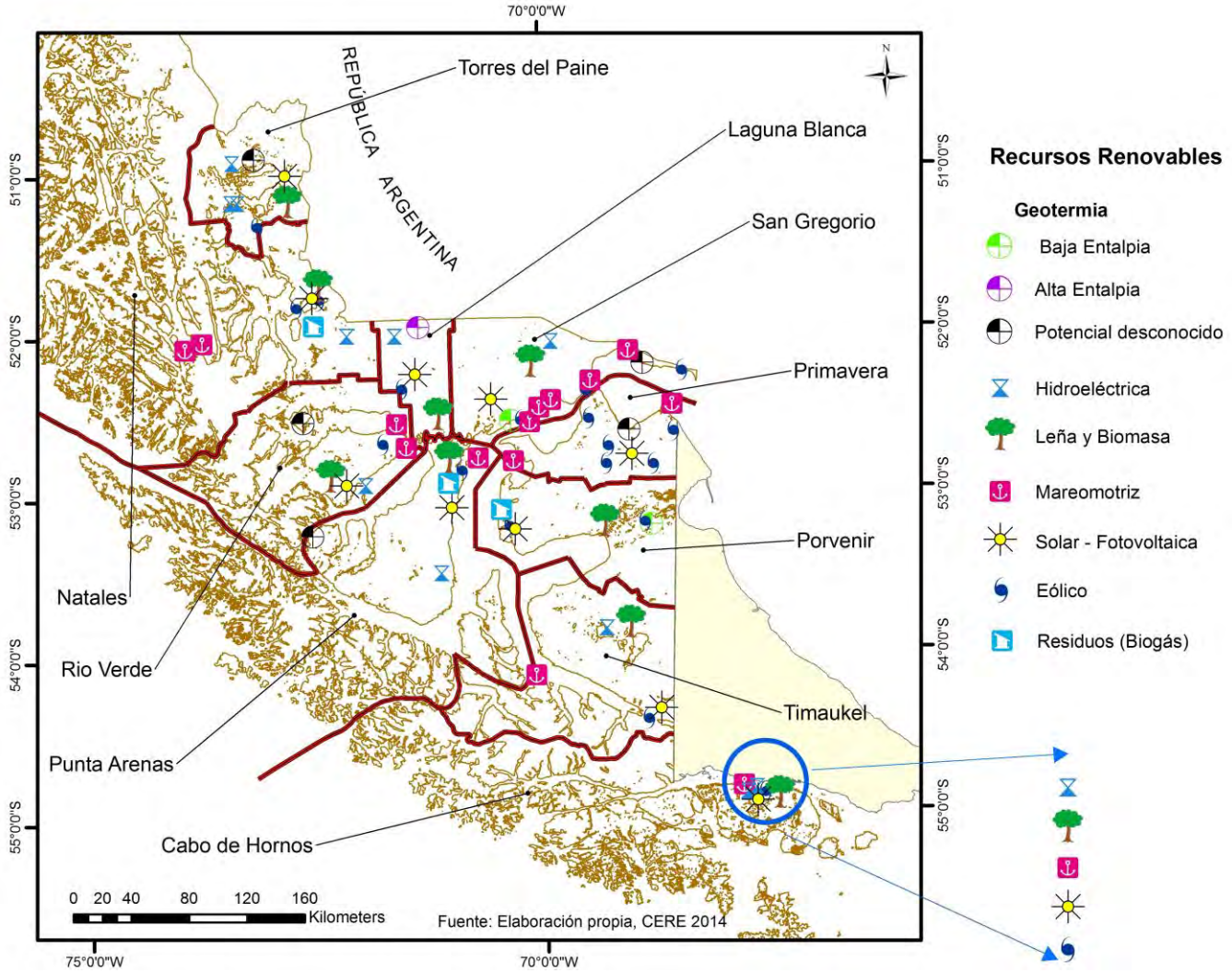


Figura 3.11.2 Distribución de Energéticos Renovables en la Región de Magallanes
Fuente: Elaboración Propia, CERE (2015)

3.12 Comentarios y recomendaciones

Con relación al recurso Gas Natural:

- Es claro que las reservas de gas natural en la región han presentado una franca declinación en los últimos años, por lo cual es necesario evaluar la realidad de las reservas en el corto y mediano plazo en función del desarrollo de nuevos pozos y su comportamiento. La incorporación de hidrocarburos no convencionales puede cambiar el escenario sobre este recurso. A la fecha ya se ha probado la existencia de gas no convencional en la ZG (tight gas) en varias áreas de la cuenca de Magallanes (Arenal, Dorado-Riquelme, Coirón y Caupolicán). ENAP estima que los recursos posibles en ZG podrían alcanzar una cantidad de recursos posibles de hasta 100.000 MMm^3 (3,5 TCF). En todo caso, para ENAP, el desarrollo de la tecnología de fracking que vendría a favorecer tal situación, representaría una oportunidad única para Magallanes, en cuanto a un renacer de la actividad productiva de petróleo y gas.

- El desarrollo de campos no convencionales de gas natural es la apuesta de ENAP para enfrentar esta declinación de los yacimientos, sin embargo, las evidencias internacionales indican que dado ~~a~~ que las tasas de declinación de este tipo de yacimiento no convencional son más altas que las de un yacimiento convencional, al reemplazar la producción de gas de yacimientos tradicionales por producción de yacimientos no convencionales, se necesitaría la perforación de 30 pozos por año durante los próximos 20 años en el escenario que la generación eléctrica continúe siendo en base al gas natural. Para atender los crecimientos de la demanda de acuerdo a las tasas históricas de crecimiento, se requeriría incrementar cada tres años en un pozo la cantidad de pozos a perforar. Por tal motivo, es importante destacar que los esfuerzos de ENAP para la perforación de multipozos (pad-drilling) van en el sentido correcto de perforar la mayor cantidad de pozos de forma más eficiente, buscando con ello disminuir los costos de producción, lo que se proyecta puedan ir bajando progresivamente a medida que se vaya ganando experiencia con esta nueva tecnología y se avance en la curva de aprendizaje respectiva.

- El desarrollo industrial y el sistema de vida de los habitantes de las principales comunas de la región se ha desarrollado en base a disponer de un recurso como el gas natural en cantidad siempre suficiente y con un precio regulado, por lo que existen factores sociales y económicos fundamentales a la hora de incorporar nuevos energéticos en la matriz, lo que implica el desafío de generar una política energética validada socialmente, que dé cuenta de la realidad de nuestros recursos energéticos con sus respectivas implicancias ambientales, económicas y de seguridad de suministro a largo plazo.

Con relación al recurso Carbón:

- Las reservas probadas de carbón son lo suficientemente altas como para sostener una dependencia a partir de ellas por un ciclo de vida lo suficientemente largo como para prospectar, desarrollar, o alcanzar madurez tecnológica, de otras fuentes potenciales de energía en la Región.

Con relación al recurso Turba:

- Solamente la turba negra se considera como recurso minero energético. El potencial energético de la turba se estima en 2200 kcal/kg, habiendo en existencia 5 GTon en la Región de Magallanes.
- El recurso turba no se considera como posible energético para la matriz energética regional porque se observa que necesita más desarrollo normativo y conocimiento de las variables ambientales asociadas a su explotación.
- Existen antecedentes internacionales, que señalan que la turba presenta mayores valores alternativos al ser empleado con fines agropecuarios que con fines energéticos. Por ello, frente a las múltiples incógnitas existentes, se debe profundizar más allá del alcance del actual estudio, impulsando estudios básicos y aplicados para obtener certezas ambientales, licencias sociales y desarrollos tecnológicos para tener los elementos que permitan en el futuro tomar la decisión de utilizar la turba como recurso energético, y su modalidad de utilización.
- En conclusión y de la revisión de los antecedentes actuales, el presente trabajo no considera este recurso como posible energético para la matriz energética regional porque se observa que la turba necesita más desarrollo normativo y conocimiento de variables ambientales. Se debe promover mayor investigación aplicada e introducción de nuevas tecnologías, pues como recurso energético es viable, pero hoy día no se tiene certeza de que pueda ser explotado energéticamente, por aspectos ambientales necesarios de considerar en la evaluación económica de los proyectos.

Con relación al recurso Eólico:

- Existe información de recurso eólico en 19 estaciones distribuidas en la región de Magallanes, en 11 de las estaciones el recursos eólico se ha medido a 20 metros sobre el nivel del suelo, en dos ellas a menos de 20 m.s.n.s, en otras 2 estaciones a 28 y 30 m.s.n.s, y sólo en 4 estaciones a 40 m.s.n.s.
- El 20% de la información existente, relativa a series de datos con registros de velocidad de viento y dirección, es de disponibilidad pública, y mayoritariamente la información se

encuentra concentrada en la provincia de Tierra del Fuego en los sectores de explotación de la empresa ENAP.

- En la mayoría de las estaciones se cuenta con el registro de velocidad de viento a dos alturas, lo que es importante debido a que como se ha mencionado antes, lo normal para realizar estudios de Aero generación, es poseer registros a alturas por sobre los 50 m.s.n.s, y para el caso de los vientos de la región, estudios realizados por el CERE con registros de datos a 15 y 28 m.s.n.s., fue posible extrapolar datos a 50 m.s.n.s., con software especializados como son el WindPro-WasP, obteniendo resultados muy exactos, (10 m/s a 50 m.s.n.s y factor de planta entre 50% y 53%), los que fueron comprobados con la instalación del único Parque Eólico en la Región, el cual consta de tres aerogeneradores instalados a 53 m.s.n.s, cuyo factor de planta resultó ser entre 50% y 53%, con velocidades promedio de viento anuales entre 10 m/s y 10,5 m/s, según lo informado por la empresa METHANEX.
- En casi la totalidad de las estaciones con registros de datos de velocidad de viento, los promedios anuales se encuentran en el rango entre 5,2 m/s a 21 m.s.n.s (sector Serrano) y 10 m/s a 43 m.s.n.s. (San Gregorio).
- En la región, además de las estaciones que cuentan con registro de datos de velocidad de viento, también existen mapas eólicos, resultado de modelaciones a micro escala, que dan cuenta del potencial eólico existente en un rango de 10 Km alrededor de una estación meteorológica con fines energéticos, (proyecto Innova Corfo “Aprovechamiento de la Energía Solar, del viento y marinas, para mejorar la competitividad de la Acuicultura y Turismo").
- En nuestra región, este tipo de generación posee un factor de planta que varía entre los 40% y 71% (comprobado hasta un 53% en parque Eólico Cabo Negro), dependiendo del emplazamiento. Aunque es considerado un recurso intermitente, sus variaciones más significativas son horarias y diarias. Anualmente se verifican diferencias del orden de 10%. Es por ello que la evaluación horaria o diaria debe ser compensada con otro tipo de generación de reserva, como térmica o hidráulica.
- De análisis de posibilidades de Aero generación en la provincia de Última Esperanza, se estima que en Natales, utilizando un aerogenerador VESTAS de 850 kW, es posible obtener factores de planta del orden del 40%, generando una energía anual de 2.961,3 MWh.
- En la provincia de Magallanes, existe la información del Parque Eólico Cabo Negro, con una potencia instalada de 2,5 MW y con un factor de planta del 50%. En otras estaciones de la provincia de Magallanes, como ser en el sector de Daniel, en la comuna de San Gregorio, análisis realizados considerando una máquina VESTAS de 850 kW, arroja valores de hasta un 71% de factor de planta, llegando a posibilidad de energía anual de 5.316 MWh.
- Considerando el potencial de vientos en el sector Cabo Negro y la demanda estimada para 2015 de 218 GWh en la ciudad de Punta Arenas, un parque adicional de 10 molinos con 18 MW total podría generar 73,4 GWh a lo largo del año. Este aporte representa una penetración media anual del 35%, que permite asegurar calidad de la electricidad suministrada a consumidores y a un costo total de generación similar al actual real, usando centrales a gas natural.

- En la provincia de Tierra del Fuego, considerando igual análisis con una máquina VESTAS de 850 kW, fue posible obtener valores de factor de planta en un rango entre un 45% y un 58%, y energías anuales entre 3.346 MWh y 4.288 MWh.
- Es importante poder prospectar el recurso en otras localidades de la región, y ojalá a alturas por sobre los 40 m.s.n.s.

Con relación al recurso Solar:

- La Región de Magallanes posee condiciones de irradiación solar suficientes para la utilización de paneles fotovoltaicos, lo que sumado al hecho de estar en una región de bajas temperaturas durante la mayor parte del año, favorece el rendimiento de la tecnología fotovoltaica.
- Después de examinar diferentes bases de datos de irradiación solar, se aprecia claramente que en Punta Arenas los valores de irradiación global como los de irradiación difusa son comparables con valores de ciudades Alemanas ubicadas a igual latitud que la ciudad de Punta Arenas y por tanto, los sistemas fotovoltaicos que funcionan en estas ciudades europeas podrían hacerlo perfectamente con los niveles de irradiación solar reportados en este trabajo, confirmando que es posible el aprovechamiento de la tecnología fotovoltaica para la generación eléctrica en Punta Arenas.
- En el caso de Porvenir, dada la proximidad geográfica con la ciudad de Punta Arenas y de acuerdo al análisis de los datos de irradiación solar de ambas localidades, se observa un potencial solar similar a Punta Arenas para futuras instalaciones fotovoltaicas.
- A través del análisis realizado a los datos obtenidos de la estación de medición instalada en el sector de Rio Hollemberg (aledaño a Natales), se puede verificar que la información de irradiación solar de la base de datos de la NASA (hasta hace poco una de las pocas fuentes de información disponible para esta localidad), subestima la irradiación solar existente en dicho lugar, la cual tendría el potencial suficiente para un aprovechamiento fotovoltaico de estos recursos.
- Finalmente, se observa que en Puerto Williams existe un menor potencial de recurso solar que en las otras localidades de la región, lo cual es coherente con su ubicación geográfica (la que se encuentra más al sur de todas). Sin embargo, en algunos meses la energía solar fotovoltaica podría tener algún grado de aprovechamiento.

Con relación al recurso Biomasa:

- Uno de los principales problemas a la hora de definir la disponibilidad de biomasa forestal, en la Región de Magallanes y Antártica Chilena para usos energéticos, es contar con la información adecuada de los inventarios de bosque nativo, a nivel territorial, considerando aquellos sectores de accesibilidad, y el tipo de manejo forestal, que permita evidenciar el volumen real de biomasa disponible para dendroenergía, en especial la residual.

- La Estrategia Regional de Desarrollo de Magallanes y Antártica Chilena 2010-2020 (GORE, 2010), considera la importancia del desarrollo del sector forestal basado en bosque nativo y aprovechamiento de la biomasa, en especial de los tipos forestales con mayor presencia en la Región: Lenga y Coihue de Magallanes, según lo indicado en el Censo Agropecuario y Forestal 2007.
- En el caso de la Lenga, la mayor cantidad de hectáreas se encuentran en las provincias de Magallanes y Última Esperanza, con cerca del 75% de todo lo existente en la región. Las comunas con mayor cantidad de hectáreas de Lenga son Natales, Punta Arenas, Timaukel y Río Verde. El Coihue de Magallanes se encuentra muy concentrado en la provincia de Última Esperanza, con cerca del 50% de todo lo existente en la región, siguiéndole Tierra del Fuego con algo menos del 25%.
- El Coihue de Magallanes presenta el mayor porcentaje de ocupación del territorio comunal, en especial en la comuna de Natales, con un 39%, seguido por la ocupación en la comuna de Río Verde. En Punta Arenas el porcentaje de ocupación de ambos tipo forestales es similar, y en la comuna de Timaukel el porcentaje de Lenga es bastante superior al del Coihue. El bosque mixto por su parte, presenta una mayor distribución en la comuna de Punta Arenas con un 46%.

Con relación al recurso Residuos (Biogás):

- Existe una oportunidad de utilizar el biogás proveniente de los vertederos municipales que se mantienen en operación, pero es necesario realizar los estudios que permitan determinar el real potencial de este recurso, sobre todo en las capitales comunales donde los volúmenes de residuos son mayores. Una excepción lo constituye Puerto Williams ya que un estudio reciente, realizado por el GORE, se estableció que en el mediano plazo, esta localidad ya no contará con un vertedero eliminando así la posibilidad de una producción continua de biogás.
- Existe interés del Consejo Regional[44] en evaluar el potencial térmico de los residuos regionales, dada la experiencia de algunos de sus miembros en visita a ciudades europeas, por lo cual se recomienda poder actualizar la información de los estudios de la CNE-GTZ (2007).

Con relación al recurso Geotermia:

- Se recomienda utilizar la información existente en ENAP sobre geotermia en la Región para evaluar los potenciales de este recurso, sobre todo en aquellas zonas que han manifestado presencia de puntos con posibilidad de existencia de geotermia de alta entalpía, como por ejemplo el pozo El Zurdo.

[44] *Reunión con Comisión de Ciencia, Energía y nuevas Tecnologías, Marzo 2015*

- Existe una oportunidad de consolidar la información dispersa en varias instituciones como ENAP, DGA, Servicio de Meteorología, etc., en desarrollo de estudios de gabinete que determine las potencialidades de la energía geotérmica de baja entalpía.

Con relación al recurso Hídrico:

- Según se desprende de los estudios revisados y de otros antecedentes de dominio público relativos al potencial hidroeléctrico de Chile, la Región de Magallanes no presenta un potencial hidroeléctrico tan importante como el que se ha detectado en otras regiones del sur de Chile, donde se verifica la existencia conjunta de desniveles topográficos importantes y ríos con caudales elevados. No obstante este hecho, existen ciertos sectores de la Región de Magallanes donde se presentan condiciones atractivas para la generación de hidroelectricidad. Estos sectores, sin embargo, no han sido estudiados con la profundidad necesaria para establecer, de modo categórico, la conveniencia económica de su desarrollo.
- Sólo se cuenta con un catastro parcial del potencial hidroeléctrico regional. Este catastro no abarca todas las cuencas que podrían ser atractivas para la generación de hidroelectricidad. En gran medida ello se debe a que no se dispone de información hidrológica directa sobre las mismas y/o a que están ubicadas en lugares remotos, lejos de los principales centros de consumo de electricidad.
- Los estudios realizados para establecer la posibilidad de hacer uso de los recursos hidroeléctricos de la cuenca del río Serrano, son demasiado preliminares como para determinar en forma categórica que el costo de la energía que se produciría con su desarrollo es, en el mediano plazo, competitivo a nivel regional. Este hecho, junto con las restricciones existentes para el desarrollo efectivo de los recursos hidroeléctricos de esta cuenca, debido a los compromisos adquiridos por el Estado de Chile ante organismos internacionales respecto al aprovechamiento de los recursos hídricos de parques nacionales y en particular del Parque Nacional Torres del Paine, hacen difícil pensar en su empleo, aun cuando se recurra a diseños de bajo impacto ambiental. Este hecho es significativo, por cuanto se traduce en privar a los habitantes de la Región de Magallanes de una fuente de energía renovable, que podría ser de bajo costo.
- Los estudios realizados para establecer el costo de la energía generable en cuencas vecinas a Puerto Williams, se encuentran mucho más avanzados que los de la cuenca del río Serrano. No obstante este hecho, se desconoce la existencia de diseños de ingeniería, con el nivel de desarrollo suficiente como para establecer el costo de abastecer Puerto Williams mediante el uso combinado y óptimo de los recursos obtenidos en forma simultánea en varias cuencas, y no se dispuso, durante la realización del presente estudio, de los antecedentes necesarios para establecer si en el estudio de pre factibilidad de la central Guerrico, realizado por EDELMAG S. A., se analizó la totalidad de las alternativas factibles de ser desarrolladas en esa cuenca. En este último sentido, es importante mencionar que al considerar que la mayor parte del costo de la energía hidroeléctrica está dada por la inversión en obras civiles, resulta

muy significativo realizar análisis de precios unitarios locales, establecer numerosas alternativas de aprovechamiento hidroeléctrico factibles de ser consideradas en una misma cuenca y estudiar distintas opciones para la configuración y el tipo de materiales a usar en el diseño de las obras civiles de mayor envergadura, para conseguir un nivel razonable de certeza de que se cuenta con la mejor solución hidroeléctrica y, por lo tanto, con la energía hidroeléctrica de menor costo.

- Además de los recursos hidroeléctricos existentes en la cuenca del río Serrano y en las cuencas cercanas a la ciudad de Puerto Williams, estudios realizados por Endesa y, más recientemente, por EDELMAG S. A., han permitido establecer la existencia de otros recursos hidroeléctricos que permitirían contribuir al abastecimiento de Punta Arenas. Los estudios realizados no permiten, sin embargo, pronunciarse categóricamente sobre la conveniencia económica de su desarrollo.
- Históricamente los aprovechamientos hidroeléctricos que se han materializado en la Región de Magallanes, corresponden a centrales de pequeño o muy pequeño tamaño, que se construyeron para abastecer consumos locales. En base a las características de esta región es factible pensar que desarrollos de este mismo orden pueden ser una buena opción para el abastecimiento eléctrico de consumos aislados, situados en zonas apartadas, en la medida que cuenten con hoyas que presenten una pluviosidad y desniveles topográficos acordes con la potencia necesaria. Para tal efecto es, sin embargo, necesario que se superen deficiencias actuales en el diseño, construcción u operación de este tipo de centrales. Los problemas registrados en Puerto Edén constituyen un ejemplo de aquello.

Con relación al recurso Marino:

- Según el estudio realizado por AQUATERA, denominado “Recomendaciones para la Estrategia de Energía Marina de Chile: un plan de acción para su desarrollo”, la Región de Magallanes teóricamente es valorada con un recurso Mareomotriz de 3.560 MW y con un recurso undimotriz de 88.600 MW, valores que la ponen como la región con mayor recurso a nivel nacional.
- La amplitud de marea mínima para que funcione una central mareomotriz es de 0,9 metros. Esto nos indica que dentro de los puertos principales de la Región de Magallanes, sólo Punta Dúngenes tienen la amplitud de marea suficiente para poder realizar un posible proyecto en esas zonas.
- De acuerdo a las mediciones realizadas por el CEQUA para el proyecto Difusión Bases de Evaluación de Impacto Ambiental para Energías Marinas del FIC Regional del año 2012 (código BIP 30127736-0), se logró medir la velocidad máxima del flujo marino (Mareomotriz) en la Primera Angostura, registrándose valores entre 4,5 a 5,0 m/s. En el mismo Estudio del CEQUA se midió potencial undimotriz en el Seno Otway, donde se registraron potencias entre 1,5 a 1,8 kW/m de cresta de ola.

Finalmente:

Tal y como se mencionó para el caso del gas natural, existen factores sociales y económicos fundamentales a la hora de incorporar nuevos energéticos en la matriz, lo que implica el desafío de generar una política energética validada socialmente, que dé cuenta de la realidad de nuestros recursos energéticos con sus respectivas implicancias ambientales, económicas y de seguridad de suministro a largo plazo.

4. Evaluación Alternativas Recursos Fósiles

4.1 Evaluación Exploración y Explotación de Hidrocarburos

4.1.1 Perforación de Pozos Exploratorios para detección de nuevas reservas

La necesidad de contar con reservas adicionales para el abastecimiento de gas natural a las ciudades de Punta Arenas, Puerto Natales, Porvenir y localidades vecinas implica la tarea de explorar nuevos prospectos y/o reestudiar áreas ya exploradas por ENAP, pero a nuevos objetivos y con nuevas técnicas exploratorias.

Consideraciones Económicas Pozos Convencionales: El costo global de un pozo convencional varía entre otras cosas según la disponibilidad del equipo, rendimiento de perforación en velocidad, la profundidad del pozo y características del yacimiento. Esto explica la alta variabilidad de los costos y donde se pueden encontrar valores entre 1,5 a 7,0 MMUS$. Un valor referencial a considerar es 1.000 US$/m de profundidad, para pozos de profundidad menor a los 3.000 m, sin incluir terminación. En Magallanes han existido casos especiales, donde los costos del pozo han dependido en gran medida de las características de la zona a perforar, donde el costo de perforación tuvo un rango de 20 a 30 MMUS$, para pozos sobre los 4.000 m de profundidad.

Dentro de los costos del pozo, en general, el 50%, corresponden a costos externos, lo que involucra materiales y servicios contratados. Dentro de estos servicios contratados, se tiene: manejo de fluidos de perforación y control de sólidos, optimización y control de los fluidos de servicio, control y registro de todas las variables durante la perforación y control geológico del pozo, cementación de tuberías de revestimiento, corte de núcleos o testigos, perfilaje eléctrico y punzonamiento del pozo, y servicios especiales entre otros.

Consideraciones Económicas Pozos No convencionales: El costo global de un pozo no convencional en Magallanes (zona de Arenales) está en el orden de 4,5 MMUS$. Dicho valor varía dependiendo, al igual que en el caso convencional, de la profundidad y características de la zona a perforar, del tiempo requerido de equipo de perforación (el sistema Pad Drilling introducido recientemente por ENAP mejora los tiempos de perforación) y de la tecnología (vertical o direccionado). El 50% corresponde aproximadamente a costos externos, lo que involucra materiales y servicios contratados, al igual que en los pozos convencionales. En resumen, se puede indicar que el valor del pozo es prácticamente casuístico, dependiendo de una serie de variables necesarias de conocer para estimar los montos de inversión reales, tales como profundidad, direccionamiento, permeabilidad y tipo de arenisca (ver ***ANEXO D***), y en general, aquellos

parámetros que permitan determinar la necesidad de aplicar técnicas de fractura y direccionamiento de pozos, que incidirá de una manera importante en los costos de inversión.
La tecnología de fracturación hidráulica (fracking) que puede llegar a generar extensas fracturas artificiales alrededor del pozo, ha permitido un desarrollo explosivo del shale gas en los últimos años, principalmente en Estados Unidos, lo cual se está tomando como ejemplo para los procesos en la región ya que los sectores de extracción poseen características similares[45] . Ahora bien, el principal problema de este tipo de pozos no convencionales, es su rápida declinación de producción, por ejemplo, los pozos convencionales declinan en un rango de 10 a 20% anual, en cambio los no convencionales están en un rango de 70 a 90% anual, por lo cual se necesita un tiempo de estudio del pozo hasta su estabilización, de forma de determinar si es productor o no, y una mayor cantidad de pozos que permitan asegurar la producción[46].
Para la determinación de la rentabilidad de un pozo, se debe considerar un flujo de pozo inicial mínimo en (m^3s/d), con una determinada tasa de declinación, para lograr pagar el proyecto durante el periodo de producción del pozo.

Por otro lado, según información entregada por ENAP, en diferentes fuentes, se pueden considerar valores promedios de inversión para exploración y producción, según tipo de pozo, tal como se muestra en las Tablas 4.1.1 y 4.1.2. En estas simulaciones se han tomado como ejemplo pozos tipo Dorado Riquelme, Arenal y Lago Mercedes, todos muy diferentes entre ellos, y por ende también con costos muy diferentes.

Tabla 4.1.1 – Estimación relativa de Costos para Exploración de Pozos -1

Actividad	Costos
Pozo Convencional	3 (MMUS$)
Pozo No Convencional Vertical	4,5 (MMUS$)
Pozo No Convencional Horizontal	10-12 (MMUS$)
Líneas de Flujo	0,15 – 0,4 (MMUS$)

Fuente: ENAP[47] (2012)

[45] *Exposición a UMAG,de Sr. Carlos Herrero, Gerente de Exploraciones ENAP Magallanes (Dic. 2014)*
[46] Exposición a UMAG, de Sr. Timothy R. Carr, "Geologic parameters, environmental impacts and economic implications of the shale revolution in the United States" (Dic. 2014)

[47] *Exposición Sr. Lisandro Rojas, Gerente de Exploraciones y Reservorio ENAP, Congreso de Estudiantes de Ingeniería Química (2012)*

Tabla 4.1.2 –Estimación relativa de Costos para Exploración de Pozos -2

Actividad	Costos
Pozo Convencional	1,0 – 1,5 (MMUS$)
Pozo Tight Gas	3,5 – 4,5 (MMUS$)
Sísmica 3D On Shore	25.000 – 30.000 (US$/$Km^2$)
Sísmica 3D Off Shore	<100.000 (US$/$Km^2$)
Gaseoducto	500.000 (US$/Km)
Líneas de Flujo	0,15 – 0,4 (MMUS$)

Fuente: ENAP[48] (2013)

Recientemente, el Gerente General de ENAP, confirmó la inversión de 245 MMUS$ para el año 2015 en proyectos de exploración y producción en el Bloque Arenal, en Tierra del Fuego, alcanzando 44 pozos y las instalaciones de superficie para ponerlos en producción, esto da en promedio un valor de **5,6 MMUS$** por perforación e instalaciones de superficie de cada pozo.

ENAP Magallanes a través de su Gerencia[49], ha manifestado que durante el 2014 se han perforado la cantidad de pozos no convencionales suficientes para tener disponibilidad de abastecimiento de gas natural durante el invierno del 2015. Además, se informó sobre el programa de perforación de 30 pozos anuales, partiendo el año 2015, que año a año permitiría disponer de gas suficiente para satisfacer el aumento de demanda, como también la declinación natural de estos yacimientos. Según ENAP existe un potencial de producción de gas natural mayor, pero ante ausencia de nuevos consumidores no es imperativo desarrollarlo hoy en día.

Lo anteriormente expuesto, significa que la inversión anual de este programa de perforación sería del orden de 168 MMUS$ (valor al 2015). Esta inversión, que tal como se indicó se desarrollará año a año, puede hacerse comparable a otras inversiones a 20 años, obteniéndose así, un valor actual neto de 1.408 MMUS$ para mantener la producción necesaria de gas natural en ese periodo.

Según las normativas actuales, ENAP debe certificar sus reservas cada 2 años por un organismo internacional, deforma de poder celebrara contratos de largo plazo, lo que permite levantar financiamiento para el desarrollo de los yacimientos, (informado por la División de Seguridad y Mercado de Hidrocarburos, Ministerio de Energía, 2015).

[48] *Exposición Sr. Carlos Herrero, Gerente de Exploraciones ENAP Magallanes, Seminario de Energía Fac. Ingeniería UMAG (2013).*
[49] *Presentación Gerencia de ENAP Magallanes, 6 de Mayo 2015.*

Además de la información expuesta, no existen otros nuevos valores entregados por ENAP que permitan determinar el costo real de exploración y producción con los niveles esperados de producción de los nuevos pozos, y sólo se ha entregado el valor de venta sin subsidio para el año 2015, correspondiente a **8,34 US$/MMBTU.**

4.1.2 Infraestructura de Producción

- **Cadena de valor del Gas Natural**

Desde el momento de la exploración de yacimientos de gas natural hasta el momento del consumo para los distintos usos finales de este combustible, se llevan a cabo las siguientes actividades: exploración, extracción del gas, tratamiento del gas, licuefacción y transporte en forma de gas natural licuado (GNL) y/o transporte como gas a través de gasoductos, almacenamiento y distribución hasta los puntos de consumo; lo cual es presentado en la Figura 4.1.1.

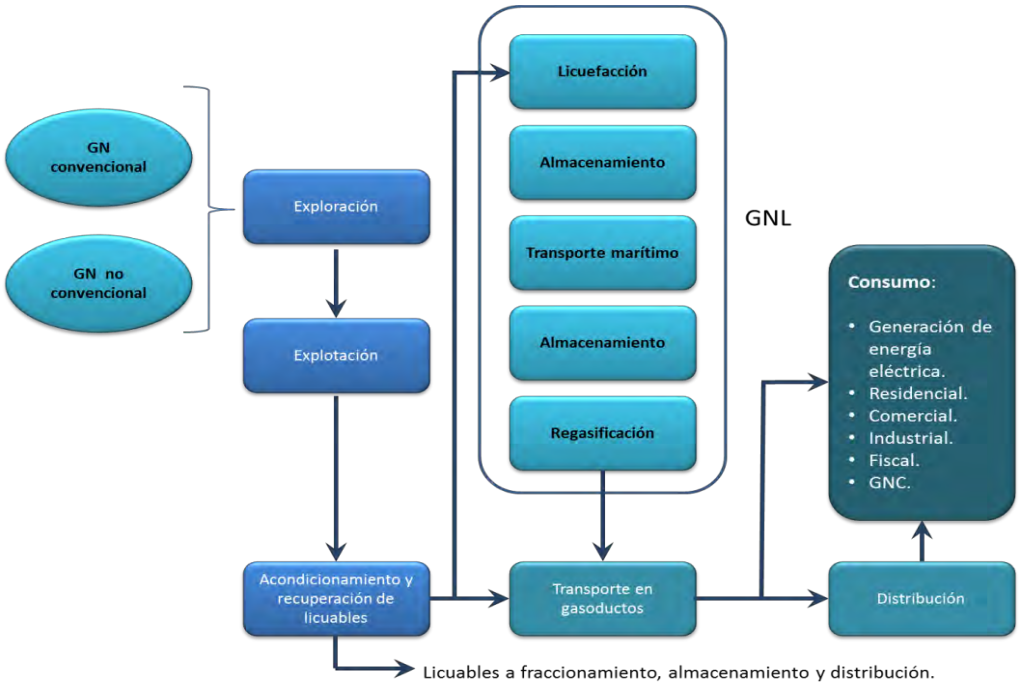


Figura 4.1.1 – Cadena de Valor del Gas Natural
Fuente: Elaboración Propia CERE

4.1.3 Infraestructura de Procesamiento y Transporte

Es importante señalar que dada la actividad de explotación de hidrocarburos que ha permanecido en la región, se cuenta con una serie de infraestructuras de plantas de tratamiento o procesamiento de gas natural y petróleo, además de terminales portuarios en varios lugares de la región.

- **Planta Cullen**: Proceso de secado de gas, capacidad de 4,5 MMm^3s/d.
- **Planta Posesión:** Proceso de extracción de licuables (Raw Product), capacidad de 8,5 MMm^3s/d.
- **Planta Cabo Negro:** Fraccionamiento de licuables (Raw Product), consistente en propano, butano y gasolina natural, capacidad de 2.930 m^3s/d.
- **Planta Topping Gregorio**: Fraccionamiento de crudo, capacidad de 2.630 m^3s/d.

Terminales Portuarios de ENAP:

- **Cabo Negro** (Continente): 2 muelles para naves de hasta 242 m de eslora, para carga/descarga de GLP, gasolina, kerosene, diésel y metanol.
- **Gregorio:** (Continente): Un Terminal multi boyas con 3 líneas submarinas para operaciones de carga/descarga de petróleo crudo y nafta, kerosene, diésel y Marine Gas Oil; además, un muelle con dos líneas para carga kerosene, diésel y marine gas oil y entrega de agua.
- **Clarencia** (Tierra del Fuego): El terminal que posee multi boyas con 2 líneas submarinas para carga/descarga de petróleo crudo no se encuentra habilitado.

Se cuenta con una sólida infraestructura de gaseoductos, que conectan los principales yacimientos con las fuentes de consumo. Con una red de 524 Km de gasoductos (417 Km en continente y 134 Km en Tierra del Fuego), con diámetros de entre 8 5/8'' y 20'', los cuales se encuentran representados en la Figura 4.1.2.

- **Costos de Infraestructura de Transporte**

Para la determinación del costo para la construcción de ductos de transporte de hidrocarburos, se estimó "un sistema ideal" de transporte, considerando parte de los gasoductos disponibles en la Región, y en otros tramos gasoductos con diámetros más acordes a los requerimientos actuales. Esto debido a que el tamaño de los gasoductos, fueron pensados para abastecer la demanda de la época, lo que implica alimentar a METHANEX con las plantas que disponía. En la Tabla 4.1.3, se muestra esta estimación para los costos de inversión de transporte de gas, en la Tabla 4.1.4 los costos de compresión del gas y finalmente en la Tabla 4.1.5, los valores empleados en la evaluación económica para la determinación del costo final de transporte.

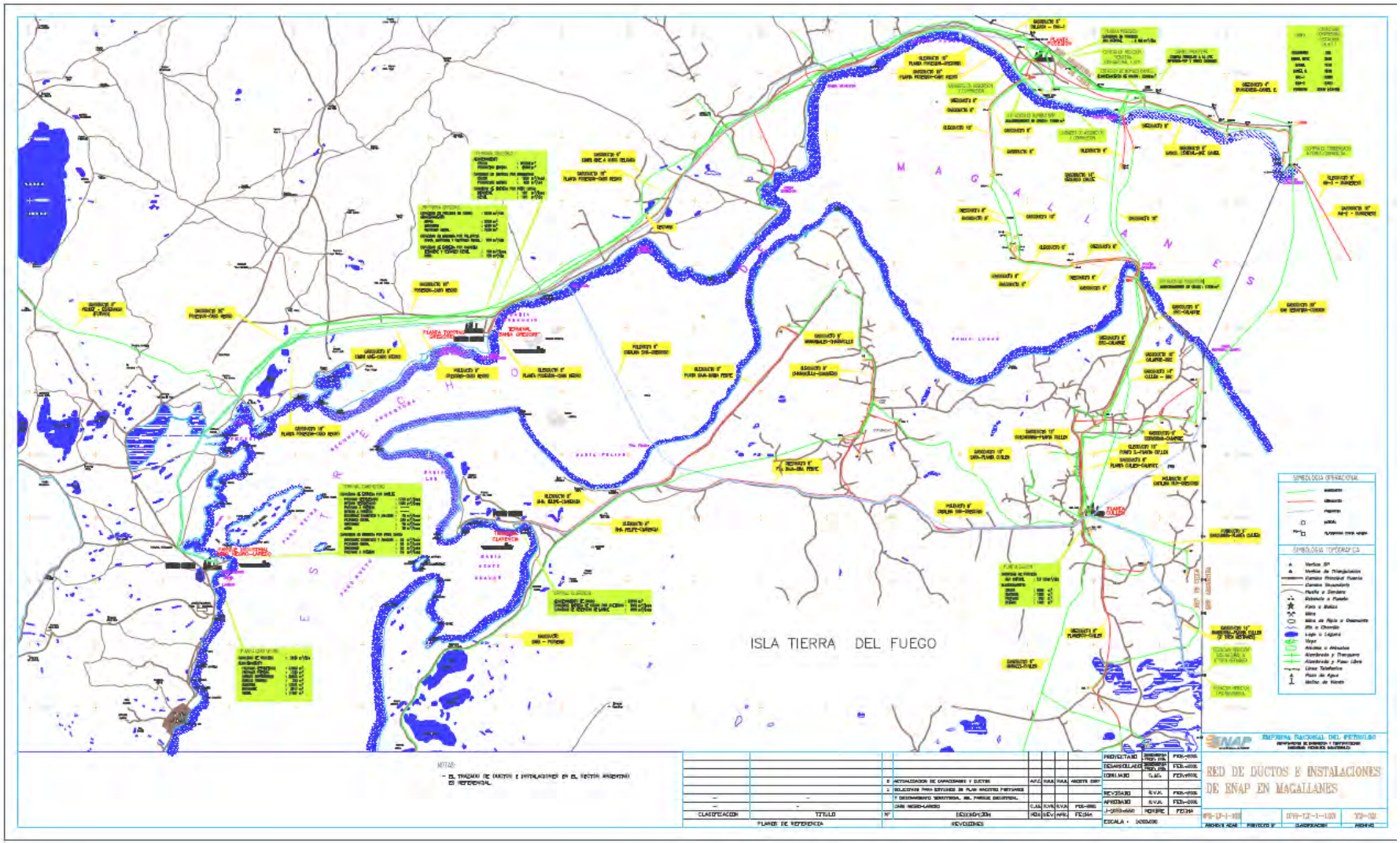


Figura 4.1.2 – Diagrama general de gasoductos y poliductos en la Región
Fuente: ENAP (2015)

Tabla 4.1.3 - Costos Gasoductos para Transporte de Gas Natural

Red de Gasoductos Empresa de Transporte Ideal					
Desde	**hasta**	**Longitud (Km)**	**Diámetro**	**Valor (US$/in*Km)**	**Inversión (MMUS$)**
Cullen	Clarencia	84	6 5/8"	23.600	11,9
Cullen	BRC	40	12 3/4"	23.600	11,3
BRC	Daniel	30	12 3/4"	41.667	15,0
Daniel	Posesión	24	12 3/4"	23.600	6,8
Posesión	Cabo Negro	180	12 3/4"	23.600	51,0
Pecket	Esperanza	122	6 5/8"	23.600	17,3
	Total	**480**			**113,3**

Fuente: Elaboración Propia CERE

Tabla 4.1.4 - Costos Compresores para Transporte de Gas Natural

Compresores					
Estación	**Potencia Requerida (Hp)**	**Potencia Instalada (Hp)**	**Inversión (MMUS$)**	**Consumo gas Combustible**	
				(Mm^3s/d)	**(MMBTU/d)**
Cullen	4.000	6.000	9,0	20,6	775
Posesión	4.000	6.000	9,0	20,6	775
Total	8.000	12.000	18,0	41,2	1.550

Fuente: Elaboración Propia CERE

Tabla 4.1.5 – Parámetros de Evaluación Económica de Transporte

Parámetros Económicos		
Inversión	(MUS$)	131.270
Oper&Mtto/Inversión	(%)	2,1
Período Depreciación	(año)	6
Capital de Trabajo	(mes egresos)	1,5
Valor Residual Activos	(%)	0
Combustible	(MMBTU/día)	1.550
	(US$/MMBTU)	9
Otros insumos	(MUS$/día)	0
Operación Media Anual	(día)	365
Duración Proyecto	(año)	20
Unidad Flujo	(MMBTU)	
Caudal Medio	(MMBTU/día)	41.028
Tarifa	**(US$/MMBTU)**	**1,7**
Tasa Descuento	(%)	10
Impuesto a la Renta	(%)	27

Fuente: Elaboración Propia CERE

En metodología internacional, usada frecuentemente, el ejercicio de proyección de precios del Gas Natural se basa en tres partes: i) Estimación del precio del gas en boca de pozo de las principales fuentes de suministro; ii) Estimación de los cargos de transporte de los diferentes tramos del sistema; y iii) Estimación del valor agregado de distribución (VAD).

Esta situación se ve reflejada perfectamente en la región de Magallanes donde se puede identificar a ENAP como responsable del transporte desde boca de pozo al punto de distribución de GASCO S.A, a partir de ahí, GASCO distribuye a los diferentes usuarios, entre ellos EDELMAG quien genera la energía eléctrica.

4.2 Evaluación Gas Natural Licuado (GNL)

4.2.1 Planta de Gas Natural Licuado

La demanda creciente de Gas Natural, ha llevado a las empresas operadoras y de servicios a implementar toda la tecnología para un suministro seguro de gas combustible y uno de los procesos desarrollados es la licuefacción del gas natural. Este proceso se desarrolla a presión atmosférica pero a temperaturas de -260 °F (-160 °C) reduciendo el volumen del gas 600 veces. El combustible luego es transportado en grandes barcos para descargar en puertos habilitados con todas las instalaciones para la recepción y posterior gasificación de la carga.

Los puertos deben contar la topografía y ambientes adecuados, además de condiciones seguras de operación, a saber: distancia máxima desde el barco a los estanques criogénicos, la población debe estar suficientemente alejada para evitar riesgos de accidentes mayores, la localidad debe contar con servicios básicos y terminal de transporte aéreo, etc.

De acuerdo a lo informado por "International Group of Liquefied Natural Gas Importers"[50] en su página web, a fines del año 2013 existían:

- 86 trenes de licuefacción operando en 17 países exportadores de GNL
- 104 terminales de recepción de GNL incluyendo 15 instalaciones flotantes operando en 29 países importadores de GNL
- La flota de embarcaciones metanera estaba constituida por 393 buques a fines del 2013.

Durante el año 2013 la capacidad nominal de producción de GNL fue de 286 MMTon, mientras que el consumo mundial, según esta fuente, alcanzó valores de 236,9 MMTon.

[50] GIIGNL: *http://www.giignl.org/*

4.2.2 Procesos Involucrados

La cadena de valor del GNL se encuentra dada por el esquema de la Figura 4.2.1, donde se aprecia, producción en pozo, la licuefacción, el transporte marino, la regasificación y el transporte terrestre.

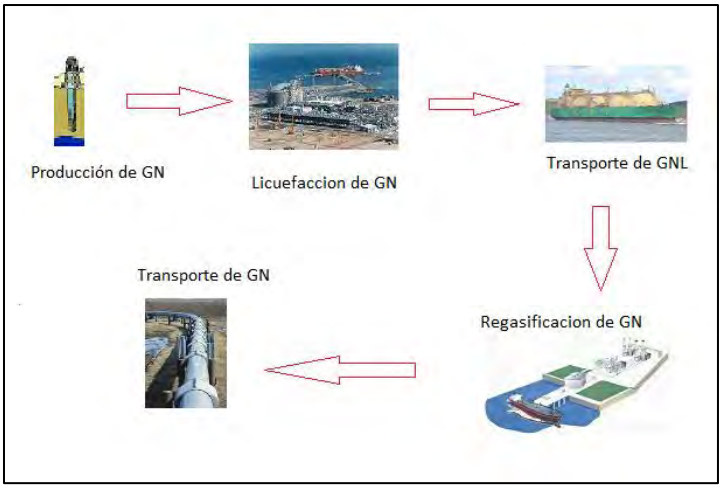


Figura 4.2.1 – Cadena de valor de GNL

- **Proceso de Licuefacción**

Para convertir el gas natural en líquido, se enfría el gas tratado hasta aproximadamente -161 °C, que es la temperatura a la cual el metano -su componente principal- se licua. El proceso de licuefacción es similar al de refrigeración común: se comprimen los gases refrigerantes produciendo líquidos fríos, tales como propano, etano/etileno, metano, nitrógeno o mezclas de ellos, que luego se evaporan a medida que intercambian calor con la corriente de gas natural. De este modo, el gas natural se enfría hasta el punto en que se convierte en líquido. Una vez que el gas ha sido licuado se somete a un proceso de Joule-Thompson o expansión con extracción de trabajo para poderlo almacenar a presión atmosférica.

- **Almacenamiento del GNL**

El GNL se almacena a -161 °C y a presión atmosférica en tanques criogénicos para ser luego transferido a buques tanques especiales de transporte. El típico tanque de GNL tiene doble pared: una pared externa de hormigón armado, recubierto con acero al carbono, y una pared interna de acero niquelado al 9%. La seguridad y la resistencia son las consideraciones de diseño primarias al construir estos tanques, los cuales se diseñan para soportar terremotos y fuertes vientos.

❖ **Transporte del GNL**

El GNL se transporta a presión atmosférica en buques especialmente construidos con casco doble. El sistema de contención de carga se diseña y construye utilizando materiales especiales para el aislamiento y el tanque, asegurando el transporte seguro de esta carga criogénica. El GNL en los tanques de carga del buque se mantiene a su temperatura de saturación (-161 °C) a lo largo de toda la navegación, pero se permite que una pequeña cantidad de vapor se disipe por ebullición, en un proceso que se denomina auto refrigeración. El gas evaporado se utiliza para impulsar los motores del buque. Aproximadamente 40% de los buques de GNL actualmente en servicio cuentan con sistemas de contención de carga del tipo de membrana, de modo que tienen un aspecto muy similar al de otros cargueros. El resto de los buques tienen un sistema de contención de carga más particular, que incluye cuatro o más tanques esféricos grandes. Ambos tipos de sistemas de contención poseen antecedentes de operación extremadamente seguros y confiables.

❖ **Regasificación**

Consiste en llevar el gas natural nuevamente a su estado gaseoso, devolviéndole el calor removido en el proceso de licuefacción. Esto se realiza en vaporizadores que utilizan agua de mar como fluido intercambiador y se alimentan de GNL a través de tuberías provenientes de los grandes tanques donde es almacenado.

4.2.3 Costos de Inversión

Los proyectos de GNL están entre los proyectos de energía más costosos. Los datos exactos en costos de plantas de GNL son difíciles de explicitar con toda precisión, pues estos varían dependiendo de la ubicación, o si el proyecto se construye en una ubicación nueva o es una expansión de una planta existente.

a) Planta de Regasificación con nave de diseño 120.000 m^3 y abastecimiento de GNL desde el extranjero.

Con el objeto de estimar una inversión ajustable a los requerimientos de la comuna de Punta Arenas, que permitiera tener una estimación de valor de gas para el usuario final, se consideró un tamaño de almacenamiento ajustado a una nave de diseño, y para ello se eligió el tamaño de 120.000 m^3. Se elige este tamaño dado a que naves de ese calado en el futuro estarían más disponibles para hacer el cabotaje directamente a Cabo Negro, producto de la incorporación de naves de mayor capacidad en los circuitos tradicionales de comercialización de gas.

Considerando que el estándar de estanque de almacenamiento de GNL parte en los 50.000 m^3 de capacidad, y posteriormente sube a 100.000 m^3 y tamaños mayores, se seleccionó una opción de tres estanques de almacenamiento de 50.000 m^3 cada uno, dando una capacidad de almacenamiento de 150.000 m^3 totales. Esta disposición de almacenamiento permitiría que al principio del periodo se requieran 6 viajes anuales de esta nave de diseño, con lo cual se tendría una capacidad de suministro de 76 días a un flujo medio de 1 MMm^3/d, aumentando el flujo de viajes de la nave de diseño a 9 anuales al final del periodo analizado de acuerdo a la demanda proyectada para el consumo de gas natural en la comuna de Punta Arenas (***ANEXO B.1***). La disposición de estos tres estanques cada uno de 50.000 m^3 de capacidad, permitiría flexibilidad de operación con el objeto de recibir naves menores, programar mantenimientos sin interrumpir abastecimiento a la comuna y tener una mejor administración en la gestión de flota.

Cada uno de estos estanques serían de contención total, el estanque interno será de acero 9% Ni, y el externo de hormigón. El estanque primario tendría dimensiones de 25 m de altura y 50,5 m de diámetro. El costo de la inversión en estos tres estanques se estima en un valor de 100 MMUS$. Se debe destacar que la Región de Magallanes ha sido considerada como zona sísmica (GORE Magallanes, 2012), y que además los estanques instalados deberían considerar por un lado que la estructura de la pared externa estará expuestas a vientos de 140 km/h, equivalente a una carga distribuida de 80 kg/m^2 en superficie curva, y que además debería considerar en el techo carga por nieve de 25 kg/m^2.

La estimación del costo de los vaporizadores se ha realizado en base a un estudio real para el terminal de regasificación Beacon Port GBS. Este estudio determinó la conveniencia de los sistemas ORV (vaporizadores de panel abierto) debido a su menor gasto operativo, sin embargo, requieren de agua de mar con una temperatura mínima de 12 a 13°C, lo cual no se cumple en el Estrecho de Magallanes, ya que el promedio es de 5°C, y como la disminución de temperatura en el agua es de 7 a 8°C, se produciría un congelamiento en los paneles del vaporizador. Por lo tanto, solamente, se ha estimado el costo de vaporizadores de combustión sumergida (SCV), porque este tipo de equipos puede funcionar a temperaturas muy bajas y no requiere de agua de mar, pero como contraparte tienen un mayor gasto operativo.

De acuerdo a estas condiciones, el Costo de Inversión de equipos principales (sin considerar instalación), sería lo indicado en la Tabla 4.2.1.

Tabla 4.2.1 – Costos de Inversión Principales Equipos Regasificación de GNL

Cantidad	ITEM	Costo (US$)
3	Tanque de Contención Total	100.000.000
2	Vaporizadores SCV	19.161.806
1	Equipo de Poder	19.830.591
6	Bombas primarias	1.421.166
4	Bombas Secundarias	3.240.426
4	Compresores Boil-Off	384.142
Valor Total Equipos (Sin instalar)		**144.038.132**

Fuente: Elaboración Propia CERE

A partir de haber estimado el costo de los equipos principales, para definir el costo total de la inversión, se utiliza la metodología Lang, de uso común para estimar inversiones en plantas químicas de líquidos con un 30% de margen de error. Esta metodología costea las diferentes actividades asociadas a la instalación de la planta como un porcentaje del costo de los equipos principales. En otras palabras se puede estimar el costo total de inversión multiplicando el costo de los equipos principales por el factor de 4,09. Con esta metodología la estructura de costo para un Terminal de Regasificación en Cabo Negro se ajustaría a lo indicado en la Tabla 4.2.2.

Tabla 4.2.2 – Estructura de Costos Terminal de Regasificación de GNL (Cabo Negro – Punta Arenas)

ITEM	Costo (MMUS$)
Equipos de Proceso sin Instalar	144,04
Costo de Instalación	67,70
Instrumentación y Control Instalado	25,93
Piping Instalado	95,07
Instalación Eléctrica	15,84
Edificios	25,93
Urbanización	14,40
Instalaciones Auxiliares	100,83
Terrenos	8,64
Utilidad Contratista	30,25
Contingencia	60,50
	589,12

Fuente: Elaboración Propia CERE

Es decir el tamaño de la inversión estimada para la planta de regasificación en Cabo Negro es de **589,12 MMUS$.**

En relación a los costos de operación, y con el objeto de hacer una primera estimación, se asumirá la práctica común de considerarlo no más de 1% de la inversión inicial, es decir en este caso **5,89MMUS$** por año.

Estimando el costo de regasificación para un flujo promedio de 1 MMm^3/d, y tomando valores estándar de los otros componentes de la cadena de valor del GNL, se tiene la siguiente distribución de precios a boca de planta, que se muestra en la Tabla 4.2.3.

Tabla 4.2.3 – Estructura de Costos Cadena de Valor del GNL

Tasa de Retorno (%)	Precio del GN[51] Henry Hub (US$/MMBTU)	Costos[52] Licuefacción (US$/MMBTU)	Costos[53] Transporte (US$/MMBTU)	Costos[54] Regasificación (US$/MMBTU)	Precio GN Boca Planta (US$/MMBTU)
8	5,43	3,0	2,8	5,30	16,53
10	5,43	3,0	2,8	6,28	17,51
12	5,43	3,0	2,8	7,30	18,53

Fuente: Elaboración Propia CERE

a) **Suministro de GNL desde terminal Quintero o Mejillones usando pequeños metaneros de cabotaje.**

Un perfil de estudio desarrollado por ENAP para el Ministerio de Energía analiza la posibilidad de abastecer de gas natural licuado a partir del uso de barcos de pequeña escala (“shuttle”) para realizar cabotaje desde GNL Quintero o GNL Mejillones hacia Punta Arenas. Para ello se deben hacer inversiones en el en el muelle de Cabo Negro y en GNL Quintero ya que este terminal está diseñado sólo para recibir gas natural licuado y no entregar. Lo anterior no es necesario en Mejillones ya que desde su concepción inicial se pensó en un terminal tipo Hub. En efecto el grupo inversionista Suez ha propuesto al Gobierno de Chile el uso de pequeños metaneros que distribuyan gas natural licuado a lo largo de las costas chilenas.[55]

Las situaciones a) y b), anteriormente expuestas, son consideradas en el perfil indicándose las inversiones necesaria en el caso de GNL Quintero y en el caso GNL Mejillones.

[51] *Promedio proyección HenryHub hasta el 2030*
[52] *http://www.cheniere.com/LNG_terminals/terminals.shtml*
[53] *Estimado desde terminal Cheniere a Cabo Negro a 0,3US$/1000Km*
[54] *Estimado por CERE para VAN=0*
[55] *http://www.pulso.cl/ 11 de julio 2014*

Para GNL Quintero la información de inversión se muestra en la Tabla 4.2.4, mientras que la Tabla 4.2.5 muestra la inversión necesaria si se usa el terminal de GNL Mejillones.

Tabla 4.2.4 – Inversión con cabotaje desde GNL Quintero

Inversión	Costo (MMUS$)
Modificación Terminal GNL Quintero	20
Metanero de 10.000 m3	60
Modificación Muelle Cabo Negro N°2	5
PSR+ 2 Tanques de 14 Mm^3	90
Total	**175**

Fuente: ENAP[56]

Tabla 4.2.5 – Inversión con cabotaje desde GNL Mejillones

Inversión	Costo (MMUS$)
Metanero de 10.000 m3	60
Modificación Muelle Cabo Negro N°2	5
PSR+ 2 Tanques de 14 Mm^3	90
Total	**155**

Fuente: ENAP[57]

Los costos operacionales desde GNL Quintero y desde GNL Mejillones se muestran en la Tabla 4.2.6.

Tabla 4.2.6 – Costos Operacionales desde GNL Quintero y GNL Mejillones

	GNL Quintero	GNL Mejillones
Costo Operacional	**(MMUS$/año)**	**(MMUS$/año)**
Metanero de 10.000 m^3	2,00	3,00
PSR	3,65	3,65
Uso Terminal y carga	9,50	11,70
Otros	1,00	1,00
Total	**16,15**	**19,35**

Fuente: ENAP[58]

[56] *Estudio de Perfil Suministro Externo de Gas Natural para Punta Arenas*
[57] *Estudio de Perfil Suministro Externo de Gas Natural para Punta Arenas*
[58] *Estudio de Perfil Suministro Externo de Gas Natural para Punta Arenas*

Considerando las inversiones y costos operacionales antes señalados, con un horizonte de tiempo a analizar de 20 años y una tasa interna de retorno de 10% se pueden obtener las siguientes tarifas de gas natural en Punta Arenas, sin considerar el costo de suministro de GNL:

- Desde GNL Quintero: **7,769 US$/MMBTU.**
- Desde GNL Mejillones: **7,969 US$/MMBTU**.

Para poder estimar el valor del gas natural a boca de planta, ENAP estima que a los valores anteriores se debe sumar la cantidad equivalente a un 14% del valor del petróleo crudo Brent. Si tomamos el valor del petróleo crudo Brent para un ciclo de los últimos siete meses, el valor del gas natural sería el indicado en la Tabla 4.2.7 según sea despachado de GNL Quintero o GNL Mejillones.

Tabla 4.2.7 – Precio de Petróleo Brent y valores estimado del GN (no licuado) según puerto de despacho

Mes	Petróleo Brent	Transporte de GNL desde Quintero	Transporte de GNL desde Mejillones
	(US$/Barril)	(US$/MMBTU)	(US$/MMBTU)
Agosto 2014	101,92	22,0378	22,2378
Septiembre 2014	97,34	21,3966	21,5966
Octubre 2014	87,27	19,9868	20,1868
Noviembre 2014	78,44	18,7506	18,9506
Diciembre 2014	62,16	16,4714	16,6714
Enero 2015	48,42	14,5478	14,7478
Febrero 2015	57,93	15,8792	16,0792

Fuente: Elaboración Propia CERE

La tabla anterior, hace evidente el efecto que tiene la actual disminución del precio del petróleo en la estimación del precio del gas natural.

Otras alternativas, como transporte del GNL en iso-contenedores se descartó por la cantidad de unidades que deberían ser transportadas hasta el puerto de Punta Arenas pero no se descarta como una alternativa de distribuir gas natural licuado a comunas lejanas como Puerto Williams (MINENERGIA, 2014) usando posibles instalaciones de GNL en Magallanes como un polo de distribución de gas natural licuado a comunas no conectadas físicamente por un gaseoducto, vía una opción conocida como gaseoducto virtual. La alternativa de suministro de GNL a través de FSRU[59] es factible técnicamente, pero dado los altos costos de operación de dicha alternativa (63

[59] *Floating Storage and Regasification Unit*

MMUS$/año)[60] se proyecta que se podría llegar a costos del gas natural en Magallanes en torno a los **29** a **30 US$/MMBTU**, asumiendo un costo de suministro de GNL de largo plazo a 14% del Brent.

4.3 Evaluación Propano Aire

4.3.1 Planta de Propano Aire

Este tipo de plantas de gas propano diluido con aire; también denominadas de gas natural sintético o gas sustituto, son instaladas por lo general en localidades alejadas de los centros de producción de gas natural como plantas fraccionadoras de gas rico y/o gasoductos de gas residual. También son utilizadas para el respaldo de las principales fuentes de abastecimiento que por situaciones de capacidad en las líneas de suministro y equipos instalados o por el déficit de gas suministrado de las empresas productoras no es posible cubrir los momentos de máxima demanda (Peak Sheaving). Con relación a la madurez de ésta tecnología, en 1950 la AGA (American Gas Association) norma la intercambiabilidad entre gas propano-aire y el gas natural, y desde ese año a la fecha, se han instalado miles de sistemas en todo el mundo para absorber peaks de consumo o como respaldo.

El principio básico de estas plantas es mezclar propano y aire en la proporción que permita igualar las características energéticas del gas natural. El valor referencial utilizado se denomina Índice de Wobbe. Las plantas de Propano Aire producen un gas con igual índice Wobbe que el combustible que está reemplazando. En la Tabla 4.3.1, se muestra la intercambiabilidad de gases combustibles, considerando las especificaciones del gas natural de la Región de Magallanes.

Tabla 4.3.1 – Intercambiabilidad de Gases Combustibles

Compuesto	PM (lb/lb-mol)	Mezcla (Fracción)	PCS (BTU/pie^3)	GE (n/Aire)	IW (BTU/pie^3)
Gas Natural	16,63		1.053,7	0,5742	1390,6
Propano	44,10	0,64	2.516,1	1,5225	2039,2
Aire	28,96	0,36	0,0	1,0000	
Mezcla P/A	38,62		1.605,8	1,3334	1390,6

Fuente: Quijada (2004) PM: Peso Molecular; PCS: Poder Calorífico Superior; GE: Gravedad Específica; IW: Índice de Wobbe

[60] *Estudio de Perfil Suministro Externo de Gas Natural para Punta Arenas*

La tabla anterior muestra las proporciones a emplear para sustituir el gas entregado por el yacimiento Tranquilo, el cual no es sometido a ningún proceso de fraccionamiento. Únicamente es acondicionado para eliminar su contenido de humedad. Ejercicio similar debiera hacerse según la naturaleza del gas natural empleado.

En otros países, normalmente es utilizada una relación de Propano/Aire de (55/45), equivalente a un Poder Calorífico de 1.220 BTU/pie^{3}s. Esta combinación de propano aire, no permite reemplazar el gas natural comprimido, usado en el transporte como tampoco cumple las especificaciones exigidas en las turbinas usadas para la generación eléctrica.

4.3.2 Equipos Principales

En general una planta de este tipo está conformada por un conjunto de elementos entre los que se pueden destacar: estanques de almacenamiento; bombas, vaporizadores; mezcladores; compresores.

- **Estanque de Almacenamiento**

El propano es almacenado bajo presión en forma de líquido. El tamaño de los estanques cilíndricos, fabricados en conformidad a las normas de la American Society of Mechanical Engineers (ASME), puede variar desde 30.000 hasta 90.000 Gal. El tamaño y cantidad de estanques dependerá de la demanda exigida y de la capacidad de entrega de GLP. Un análisis de las futuras demandas y déficit definirá el mínimo requerido a instalar. Se debe tener presente que un estanque se puede llenar hasta un 88% de su capacidad a 60 °F.

- **Bomba de Gas Licuado**

Sistema de bombas dual (en paralelo y/o independientes), usadas para transferir el propano desde los estanques de almacenamiento al vaporizador. En el sistema de mezcla propano/aire, la bomba mantiene la presión necesaria para una función óptima y eficiente en el mezclador.

- **Vaporizador de Gas Licuado**

El vaporizador convierte el propano líquido a condición de vapor por adición de calor. El intercambio de calor puede ser generado por aplicación de vapor de agua o usando un baño de agua. El vaporizador-intercambiador puede tener una capacidad de hasta 400 MMBTU/h y vaporizar 2.000 a 4.000 Gal/h de GLP a 0 (°F), dependiendo de la capacidad de la planta.

❖ **Otros Equipos y consideraciones de la planta**

Existen otros equipos dentro de la planta, tales como el mezclador, compresor de aire y los sistemas a cargo de la medición y control de parámetros dentro de la planta, que deben ser considerados al momento de diseñar y costear la planta. Con relación a la superficie requerida para la instalación de la planta, ésta varía según los flujos a considerar, sin embargo al ser modulares y sin considerar los estanques de almacenamiento no supera las 0,5 hectáreas.

Con relación al tiempo necesario para diseñar y construir una planta depende del tamaño del sistema, donde generalmente se requiere 1 año para diseñar y obtener los permisos ambientales, y alrededor de 4 a 6 meses para la construcción, que incluye fabricación y actividades de instalación en terreno.

4.3.3 Costos de Inversión

La evaluación de la planta de propano/aire se realiza considerando la comuna de Punta Arenas, donde existen las mayores demandas (***ANEXO B***), requerimientos de respaldo, e información de planta referencial.

En el año 2011, GASCO S.A encargó la elaboración de un estudio de pre factibilidad para la instalación de una planta de Propano Aire en la ciudad de Punta Arenas que pudiera suplir la demanda máxima de Gas Natural con proyección al año 2022, para los sectores residencial y comercial.
Lo anterior no consideraba al sector industrial como tampoco consideraba la generación eléctrica, ya que las turbinas de EDELMAG no pueden operar con este tipo de gas, y tampoco el sector transporte que consume gas natural comprimido.

En la Tabla 4.3.2 se muestra la proyección de requerimiento de propano estimado por GASCO S.A para satisfacer la demanda del sector Residencial y Comercial de la ciudad de Punta Arenas.

Tabla 4.3.2 - Proyección Demanda Flujo de gas natural Sector Residencial y Comercial, Punta Arenas

Proyección GASCO		Combustible	2015	2016	2017	2018	2019	2020	Unidad
Residencial-Comercial		Gas Natural	273	276	278	281	284	287	(MMm^3/año)
		Gas Natural	0,75	0,76	0,76	0,77	0,78	0,79	(MMm^3/d)
Factor PCS GN /PCS P-A=	0,704	PROPANO /AIRE	0,53	0,53	0,54	0,54	0,55	0,55	(MMm^3/d)

Fuente: GASCO S.A (2014)

En la Tabla 4.3.3, se muestran los costos de inversión y costos operacionales para una planta de propano/aire, que cumpla la función de abastecer las demandas peak, o situaciones de emergencia en la comuna de Punta Arenas.

Tabla 4.3.3 - Costos de Inversión y Costos Operacionales Planta Propano/Aire en Punta Arenas

Planta de Propano Aire - Punta Arenas		
ITEM	**Valor (MMUS$)**	**Op&Mtto (MUS$/año)**
Camiones de transporte (a lo menos 4 camiones de 20 Ton de capacidad)	0,84	--
Planta de Propano Aire	20,00	--
Ampliación sistema distribución	7,47	--
Ampliación centro reductor	0,13	--
Total	**28,44**	**250,00**

Fuente: Elaboración Propia CERE

Con relación al transporte entre Cabo Negro y la ubicación de la planta (Barrio Industrial en sector de Tres Puentes, de la ciudad de Punta Arenas), el tiempo de viaje sería de aproximadamente 30 minutos, y con la totalidad de camiones indicados en Tabla 4.3.3, en los momentos peak se tendrían 2 camiones descargando y 2 camiones en tránsito.

Suponiendo un flujo promedio de 0,54 MMm^3 de propano, de acuerdo a la proyección indicada en la Tabla 4.3.2, que satisface la demanda peak, a una tasa del 9%, según tasa de acuerdo al proyecto de ley de gas para el resto del país, para un periodo de 20 años de vida útil, el valor estimado es de **0,37 US$/MMBTU** de sobre tasa para pagar la inversión en esta planta de soporte. Ahora bien, si se considera una tasa anual por recuperación de inversión gravada a todas las ventas realizadas en la Región, esta sobre tasa debería bajar a **0,2 US$/MMBTU.**

El valor del galón de propano ha evolucionado en el último tiempo, lo que se puede ver en la Figura 4.3.1, donde se muestra cómo ha disminuido el precio Spot FOB del galón de propano.

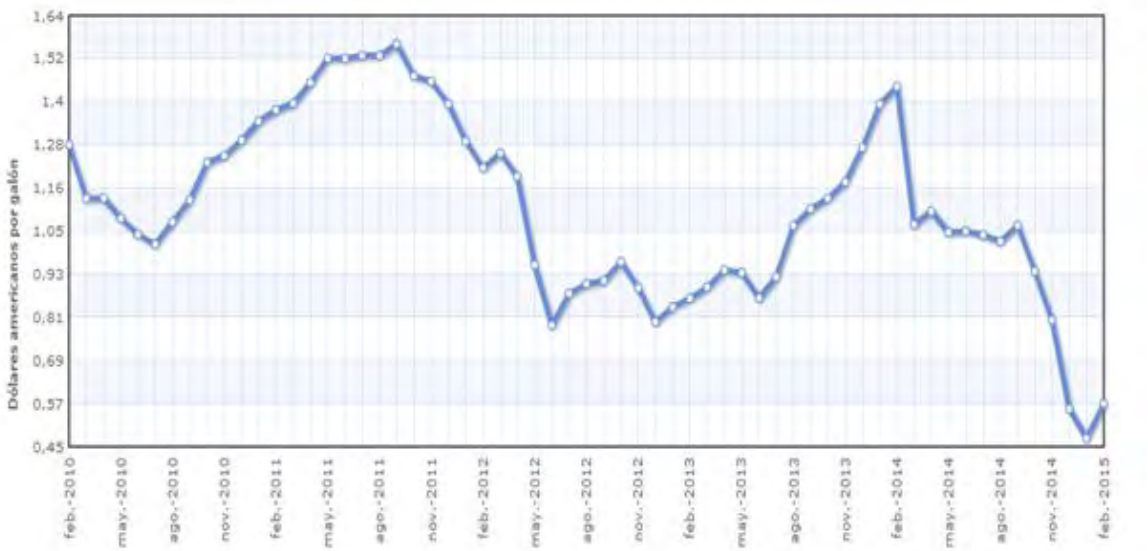


Figura 4.3.1 – Evolución precio del propano,
Fuente: Precio SPOT FOB Mont Belvieu, Texas USA

El precio paridad para el propano, según lo indicado por ENAP, se encuentra en torno a los 581,58 US$/tonelada.[61] La dificultad en definir un precio a usuario de propano se encuentra en definir la logistica de transporte y definir quien asume el costo de activo inmovilizado que significaria mantener en stock 15.000 toneladas, equivalente aproximadamente a 7,5 MMUS$.

4.3.4 Alcances a la propuesta de GASCO S.A.

El estudio de GASCO, asume que en Cabo Negro existe capacidad de propano como para satisfacer los requerimientos de suministro. Hoy la capacidad de almacenamiento de propano refrigerado, es del orden de 20.000 Toneladas al año, lo que significa algo más de un mes de consumo. Para el uso del propano para este propósito se requiere presurizar este producto, lo que implica una inversión adicional para estos efectos.
Ahora bien, otro tema a considerar es la disponibilidad de propano, y para ello hay que distinguir 2 casos:

a. Una planta para operar en régimen contínuo, o sea un consumo de propano de 102 mil Ton/año. La logística para traer ese propano, que es necesario importar, es cara. Las naves adecuadas son las de 20.000 Ton de capacidad con logística compleja y con costos de flete entre 100 y 200 US$/Ton. A los valores anteriores, se debe agregar el costo del propano.

[61] *http: //www.enap.cl/ pag/66/991/ tabla_de_precios_de_paridad*

b. Una Planta que se utiliza para compensar solo los peak o emergencias. Se utilizaría solo en emergencias. En ese caso se podría evitar importar el propano y almacenar de la producción regional. Esta configuración permitiría comprar localmente el Propano, que según precio de paridad su valor por tonelada es del orden de 581,58 dólares, lo que sería equivalente a 13,56 US$/MMBTU. A este valor de materia prima se debe agregar los costos de la inversión requerida las que anualizadas en un periodo de 20 años resultan en un costo de 0,37 US$/MMBTU. Es decir, el mínimo precio de venta final del propano-aire, sería de **13.93 US$/MMBTU.** Según valor paridad de ENAP para el propano a enero de 2014 de 1132,52 US$/tonelada, el valor minimo de venta del propano podria llegar a ser **26,04 US$/MMBTU.**

4.4 Evaluación Gasificación de Carbón

4.4.1 Producción Gas de Síntesis (SYN GAS) en reactores.

Los tres procesos de gasificación de carbón más utilizados a nivel mundial son: gasificación con vapor y oxígeno, hidrogasificación y gasificación catalítica con vapor. De estos tres tipos de procesos, solo se analizará la gasificación con vapor y oxígeno ya que es el más usado y el que tiene una mayor factibilidad de ser implementado en Magallanes, esto último puesto que el carbón de la región de Magallanes es apto para este tipo de proceso, dadas las características de los minerales presentes en la parte inorgánica del carbón y la proporción de oxígeno presente en este mineral.

Inicialmente se revisarán las diferentes tecnologías basada en vapor y oxígeno, para luego indicar los gasificadores con mayor uso comercial a nivel mundial. Antes de iniciar la descripción, se debe tener en cuenta que los gasificadores en base a vapor de agua y oxígeno se clasifican dependiendo del régimen que siga el fluido dentro del gasificador. Este régimen de flujo puede ser del tipo lecho en movimiento, lecho fluidizado o reactor de transporte (arrastre). En la Figura 4.4.1, se muestra un esquema de los 3 tipos de reactores de gasificación.

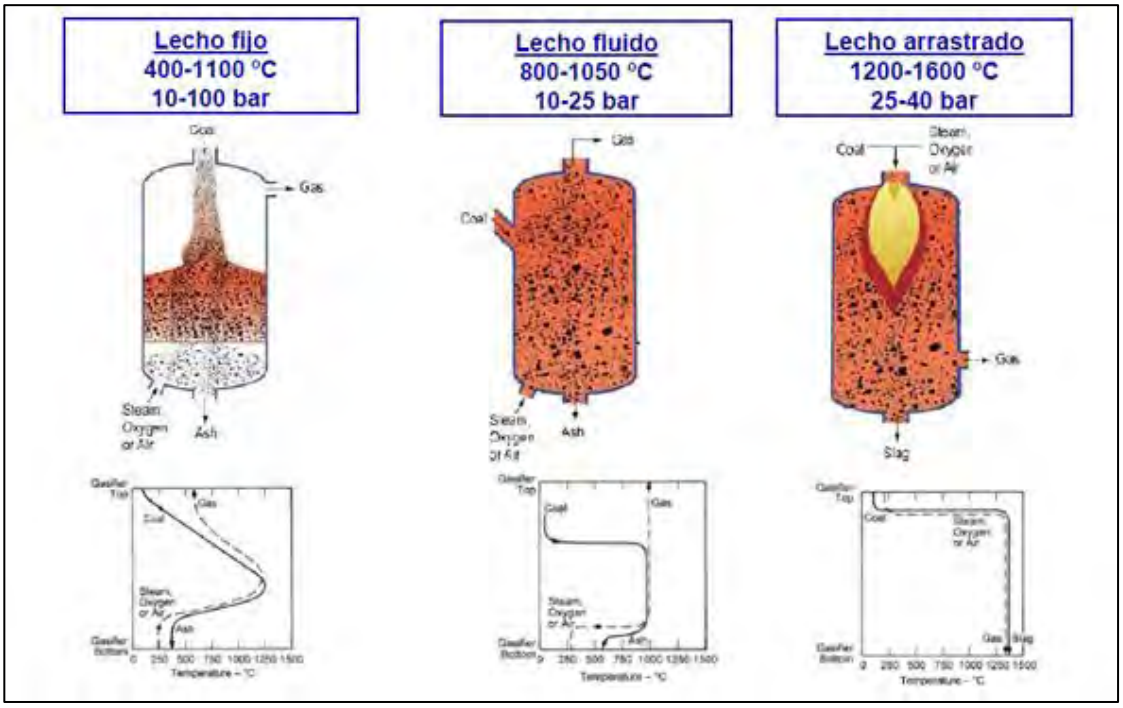


Figura 4.4.1 Tipos de Gasificadores según régimen de fluido
Fuente: EPRI[62] *(2012)*

El proceso de gasificación de carbón con vapor y oxígeno se caracteriza por una combustión incompleta del carbón en presencia de oxígeno y vapor de agua a alta temperatura, dando como resultado la producción de gas de síntesis. A continuación este gas de síntesis se somete a una limpieza y depuración, para eliminar las cenizas, el azufre y el dióxido de carbono. Finalmente el gas de síntesis se transforma a metano en un reactor, produciéndose el Gas Natural Sintético (GNS), el cual tiene un contenido de metano cercano al 95%. Los componentes esenciales del proceso son la planta de oxígeno, el gasificador, el reactor de desplazamiento agua gas, la unidad de limpieza del gas de síntesis y el reactor de metanización. En la Figura 4.4.2, se muestra un esquema de las etapas de gasificación de carbón.

[62] *Electric Power Research Institute*

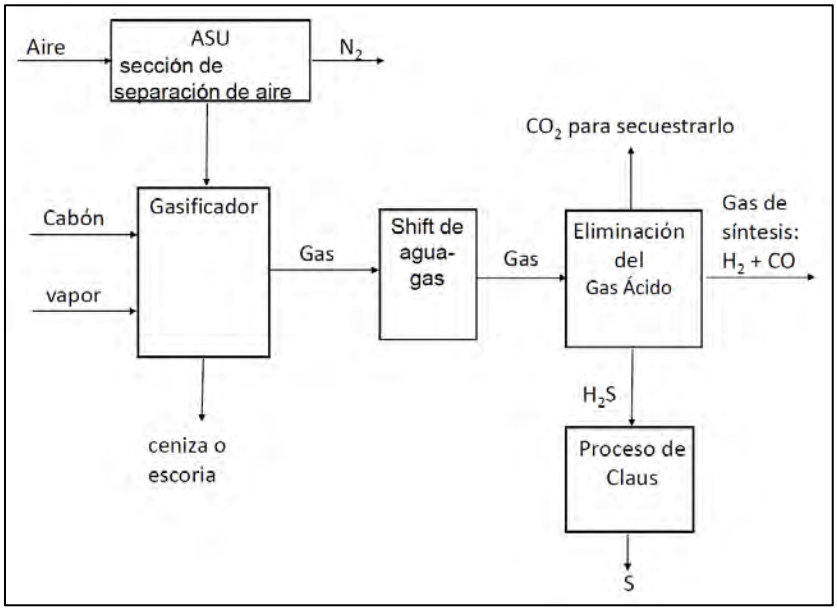


Figura 4.4.2 Esquema de Generación de SYNGAS
Fuente: Dr. Bell, Conferencia CONEIQ (2011)

En la Tabla 4.4.1, se muestra un resumen de las diferentes tecnologías de gasificación disponibles en el mundo, y su posible aplicación según el tipo de carbón a procesar. Detalle de las tecnologías allí expuestas, se pueden ver en ***ANEXO D.***

Tabla 4.4.1 – Resumen de Tecnologías de Gasificación

Tecnología	Tipo	Carbón	%Humedad	Experiencia Internacional
Lecho en Movimiento	Lurgi	Todos	Baja y Alta	Amplia
	BGL	Todos	Baja y Alta	+ 3 Operando
Lecho Fluidizado	Winkler de alta T	Lignito	N.A	Escasa
	U Gas	N.A.	N.A.	+3 Operando
	Foster Wheeler	Sub bituminoso	N.A	1 Prototipo
	KBR	Sub bituminoso	Alta	1 el 2014
Flujo Arrastre	GE	Bituminosos	Baja	Amplia
	SIEMENS	Todos	Baja	Amplia
	Shell	Todos	Baja	12 Operativos

Fuente: Elaboración Propia CERE

4.4.2 Costos de Inversión producción de Gas Natural Sintético

En etapas preliminares de este trabajo, y dada la ausencia de información validable, se realizaron estimaciones de inversiones de procesos de gasificación de carbones, con el objeto obtener órdenes de magnitud de los valores a los que podían llegar las inversiones y los precios finales del producto.

Esta experiencia generó información que permitió validar los antecedentes entregados por la empresa Pecket Energy quien, con el apoyo de la consultora Foster Wheeler, Italiana, desarrolló estudios de ingeniería conceptual, prefactibilidad e ingeniería básica de la gasificación de carbones subituminosos de los yacimientos de la Región de Magallanes usando la tecnología de gasificadores de arrastre de origen alemán (Siemens). Esta información, posteriormente fue liberada por la empresa Pecket Energy, para mejorar las estimaciones de inversiones y precio final del producto.

La propuesta de gasificación levantada por la empresa Pecket Energy se basa en un sistema de generación de gas sintético a partir del carbón sub bituminoso, proveniente de la formación Loreto, que en el día de hoy está disponible en el sector de Pecket y se está explotando en el sector de Isla Riesco. Las características de este carbón con respecto a su análisis último como recibido, se muestran en la Tabla 4.4.2.

Tabla 4.4.2 – Características Carbón Formación Loreto (Isla Riesco)

Componente	(%)
Carbono	44,1%
Hidrógeno	5,4%
Nitrógeno	0,6%
Oxígeno	27,1%
Azufre	0,4%
Cenizas	22,4%

Fuente: Minera Isla Riesco (2014)

De acuerdo al proyecto, Pecket Energy propone instalar la planta de gasificación en Mina Pecket. Esta ubicación le permitiría contar con el carbón de la misma Mina Pecket y carbón recibido en las instalaciones portuarias existentes, proveniente de cualquier punto, por ejemplo Mina Invierno.

Además, cuenta en el área con un importante sector ya intervenido, logrando un adecuado manejo de los residuos sólidos y, a su vez, mejorando la situación del área intervenida.

Entre las posibles configuraciones, Pecket Energy priorizaría instalar una planta de gasificación con un solo tren, usando un gasificador del tipo SFG-600 (Siemens), con todos los equipos y sistemas asociados para la producción de 796 Mm^3s/d. Respecto de esta opción, se presentan dos configuraciones:

Caso: Planta 1x600 (1 gasificador de 600 MWt + 1 gasificador stand-by)

Para una unidad de estas características, se dispondría de la siguiente información de insumos y productos que se indican en la Tabla 4.4.3

Tabla 4.4.3 – Insumos y Productos Planta – Unidad1x600

Insumos	**Unidad**
Carbón	3.400 Ton/d
Agua	3.600 Ton/d
Oxígeno Puro	1.600 Ton/d
Productos	Unidad
Gas Natural Sintético	796 Mm^3s/d
Slag (Sólido inerte)	876 Ton/d
(incluye agua y está compuesto principalmente sílice)	
Residuos sólidos en filtro	81 Ton/d
(“Filter Cake”, incluye agua)	
Azufre	8 Ton/d
CO_2	3.300 Ton/d

Fuente: Pecket Energy (2015)

El monto de inversión estimado para una unidad del tipo descrito anteriormente es de **706 MMUS$.**

De acuerdo a lo informado por Pecket Energy, una sensibilización en función del precio del carbón le permitiría establecer los valores del GNS, puesto en Cabo Negro, y calculados a una tasa de retorno de 8%, que se muestran en la Tabla 4.4.4.

Tabla 4.4.4– Valor del GNS Cabo Negro Caso 1x600

Precio Carbón (US$/Ton)	Valor GNS (US$/MMBTU)
20	13,0
25	13,6
30	14,3
35	14,9
40	15,6

Fuente: Pecket Energy (2015)

De acuerdo a la demanda proyectada y en el caso que el año 2020 entrase en operaciones la planta de gasificación de carbones, la situación de abastecimiento de la demanda futura sería la que se muestra a continuación en la Figura 4.4.3.

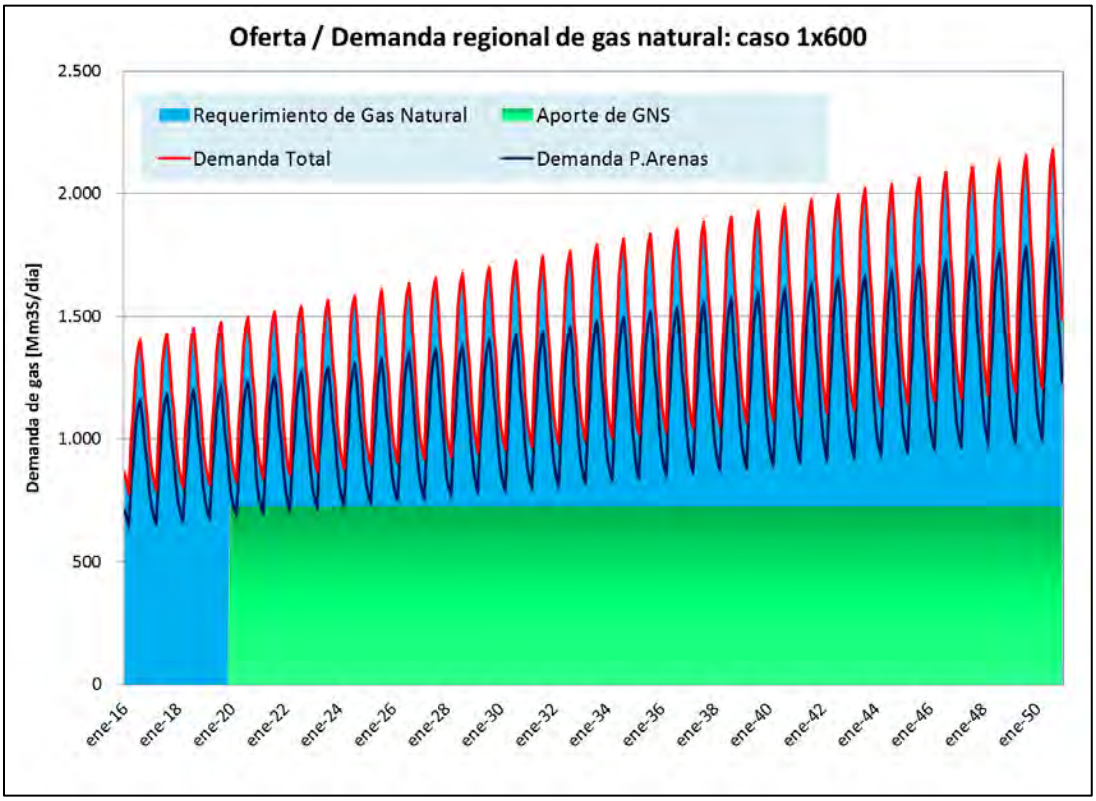


Figura 4.4.3 Oferta/Demanda Regional de Gas Natural Caso Planta 1x600

Fuente: Pecket Energy (2015)

Como se observa la unidad planteada por Pecket Energy, conceptualizada como un complemento al gas natural, abastecería una fracción de la demanda anual, aportando un total de 7.406 MMm^{3}s (41% del total), quedando un remanente de 10.480 MMm^{3}s, a aportar por el gas natural u otra fuente. Esta solución podría crecer a futuro, dependiendo de las necesidades del sistema, incorporando trenes adicionales de gasificación aumentando así su capacidad de producción.

Caso Planta 1x600 + 30 MW (1 gasificador de 600 MWt + 1 gasificador stand by + 30 MWe)

Existe una segunda opción que se ha denominado 1x600 + 30 MW. Esta configuración es similar a la anterior, se diferencia en que aumenta en 30 MW la capacidad de generación de energía eléctrica de la unidad que requiere el proceso, aprovechando así las economías de escala de una planta de generación de mayor tamaño. Esta energía se puede destinar al abastecimiento de la red de energía eléctrica. Con ello, asumiendo eficiencias similares a las actuales y destinando esta energía eléctrica generada solo a la ciudad de Punta Arenas, se ahorrarían 2.354 MMm^{3}s del gas natural destinado a la generación, alrededor de 13% del volumen total estimado para el período, absorbiendo un 68% de la demanda de energía eléctrica proyectada para la comuna de Punta Arenas.

De acuerdo a la información entregada por Pecket Energy, una disposición de este tipo tendría una inversión de **770 MMUS$,** e implicaría los valores para el GNS puesto en Cabo Negro, indicados en la Tabla 4.4.5, según el costo de tonelada de carbón:

Tabla 4.4.5– Valor del GNS en boca de planta Caso 1x600+30 MW

Precio Carbón (US$/Ton)	Valor GNS (US$/MMBTU)
20	11,3
25	12,1
30	12,8
35	13,5
40	14,2

Fuente: Pecket Energy (2015)

Los inversionistas de Pecket Energy están abiertos a establecer una alternativa comercial, factible de implementar para el proyecto de producción de gas natural sintético, que es la de considerar un esquema de compensación en que se establezca un monto fijo mensual asociado a la capacidad

instalada y un pago por volumen de GNS producido. Esta opción da flexibilidad al comprador de poder variar la producción de GNS en función de las necesidades.

Como un ejemplo de este modelo comercial, la Tabla 4.4.6, muestra el precio del GNS en función de la tarifa por capacidad para un precio del carbón de **30 US$/Ton.**

Tabla 4.4.6 – Tarifa por Capacidad (Valor Carbón 30 US$/Ton)

Tarifa de capacidad (MMUS$/mes)	Precio GNS (US$/MMBTU]
5,42	5,7
6,67	4,0
7,83	2,5

Fuente: Pecket Energy (2015)

De acuerdo a la demanda proyectada y asumiendo que el año 2020, entrase en operaciones la planta de gasificación de carbones; la situación de abastecimiento de la demanda futura se muestra a continuación en la Figura 4.4.4, para la configuración Caso 1x600 + 30 MW.

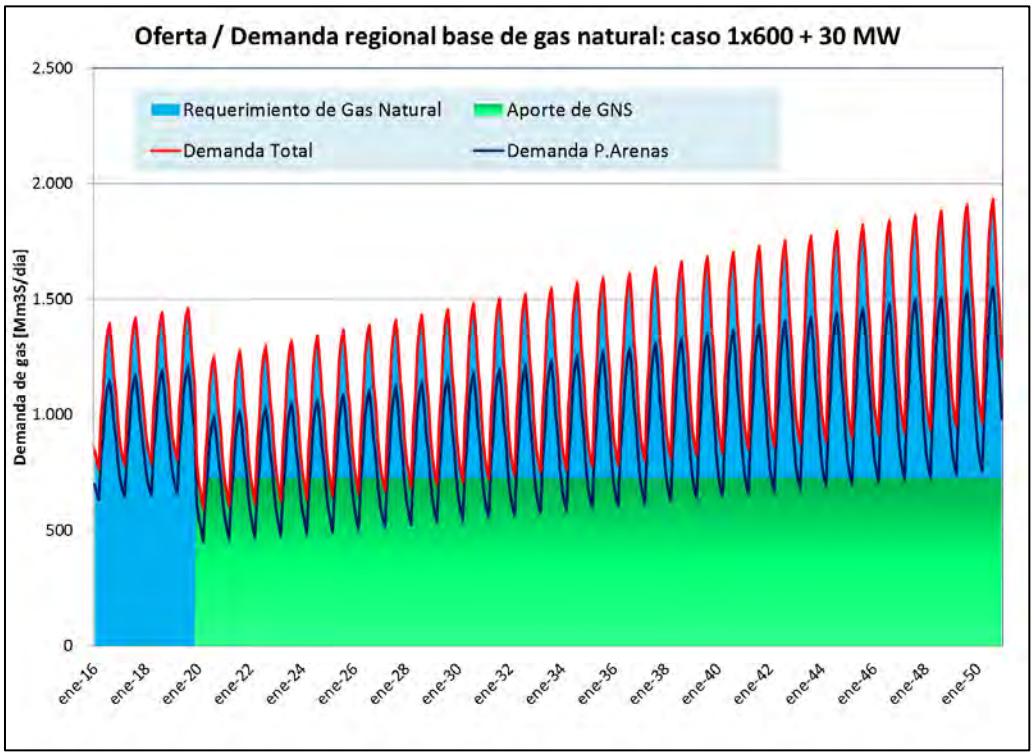


Figura 4.4.4 Oferta/Demanda Regional de Gas Natural Caso Planta 1x600+30(MW)

Fuente: Pecket Energy (2015)

En este caso, la diferencia la constituye el menor consumo de gas natural por el reemplazo de fuente de generación eléctrica.

La demanda total para otras fuentes de generación se reduciría a 15.533 MMm^{3}s, de los cuales el GNS representaría el 47% con 7.374 MMm^{3}s y el gas natural 53% con 8.159 MMm^{3}s.

Con relación al costo de la potencia eléctrica, la empresa lo ha considerado en torno de los 13,8 US$/kW al mes. En cuanto al valor de la energía, esta se considera vender en **100 US$/MWh**, valor más bajo que el de la generación con un precio de gas sin subsidio.

4.4.3 Análisis de Riesgos de Suministro Modelo de Gasificación de Carbón

Los niveles de disponibilidad de la planta de gasificación, dependerán de la configuración implementada:

- En la versión de 1x600 (1 gasificador + 1 gasificador stand-by), se incorporará una unidad de gasificación de respaldo para disminuir los tiempos de detención, sin embargo aun así se estima que podrá operar en promedio cerca del 90 % del tiempo a consecuencia de las mantenciones programadas y las detenciones por imprevistos. Respecto de las mantenciones programadas, estas se podrán realizar en verano, disminuyendo sustancialmente el impacto en el abastecimiento.

- Si la demanda lo requiere, se podría implementar una versión con dos trenes de gasificación 2x600, esta opción, que fue estudiada en su oportunidad, contempla un alto grado de redundancia, eso implica que para efectos de mantención de cualquiera de las unidades que cuente con respaldo, sería posible seguir operando. En esta condición, el aporte medio estimado para el sistema resulta del 95% de la capacidad de 2x600, donde una parte importante de ese 5% tendrá relación con una operación parcial de dos trenes y no una detención global del complejo. Conforme a la modelación realizada, se espera que el sistema completo pudiera estar detenido por alrededor del 1,2% del tiempo (equivalente a una suma total de 4,4 días para todas esas detenciones). En estas condiciones, el proceso seleccionado presenta la gran ventaja que el período de puesta en marcha es muy rápido. Para una detención de corta duración, el tiempo de puesta en marcha hasta plena carga se estima en alrededor de dos horas.

Los niveles de aporte al sistema de las diversas configuraciones de planta, fueron calculadas utilizando un análisis RAM[63] tomando en cuenta tanto las mantenciones programadas como las

[63] *Reliability, Availability and Maintainability*

probabilidades de detención para cada uno de los componentes principales del sistema y modelando el efecto en la capacidad global del proceso.

Ante estas detenciones del sistema es necesario contar con fuentes complementarias de combustible para suplir los déficits que se produzcan por las detenciones de la planta de gasificación. Las fuentes que se pueden considerar son:

- Uso de gas natural almacenado en red de gasoductos (Line pack): esta opción es útil para detenciones parciales y/o totales de corta duración, en la que se puede aprovechar el gas almacenado en la red de gasoductos de ENAP para suplir el déficit puntual de GNS. Dependiendo de la presión en la que se opere los gasoductos y del nivel de déficit, el gas acumulado en ductos puede aportar desde un par de días a varios días de suministro de gas para las ciudades.

- Gas natural: el déficit puntual de GNS se podría suplir por la vía de un incremento en la producción de gas natural debido a las campañas exploratorias de ENAP, o bien comprar gas a terceros, incluyéndose posibles intercambios con Argentina en forma directa o a través de la modalidad de un swap de productos.

- Propano-aire: una opción que se puede considerar es el agregar una planta de propano-aire, idealmente a la entrada de Punta Arenas, para efectos de suplir con este combustible el déficit que se produzca en el sistema. Esto sería válido tanto para el GNS como para el gas natural, incluso antes de la implementación de una planta de gasificación. El instalarla en Punta Arenas supone que se dispondrá de suficiente gas para abastecer las demandas, menores, de Puerto Natales y Porvenir, a partir de la producción de gas natural, GNS o del aporte que puede hacer el “line pack” al sistema.

- Generación eléctrica para las ciudades conectadas a la red de gas natural, usando un combustible distinto al gas natural. Esta opción, en el caso que una parte o la totalidad de la generación eléctrica esté basada en gas natural, permite liberar este gas natural para ayudar a suplir una condición de déficit.

4.4.4 Análisis de Costos del Carbón.

Si bien en los análisis anteriores, el modelo de negocio considera un valor del carbón de 30 US$/Ton, no se cuenta con valores regionales del costo de producción de carbón, por tratarse de información sensible al negocio de la explotación de este recurso. Sin embargo, si es posible estimar los valores de venta del carbón de Isla Riesco, mediante dos caminos.

a) **Obtención de información del registro de exportaciones de Aduana de Chile**. En referencia indicada, se registran los siguientes movimientos de exportación de carbón en los años 2013 y 2014, tal como se muestra en las Tablas 4.4.7 y 4.4.8.[64]

Tabla 4.4.7 Información de Exportación de Carbón Año 2013

Código País	Nombre País	Unidad Medida	Cantidad Ene-Dic/2013	Valor(US$) Ene-Dic/2013	US$/Ton Promedio 2013
317	INDIA	KN	715.097.070	16.594.127	23,21
336	REPUBLICA POPULAR DE CHINA	KN	147.656.700	3.481.745	23,58
510	INGLATERRA	KN	78.014.130	1.927.835	24,71
515	HOLANDA	KN	78353.300	1.991.741	25,42
528	POLONIA	KN	79.304870	1.853.355	23,37
Total			**1.098.426.070**	**25.848.803**	**23,53**

Fuente: Aduana de Chile

Tabla 4.4.8 Información de Exportación de Carbón Año 2014

Código País	Nombre País	Unidad Medida	Cantidad Ene-Dic/2014	Valor(US$) Ene-Dic/2014	US$/Ton Promedio 2014
317	INDIA	KN	1.079.468.085	25.529.222	23,65
515	HOLANDA	KN	226.516.880	5.512.188	24,33
517	ESPANA	KN	193.410.260	4.475.310	23,14
528	POLONIA	KN	108.964.695	2.922.433	26,82
Total			**1.608.359.920**	**38.439.154**	**23,90**

Fuente: Aduana de Chile

De la información contenida en estas tablas, se observa que el valor de venta de la tonelada de carbón puesto en Mina Invierno es del orden de **24 US$.**

a) **Metodología Tradicional.** Si se estima el precio de venta de carbón, comparando el valor al cual se desea vender, con el valor de otros carbones disponibles en el mercado, se puede determinar, usando como base de comparación el carbón colombiano que llega, por ejemplo, al Puerto de Ventana. Según la publicación COAL TRADER INTERNATIONAL del 10 de Abril del 2015,[65] el valor FOB de un carbón colombiano de 6.300 Kcal/Kg (GAR[66])

[64] *Información Estadística de Comercio Exterior – Servicio Nacional de Aduanas; http://estacomex.aduana.cl/estacomex/asp/index.asp*

[65] *www.platts.com*
[66] *Gross At Received*

es de 55 US$/Ton, puesto en el puerto de Ventana llegaría a 72 US$/Ton. El carbón de Mina Invierno tiene un poder calorífico de 4.100 Kcal/Kg luego, para que este carbón de Mina Invierno sea equivalente al colombiano en el Puerto de Ventana debería costar 46,85 US$/Ton. Al valor anterior se le debe restar el costo de flete Mina Invierno – Ventana que es de 11 US$/Ton. Finalmente el valor puesto en Mina Invierno del carbón regional, para ser competitivo con el carbón colombiano, debería ser de 35,85 US$/Ton.

En resumen, el precio de la materia prima carbón de Magallanes, debería estar entre **24** y **36 US$/Ton.**

4.5 Producción de Gas de Síntesis In Situ

Otra alternativa para producir gas de síntesis, es la conocida como gasificación de carbones in situ. La empresa Antofagasta Minerals (AMSA) ha analizado esta alternativa, pero se requiere validar que los mantos de carbones profundos de Magallanes son aptos para esta tecnología. La gasificación in situ es de larga data en Uzbequistán, donde existe una única operación comercial con más de 50 años de operación. Sin embargo, existen una serie de plantas demostrativas operando siendo las más importantes los proyectos desarrollados en Australia, Sudáfrica y Nueva Zelanda. Por otro lado, se sabe que China tiene varios proyectos en carpeta (al menos uno produciendo) y que han relevado el estudio del UCG[67] como de carácter estratégico para el aprovechamiento de sus importantes recursos carboníferos.

Existen desarrollos del UCG en distintos puntos del planeta con distintos niveles de avance, la mayor parte de ellos en fase de planificación, otros que han iniciado su fase de demostración y una en operación comercial. Es destacable observar que países con un avanzado nivel de desarrollo han experimentado con esta tecnología, es decir que bajo su rigurosa política de protección medio ambiental, ha sido posible plantear un proyecto de gasificación de carbón in situ de manera sustentable.

A juicio de AMSA; “la región de Magallanes cuenta con recursos explorados e identificados los cuales son susceptibles de ser explotados por medio del UCG, convirtiéndose en una alternativa energética relevante para el desarrollo futuro de la región. Sin duda es posible seguir explorando por gas natural, pero este carbón es un recurso ya encontrado, por lo tanto en caso de dar factibilidad a su explotación vía gasificación, entonces es posible proyectar 30 años de un recurso energético que sustente el desarrollo regional”. De la misma forma como se está desarrollando este tecnología en diferentes partes del mundo, se requiere instalar una etapa de demostración de la tecnología de gasificación in situ ya que ella permite indagar el comportamiento de las principales variables de una gasificación, en donde por medio de la explotación de un “panel de

[67] *Underground Coal Gasification*

explotación" es posible analizar el comportamiento geotécnico e hidrogeológico del sistema rocoso, así como analizar la calidad y cantidad de gas de síntesis producido por esta unidad de explotación. Esta información es crucial para disminuir los riesgos en un proyecto de mayor envergadura.

Antofagasta Minerals ha desarrollado una campaña de identificación de yacimientos susceptibles de aplicar gasificación in situ, encontrando un nuevo descubrimiento; el yacimiento de Las Coles con un potencial de 50 MMTon en calidad de recursos medidos con un manto de espesor entre 3,0 a 4,0 m. A juicio de AMSA para los propósitos de la gasificación in situ, Las Coles es un yacimiento muy singular y el más apto en la Región de Magallanes para ser explotado por este proceso.

Aun así, es necesario llevar a cabo una campaña de exploración que mejore el entendimiento sobre la continuidad del recurso para descartar fallamientos que desplacen el manto carbonífero, lo cual requiere la realización de sondajes y líneas sísmicas. Por otro lado, se precisa la incorporación de información hidrogeológica para entender y modelar el sistema, conociendo la dinámica hídrica subterránea, sus presiones en distintas profundidades y su interacción con el medio circundante. Para este objetivo es necesario perforar pozos de monitoreo que permitan la instalación de transductores de presión que aportarán la información requerida.

Las estimaciones del recurso indican un tonelaje que ya es interesante para un desarrollo energético regional, pero más importante aún, se trata de recursos que están lejos de estar acotados, es decir su potencial de crecimiento es muy alto y podrían otorgar un largo plazo de interés para los objetivos de la planificación energética de la zona.

Según lo estimado por AMSA, a nivel preliminar, la competitividad del syngas está en torno a los 6 y 9 US$/MMBTU, lo cual abre una alternativa para su uso en la generación eléctrica o bién su conversión en una etapa siguiente de metanización para transformarse en un sustituto del gas natural.

En términos ambientales, se indica que dadas las características del área de interés existe viabilidad de desarrollar el proyecto. Para ello, deberá considerar el levantamiento de ciertos componentes ambientales para la confección de Línea de Base que permitan conocer las condiciones preliminares del área donde se desarrollará el proyecto, las que deberán analizarse y presentarse ante el Servicio de Evaluación Ambiental para su tramitación y calificación, preliminarmente mediante una Declaración de Impacto Ambiental (a confirmar con los resultados de las Líneas de Base y la ubicación específica del Proyecto).
En cuanto al costo de realizar una prueba demostrativa en Magallanes, considerando la experiencia del Proyecto Mulpun y el nivel de conocimiento de las variables principales en la cuenca de Magallanes, se estima que el presupuesto estaría en torno a los 65 y 75 MMUS$,

completando los estudios básicos, ingeniería, control ambiental (pozos de monitoreo) y operación del sistema por un año. En anexo D se puede encontrar información más detallada con respecto a esta alternativa. ***(ANEXO D)***

4.6 Medidas de Eficiencia Energética

4.6.1 Sector Residencial

Para el sector residencial se pueden aplicar medidas de eficiencia energética, asociadas a las proyecciones de demanda en electricidad y gas natural. Se consideran medidas dirigidas sobre la iluminación, refrigeración, electrodomésticos, recambio de calefactores y reacondicionamiento térmico de viviendas.

Es necesario mencionar que para un análisis futuro, y más exhaustivo, se deben considerar proyecciones involucrando el crecimiento del parque de viviendas de la región y cada comuna. Debido a que este es un factor preponderante de análisis para el sector residencial.

4.6.2 Costos de Inversión Medidas para uso de Energía Eléctrica

- **Iluminación**

Con respecto a la iluminación del sector Residencial, específicamente en hogares, se presentan dos tipos de lámparas que permiten un ahorro considerable de energía eléctrica.

A. Lámparas Fluorescentes Compactas (LFC).

Los resultados de implementar estas medidas en el área de iluminación, están directamente relacionados al comportamiento que tengan estas tecnologías en el mercado. Por esta razón se utilizan dos escenarios posibles, optimista y conservador, destacando que en ambos casos la introducción de las tecnologías se realiza progresivamente.

Supuestos para la estimación de los ahorros:

- La potencia media de las ampolletas incandescentes en los hogares es de 62W (estudio PRIEN Programa de Estudios e Investigaciones en Energía).
- El reemplazo de ampolletas será por LFC de 20 W, vida útil 8.000 horas.

- Como modelo para la estimación de ahorros, se ha pensado en viviendas sociales básicas, de manera de poder definir la cantidad de lámparas a reemplazar. Sin embargo, en otros tipos de vivienda es posible un número mayor a reemplazar.
- El uso promedio de estas ampolletas se ha considerado en 5 horas diarias. (Vida útil 4 años).
- La cantidad media de ampolletas a ser reemplazadas por hogar es de 5 LFC, acompañado de campañas para la adquisición de estas.
- Existen dos casos posibles: optimista, estimando que se puede llegar al 60% del total de viviendas, y conservador llegando al 40% sobre el total de viviendas.
- Para ambos casos existe un plan de entrega gratuita de lámparas, por parte del Estado, para el 40% de las viviendas de menos recursos.

A modo de comparación, es necesario considerar la tecnología LED en viviendas. El costo de esta tecnología es más elevado, pero se pueden obtener ahorros energéticos más significativos. Los supuestos a utilizar serán los mismos que en los LFC, variando el porcentaje de ahorro, vida útil y el costo unitario de cada luminaria.

B. Tubos Fluorescentes

Supuestos para la estimación de los ahorros:

- La potencia media de los tubos T8 y T10 considerando un balasto magnético es de 48W/unidad.
- La potencia promedio de un tubo T5 considerando un balasto electrónico es de 29W/unidad.
- Cada hogar tiene en promedio 2 tubos fluorescentes[68].
- Cada tubo fluorescente se utiliza en promedio 8 horas (supuesto que estos tubos se ubican en la cocina).
- Se considera que los tubos T5 habrán entrado en un 40% de las viviendas nuevas en un escenario optimista, y en un 30% en un escenario conservador, durante un periodo de 10 años.

- **Refrigeración**

La medida propuesta en este apartado, es el recambio de la tecnología existente por una más eficiente. La estimación de ahorros por el mayor uso de refrigeradores eficientes se basa en los efectos del etiquetado y estándares mínimos de eficiencia (Minimun Energy Performance Standards, MEPS), que han obtenido como resultado que al cabo de 6 años del uso del etiquetado, el consumo promedio de los refrigeradores vendidos es un 11% menor que al inicio del programa.

[68] *Programa de Estudios e Investigaciones en Energía (PRIEN, 2008).*

De esta manera se considera que los MEPS permiten alcanzar una disminución promedio del consumo de refrigeradores de un 25%, al 2050, respecto al consumo que tenían al inicio del programa de etiquetado.

Supuestos para la estimación de ahorros.

- Se considera que el 95% de las viviendas tiene refrigerador (Fuente CDT, 2010).
- Se ha considerado que existe 1 refrigerador por hogar.
- Los refrigeradores consumen en promedio 498,06 KWh/año (Establecimiento del Programa Nacional de Etiquetado de Eficiencia Energética. Piloto Refrigeradores).
- Adicionalmente, se plantea el uso de dos tipos de políticas de mejora de la eficiencia energética para los refrigeradores. En primer lugar, el uso de etiquetado de los refrigeradores, por una duración de 6 años, luego del cual se propone agregar una segunda política, MEPS (Minimum Energy Perfomance Standards).
- La rapidez con que entran refrigeradores más eficientes al parque, depende de la tasa de crecimiento del parque de estos equipos y de la tasa de reemplazo de los existentes. El reemplazo de estos últimos está vinculado a la vida útil de ellos, lo que se traduce en este estudio en dos escenarios, el optimista que supone una vida útil de 15 años y uno conservador, en que ésta es de 20 años.

- **Electrodomésticos**

Según un estudio realizado el 2003 por OCDE en conjunto con IEA (Cool Appliances. Policy Strategies for Energy-Efficient Homes), los consumos debido a otro tipo de electrodomésticos, como lavadoras, televisores y computadores, debieran disminuir su consumo eléctrico alrededor de un 20%, mediante programas de etiquetado e información con respecto al uso de la energía. Esto se considera un escenario optimista, mientras que una disminución del 10% en el consumo eléctrico por concepto de otros electrodomésticos se considera como escenario conservador.

Para los casos de "*Refrigeración"* y *"Electrodomésticos",* la inclusión de estas tecnologías más eficientes se logra de manera natural, a través de campañas de etiquetado y del mismo avance tecnológico existente.

En la Tabla 4.6.1 se muestra el total de viviendas intervenidas en cada comuna, y en las Tablas 4.6.2 y 4.6.3 la inversión asociada a estos recambios tecnológicos.

Para todas las comunas se considera un valor de $3.500 para una lámpara fluorescente compacta de 20 W, $8.000 para una lámpara LED de 9 W y $15.000 para el equipo fluorescente con dos tubos de 28 W.

Tabla 4.6.1 - Total de viviendas intervenidas.

Comuna	Total Viviendas	Viviendas Esc. Optimista	Viviendas Esc. Conservador
Punta Arenas	39.622	23.773	15.849
Puerto Natales	6.885	4.131	2.754
Porvenir	1.746	1.048	698
Puerto Williams	767	460	307

Fuente: Elaboración Propia CERE

Tabla 4.6.2 - Inversión Total – Lámparas Fluorescentes Compactas + Tubos Fluorescentes

	Escenario Optimista			Escenario Conservador		
Comuna	Cantidad de Viviendas	Inversión Privada ($)	Inversión Estatal ($)	Cantidad de Viviendas	Inversión Privada ($)	Inversión Estatal ($)
Punta Arenas	23.773	725.090.000	166.407.500	15.849	523.017.500	110.950.000
Puerto Natales	4.131	126.002.500	28.910.000	2.754	90.890.000	19.285.000
Porvenir	1.048	31.947.500	7.332.500	698	23.052.500	4.882.500
Puerto Williams	460	14.040.000	3.220.000	307	10.120.000	2.152.500

Fuente: Elaboración Propia CERE

Tabla 4.6.3 - Inversión Total – Lámparas LED + Tubos Fluorescentes

	Escenario Optimista			Escenario Conservador		
Comuna	Cantidad de Viviendas	Inversión Privada ($)	Inversión Estatal ($)	Cantidad de Viviendas	Inversión Privada ($)	Inversión Estatal ($)
Punta Arenas	23.773	1.046.030.000	380.360.000	15.849	736.970.000	253.600.000
Puerto Natales	4.131	181.780.000	66.080.000	2.754	128.060.000	44.080.000
Porvenir	1.048	46.100.000	16.760.000	698	32.480.000	11.160.000
Puerto Williams	460	20.250.000	7.360.000	307	14.260.000	4.920.000

Fuente: Elaboración Propia CERE

En ***ANEXO D.4,*** se presentan tablas de inversión con mayor grado de detalle.

4.6.3 Costos de Ahorro

A continuación en las Tablas 4.6.4 a 4.6.7, se muestran los resultados para medidas de eficiencia energética, en electricidad, aplicados al sector residencial de cada comuna. Se muestran los diferentes programas, consumos y ahorros obtenidos para los casos optimista y conservador.
En ***ANEXO D.4***, se presentan tablas de resultados con más detalle.

Tabla 4.6.4 – Resultados, medidas de eficiencia en Electricidad - Punta Arenas

	LFC + Tubos Fluorescentes				LED + Tubos Fluorescentes			
	Escenario Optimista		Escenario Conservador		Escenario Optimista		Escenario Conservador	
Año	Consumo evitado (MW h)	Ahorro acumulado (M$)	Consumo evitado (MW h)	Ahorro acumulado (M$)	Consumo evitado (MW h)	Ahorro acumulado (M$)	Consumo evitado (MW h)	Ahorro acumulado (M$)
2015	15.891	1.908.801	9.371	1.125.703	31.782	3.817.602	18.743	2.251.406
2020	21.026	4.434.398	12.637	2.643.678	42.051	8.868.795	25.274	5.287.357
2025	26.337	7.597.943	15.895	4.552.954	52.673	15.195.886	31.789	9.105.909
2030	31.267	11.353.722	18.342	6.756.148	62.534	22.707.444	36.683	13.512.295
2035	36.970	15.794.590	21.479	9.336.230	73.941	31.589.181	42.958	18.672.460
2040	43.098	20.971.568	24.843	12.320.411	86.197	41.943.137	49.687	24.640.823
2045	49.651	26.935.675	28.434	15.735.903	99.302	53.871.351	56.868	31.471.806
2050	56.629	33.737.931	32.251	19.609.915	113.258	67.475.862	64.502	39.219.830

Fuente: Elaboración Propia CERE

Tabla 4.6.5 – Resultados, medidas de eficiencia en Electricidad – Puerto Natales

	LFC + Tubos Fluorescentes				LFC + LED			
	Escenario Optimista		Escenario Conservador		Escenario Optimista		Escenario Conservador	
Año	Consumo evitado (MW h)	Ahorro acumulado (M$)	Consumo evitado (MW h)	Ahorro acumulado (M$)	Consumo evitado (MW h)	Ahorro acumulado (M$)	Consumo evitado (MW h)	Ahorro acumulado (M$)
2015	2.547	305.910	1.502	180.408	5.093	611.819	3.004	360.816
2020	4.058	793.405	2.439	473.411	8.117	1.586.810	4.878	946.821
2025	5.913	1.503.635	3.568	902.052	11.825	3.007.270	7.137	1.804.103
2030	7.820	2.442.931	4.587	1.453.056	15.639	4.885.861	9.174	2.906.111
2035	10.089	3.654.833	5.862	2.157.154	20.178	7.309.666	11.723	4.314.308
2040	12.643	5.173.498	7.288	3.032.563	25.286	10.346.996	14.576	6.065.125
2045	15.481	7.033.079	8.866	4.097.498	30.962	14.066.159	17.731	8.194.995
2050	18.604	9.267.733	10.595	5.370.174	37.207	18.535.466	21.190	10.740.349

Fuente: Elaboración Propia CERE

Tabla 4.6.6 – Resultados, medidas de eficiencia en Electricidad – Puerto Williams

	LFC + Tubos Fluorescentes				LFC + LED			
	Escenario Optimista		Escenario Conservador		Escenario Optimista		Escenario Conservador	
Año	Consumo evitado (MW h)	Ahorro acumulado (M$)	Consumo evitado (MW h)	Ahorro acumulado (M$)	Consumo evitado (MW h)	Ahorro acumulado (M$)	Consumo evitado (MW h)	Ahorro acumulado (M$)
2015	210	21.218	124	12.513	421	42.436	248	25.026
2020	323	53.837	194	32.118	647	107.673	389	64.236
2025	454	99.691	274	59.792	909	199.382	549	119.585
2030	592	159.380	347	94.807	1.183	318.760	694	189.613
2035	754	235.489	438	139.025	1.509	470.978	876	278.050
2040	937	329.998	540	193.503	1.873	659.997	1.080	387.007
2045	1.139	444.887	652	259.297	2.277	889.774	1.304	518.595
2050	1.360	582.135	775	337.463	2.720	1.164.270	1.549	674.925

Fuente: Elaboración Propia CERE

Tabla 4.6.7 – Resultados, medidas de eficiencia en Electricidad - Porvenir

	LFC + Tubos Fluorescentes				LFC + LED			
	Escenario Optimista		Escenario Conservador		Escenario Optimista		Escenario Conservador	
Año	Consumo evitado (MW h)	Ahorro acumulado (M$)	Consumo evitado (MW h)	Ahorro acumulado (M$)	Consumo evitado (MW h)	Ahorro acumulado (M$)	Consumo evitado (MW h)	Ahorro acumulado (M$)
2015	764	77.049	450	45.439	1.527	154.099	901	90.879
2020	1.185	196.637	712	117.316	2.370	393.274	1.425	234.632
2025	1.685	366.702	1.017	219.954	3.371	733.403	2.034	439.908
2030	2.200	588.671	1.290	350.164	4.400	1.177.342	2.581	700.329
2035	2.811	872.304	1.633	514.951	5.622	1.744.608	3.266	1.029.902
2040	3.496	1.225.090	2.015	718.309	6.993	2.450.180	4.031	1.436.617
2045	4.256	1.654.482	2.437	964.211	8.511	3.308.965	4.874	1.928.421
2050	5.089	2.168.002	2.899	1.256.670	10.179	4.336.004	5.797	2.513.339

Fuente: Elaboración Propia CERE

Las siguientes gráficas, Figura 4.6.1 a Figura 4.6.4, muestran la demanda de energía eléctrica para el sector residencial, proyectada al año 2050. Se pueden observar, de manera comparativa, dos escenarios de proyecciones mediante eficiencia energética. Estos escenarios se basan en medidas de eficiencia, que se logran en distintos porcentajes, como recambios tecnológicos en iluminación, adquisición de artefactos más eficientes, entre otros.

En la siguiente tabla, se muestran los porcentajes de ahorro alcanzados al aplicar las medidas de eficiencia, para los escenarios conservador y optimista.

Tabla 4.6.8 – Porcentajes de ahorro en consumo eléctrico para sector Residencial

% de Ahorro Consumo Eléctrico		
Año	**Optimista**	**Conservador**
2015	15,6	9,2
2020	19,3	11,6
2025	22,7	13,7
2030	25,4	14,9
2035	28,4	16,5
2040	31,4	18,1
2045	34,4	19,7
2050	37,4	21,3

Fuente: PRIEN (2008).

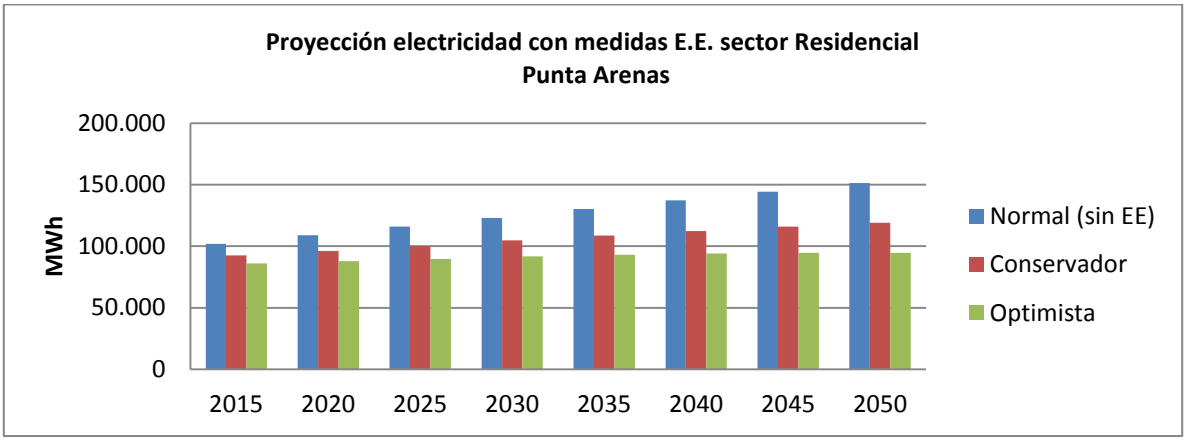


Figura 4.6.1 – Proyección electricidad con medidas E.E., sector Residencial Punta Arenas.

Fuente: Elaboración Propia CERE

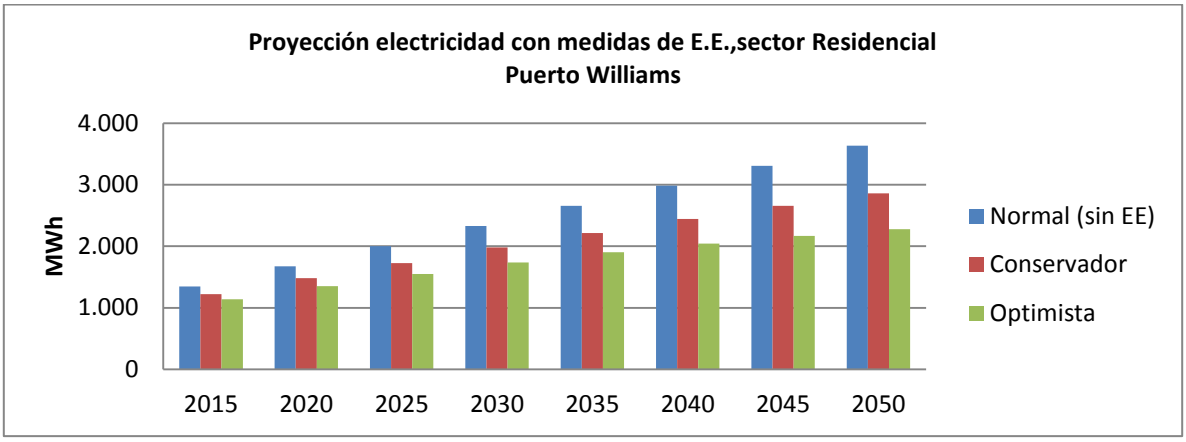


Figura 4.6.2 – Proyección electricidad con medidas E.E., sector Residencial Puerto Williams.

Fuente: Elaboración Propia CERE

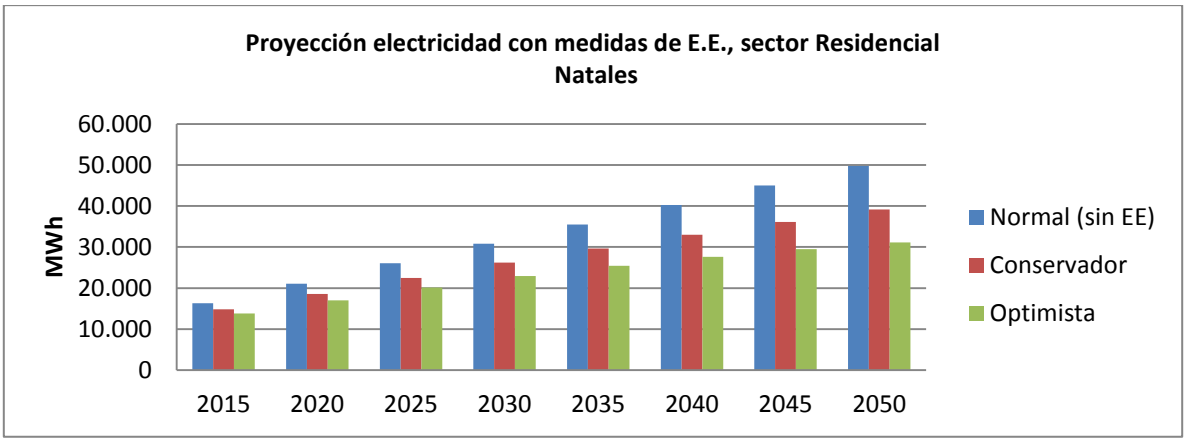


Figura 4.6.3 – Proyección electricidad con medidas E.E., sector Residencial Puerto Natales.

Fuente: Elaboración Propia CERE

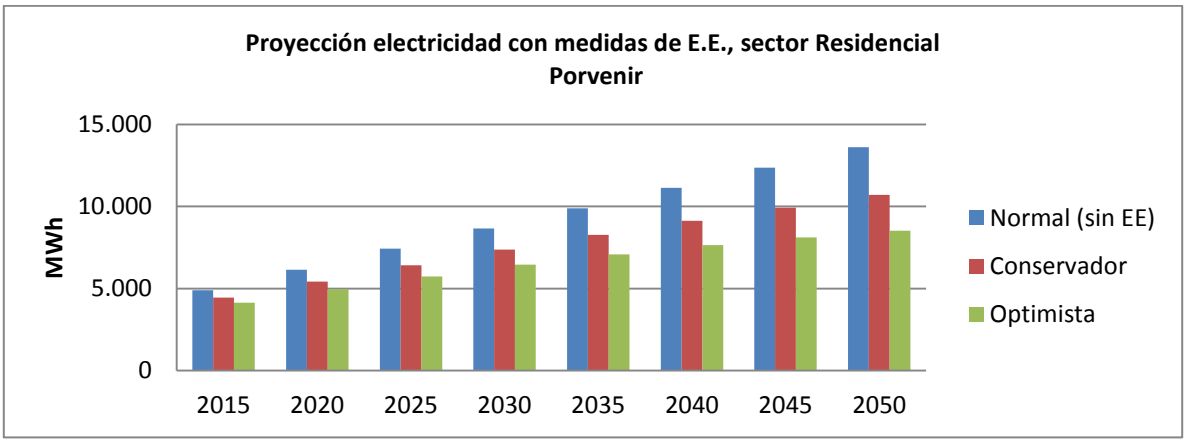


Figura 4.6.4 – Proyección electricidad con medidas E.E., sector Residencial Porvenir.

Fuente: Elaboración Propia CERE

La siguiente gráfica muestra el impacto sobre el sector residencial regional al aplicar medidas de eficiencia.

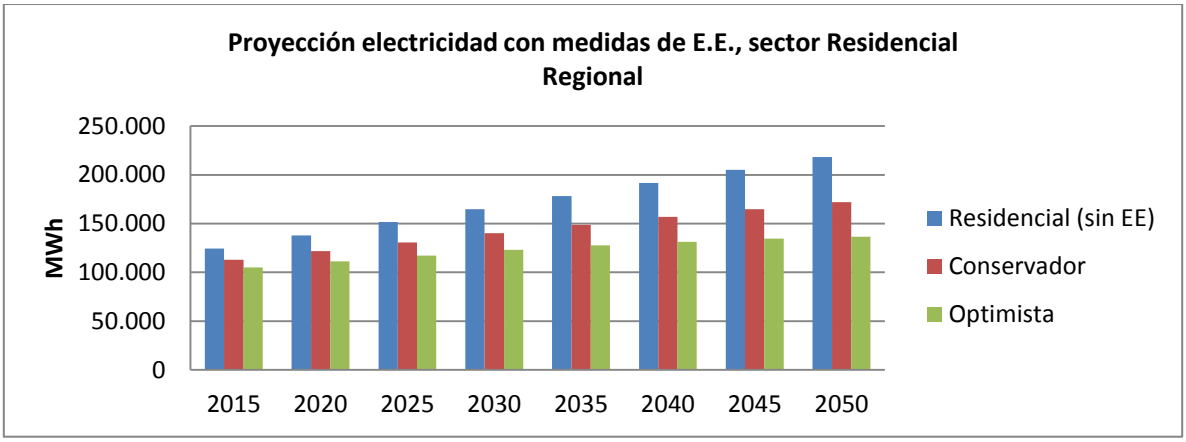


Figura 4.6.5 – Proyección electricidad con medidas E.E., sector Residencial Regional.

Fuente: Elaboración Propia CERE

La siguiente gráfica muestra el impacto que se tiene sobre la demanda total de electricidad (todos los sectores), al aplicar medidas de eficiencia energética en el sector residencial.

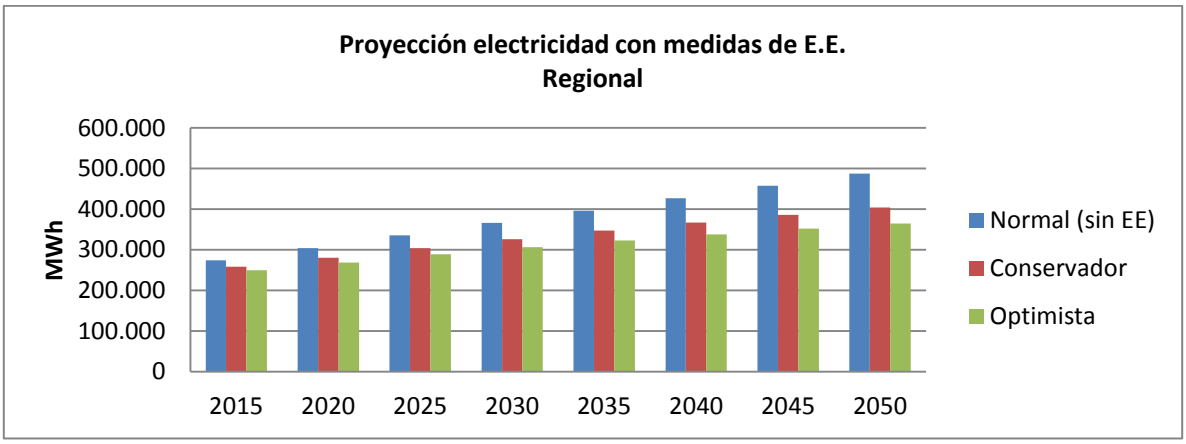


Figura 4.6.6 – Proyección electricidad con medidas E.E., Regional.

Fuente: Elaboración Propia CERE

En las distintas gráficas, comunales y regionales, se puede apreciar el incremento en el ahorro de energía eléctrica con el transcurso de los años. Este incremento se logra a través de la inclusión de nuevas tecnologías y recambios tecnológicos masivos.

4.6.4 Costos de Inversión Medidas para uso de Gas Natural

- **Reacondicionamiento Térmico de Viviendas (RTV)**

En el año 2012 – 2013, la Universidad de Magallanes se adjudicó, dentro de las Iniciativas de Investigación y Desarrollo en Eficiencia Energética 2012, financiado por la Agencia Chilena de Eficiencia Energética, el proyecto denominado "Investigación y Aplicación de Eficiencia Energética en el Sector Educacional y Residencial de la Región de Magallanes", en el cual la segunda línea de desarrollo fue la investigación de alternativas más adecuadas de aislación térmica en las viviendas magallánicas.

En este proyecto se llegó a la aplicación de medidas de reacondicionamiento térmico en viviendas pareadas SERVIU de un piso (separadas por muro cortafuego), de 33m^2. Las soluciones constructivas se indican a continuación:

- Solución 1: Muro con Semi Panel SIP Exterior, con OSB de 11,1 mm y terminación Siding PVC. Costo total por vivienda: $2.997.512
- Solución 2: Muro con Semi Panel SIP Exterior, con terminación Smart Panel de 11,1 mm. Costo total por vivienda: $2.747.421
- Solución 3: Muro con Revestimiento Siding con poliestireno, terminación Siding PVC. Costo total por vivienda: $2.739.685

En la Tabla 4.6.9, se presentan los resultados para las tres soluciones, se utilizó en techo lana de vidrio ISOVER de 16 cm de espesor y de densidad 12,1 Kg/m^3.

Tabla 4.6.9 - Resultados Esperados Medidas de Aislación Térmica

Solución	1	2	3
Cantidad de m3 de gas dejados de consumir al año	1738.5	1740.3	1695.15
Total al año ahorrados en $ (si se considera que el m3 de gas tiene un valor de $471,96 sin subsidio)	$ 820.503	$ 821.532	$ 800.043

Fuente: Elaboración Propia CERE (2013)

Los valores calculados se basaron en los consumos durante el invierno del 2012 en 1875 viviendas que poseen subsidios al gas (Fuente, proyecto "Investigación y Aplicación de Eficiencia Energética en el sector Residencial y Educacional de la Región de Magallanes"). El rango de consumos de gas de estas 1875 viviendas va desde los 309,85 m^3/mes a 521,84 m^3/mes, obteniéndose un promedio del consumo de gas de estas 1875 viviendas de 436,17 m^3/mes, y haciendo el supuesto que este valor es el promedio de un mes, se puede estimar que al año se consume en promedio en una vivienda 5.234,04 m^3, por lo cual se disminuiría el consumo de gas en un 33%.

Hay que aclarar que la cifra anterior es teórica, la cual se podría cumplir si cambian los hábitos de uso de las viviendas, y si los reacondicionamientos térmicos se llevan a cabo bajo una supervisión estricta, capacitando a los constructores en la eliminación de las infiltraciones en las viviendas. Este factor es preponderante en la región de Magallanes por ser una zona de vientos permanentes y con los rangos más altos de todo Chile, con rachas máximas que alcanzan los 130 km/h (mayo, 2013) , lo que implica que una vivienda puede ser bien reacondicionada, pero si no se sellan muy bien, puertas, ventanas, encuentros de pared y techo, etc., las infiltraciones atentarán contra cualquier buen resultado.

La Figura 4.6.7, muestra el antes y después de las infiltraciones en paredes y techo de una vivienda común. Esta imagen fue tomada utilizando una cámara termo gráfica, donde las zonas de color frío revelan que estas superficies están sometidas a infiltraciones. Se puede ver una disminución en las infiltraciones, directamente influenciada por una mejor aislación térmica. Por ejemplo se observa una disminución de las infiltraciones de aire (IR001970.IS2), y al parecer un problema al extender la lana de vidrio puesta en el entretecho de la vivienda (esquina del techo, IR001970.IS2). Una vivienda con buena aislación térmica debe verse en la imagen termo gráfica con mayor presencia de colores cálidos, sin embargo si la imagen termo gráfica es tomada desde el exterior debe ser fuerte la presencia de colores fríos, indicando que existe mínima pérdida de calor desde el interior al exterior de la vivienda.

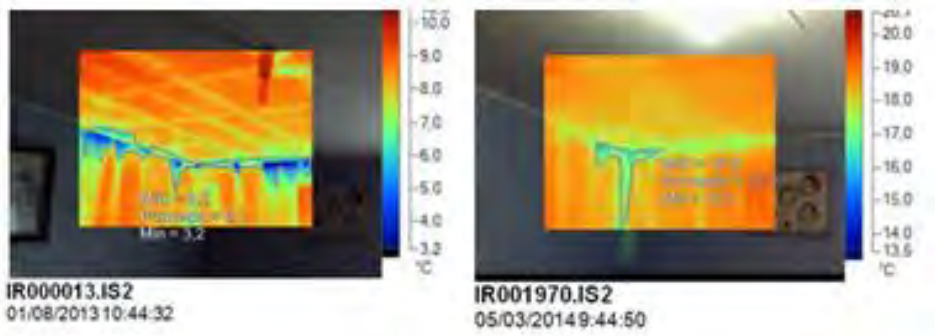


Figura 4.6.7 – Termografía e infiltraciones
Fuente: Elaboración Propia, CERE (2014)

En lo que respecta al sector residencial, en este proyecto se realizó el seguimiento a 75 viviendas que fueron reacondicionadas térmicamente mediante el subsidio al RTV 2013. En este trabajo, se evaluaron variables higrotérmicas, (temperatura y humedad al interior de la vivienda antes y después del Reacondicionamiento Térmico de Viviendas), medición de infiltraciones y consumos de gas, siendo las conclusiones más importantes del estudio las siguientes:

- Respecto a las infiltraciones en las viviendas, se observa que estas disminuyeron en un 75 % de las casas, pero sólo en 16 casos (de 61 registros válidos), la disminución de infiltraciones fue igual o mayor al 20%. Este es un dato relevante, ya que se está confirmando que a pesar de colocar aislación para poder mantener la casa aislada, no se está logrando disminuir las infiltraciones en un porcentaje importante, y este hecho provocará que la vivienda siga necesitando un gran consumo de gas para mantenerse calefaccionada.

- Sobre las temperaturas, en la mayoría de los casos, (en un 70%), la temperatura al interior de la vivienda aumenta en por lo menos unos 2°C, y lo que es más importante, se observa que después del reacondicionamiento térmico, la temperatura promedio en la vivienda tiende a ser más uniforme, sin evidencia de bajas bruscas de temperatura en la madrugada, cosa que era habitual antes del RTV. Antes del RTV el descenso en la temperatura era del orden de 6°C, mientras que después de realizar el RTV se logra disminuir a 2°C.

- Respecto al consumo de gas, las comparaciones se realizaron en los meses de enero a abril de 2013 (antes del RTV), con los meses de enero a abril de 2014, (después del RTV), obteniéndose que en sólo el 36 % de las viviendas se observó una disminución en el consumo de gas, y en sólo un 16% (11 casos de 70), este consumo es igual o mayor al 20%. Esta situación debiera ser analizada por el programa de reacondicionamiento térmico, puesto que se observa un bajo impacto del RTV en el consumo de gas. En el presente trabajo, se identifican como parte de las causas de este problema, a los hábitos de los propios beneficiarios, por lo cual debería plantearse una estrategia para revertir esto.

En lo que respecta al Reacondicionamiento Térmico de Viviendas, se consideran dos escenarios que dan cuenta de los resultados esperados, optimista y conservador, ambos bajo el supuesto de un consumo promedio por vivienda de 436,17 m^3/mes de gas natural. Para el escenario optimista se estima que el porcentaje de ahorro de gas natural luego de aplicar RTV será de 33%, mientras que para el escenario conservador este alcanzará un 20%. A continuación, se detalla la cantidad de viviendas según el plan aplicado en cada comuna y los ahorros estimados de gas natural para ambos casos.

Para la comuna Punta Arenas, se propone partir con 1.000 reacondicionamientos térmicos, implementando la misma cantidad cada dos años hasta el 2033 con un total de 10.000 viviendas intervenidas.

A modo de simplificar el análisis, se ha supuesto un valor fijo de $3.000.000 para la inversión en RTV por vivienda, valor que se aproxima al costo de las alternativas propuestas en el estudio

mencionado anteriormente. En la Tabla 4.6.10 se puede ver un resumen de las inversiones totales que serían necesarias para los próximos años, en aislación térmica de vivienda en las comunas evaluadas considerando valores promedio de los programas de RTV.

Tabla 4.6.10 – Estimación de Inversiones Totales, Medidas de Aislación Térmica

	Punta Arenas		Porvenir		Natales		Torres del Payne	
Año	**Cantidad de Viviendas**	**Inversión (M$)**	**Cantidad de Viviendas**	**Inversión (M$)**	**Cantidad de Viviendas**	**Inversión (M$)**	**Cantidad de Viviendas**	**Inversión (M$)**
2015	1.000	3.000.000	200	600.000	400	1.200.000	25	75.000
2016			200	600.000	400	1.200.000	25	75.000
2017	1.000	3.000.000	200	600.000	400	1.200.000		
2018			200	600.000	400	1.200.000		
2019	1.000	3.000.000			400	1.200.000		
2020					400	1.200.000		
2021	1.000	3.000.000			400	1.200.000		
2022					400	1.200.000		
2023	1.000	3.000.000			400	1.200.000		
2024					400	1.200.000		
2025	1.000	3.000.000						
2026								
2027	1.000	3.000.000						
2028								
2029	1.000	3.000.000						
2030								
2031	1.000	3.000.000						
2032								
2033	1.000	3.000.000						

Fuente: Elaboración Propia CERE

Nota: Inversión (M$) = Cantidad de Viviendas x Inversión por vivienda

4.6.5 Estimación de Ahorros

A continuación en las Tablas 4.6.11 a 4.6.15 se muestran los resultados de la evaluación de los ahorros posibles, aplicando medidas de eficiencia energética para uso de gas natural, en viviendas con aislación térmica.

Tabla 4.6.11 – Estimación de Ahorros Totales, Medidas Aislación Térmica, Punta Arenas

	Punta Arenas - 471,96 ($/m^3)						
	Caso Normal	Conservador			Optimista		
Año	Valor (M$)	Valor (M$)	Ahorro (M$)	Ahorro Acumulado (M$)	Valor (M$)	Ahorro (M$)	Ahorro Acumulado (M$)
2015	79.002.320	78.508.269	494.052	494.052	78.187.135	815.185	815.185
2020	83.196.783	81.714.629	1.482.155	5.928.618	80.751.228	2.445.555	9.782.219
2025	87.613.943	84.649.634	2.964.309	17.785.854	82.722.833	4.891.110	29.346.656
2030	92.265.622	88.313.209	3.952.412	35.571.708	85.744.141	6.521.480	58.693.312
2035	97.164.271	92.223.756	4.940.515	59.286.180	89.012.422	8.151.850	97.822.186
2040	102.323.005	97.382.490	4.940.515	83.988.756	94.171.155	8.151.850	138.581.431
2045	107.755.631	102.815.116	4.940.515	108.691.331	99.603.781	8.151.850	179.340.675
2050	113.476.691	108.536.176	4.940.515	133.393.906	105.324.841	8.151.850	220.099.919

Fuente: Elaboración Propia CERE

Tabla 4.6.12 – Estimación de Ahorros Totales, Medidas Aislación Térmica, Porvenir.

	Porvenir - 471,96 ($/m^3)						
	Caso Normal	Conservador			Optimista		
Año	Valor (M$)	Valor (M$)	Ahorro (M$)	Ahorro Acumulado (M$)	Valor (M$)	Ahorro (M$)	Ahorro Acumulado (M$)
2015	3.405.966	3.307.155	98.810	98.810	3.242.929	163.037	163.037
2020	3.586.799	3.191.557	395.241	1.778.589	2.934.650	652.148	2.934.669
2025	3.777.232	3.381.990	395.241	3.774.799	3.125.083	652.148	6.195.412
2030	3.977.776	3.582.534	395.241	5.731.008	3.325.628	652.148	9.456.156
2035	4.188.968	3.793.726	395.241	7.707.218	3.536.819	652.148	12.716.899
2040	4.441.373	4.016.131	395.241	9.683.428	3.759.224	652.148	15.977.642
2045	4.645.585	4.250.343	395.241	11.659.638	3.993.436	652.148	19.238.386
2050	4.892.233	4.496.991	395.241	13.635.848	4.240.084	652.148	22.499.129

Fuente: Elaboración Propia CERE

Tabla 4.6.13 – Estimación de Ahorros Totales, Medidas Aislación Térmica, Natales

	Natales - 471,96 ($/m^3)						
	Caso Normal	Conservador			Optimista		
Año	Valor (M$)	Valor (M$)	Ahorro (M$)	Ahorro Acumulado (M$)	Valor (M$)	Ahorro (M$)	Ahorro Acumulado (M$)
2015	12.004.502	11.806.882	197.621	197.621	11.678.429	326.074	326.074
2020	12.641.856	11.456.133	1.185.723	4.150.031	10.685.413	1.956.443	6.847.551
2025	13.313.049	11.336.844	1.976.205	12.845.333	10.052.311	3.260.739	21.194.801
2030	14.019.878	12.043.673	1.976.205	22.726.358	10.759.139	3.260.739	37.498.494
2035	14.764.234	12.788.029	1.976.205	32.607.384	11.503.495	3.260.739	53.802.187
2040	15.548.110	13.571.905	1.976.205	42.488.409	12.287.371	3.260.739	70.105.880
2045	16.373.604	14.397.399	1.976.205	52.369.434	13.112.866	3.260.739	86.409.573
2050	17.242.927	15.266.722	1.976.205	62.250.460	13.982.188	3.260.739	102.713.266

Fuente: Elaboración Propia, CERE (2014)

Tabla 4.6.14 – Estimación de Ahorros Totales, Medidas Aislación Térmica, Torres del Payne

	Punta Arenas - 471,96 ($/m^3)						
	Caso Normal	Conservador			Optimista		
Año	Valor (M$)	Valor (M$)	Ahorro (M$)	Ahorro Acumulado (M$)	Valor (M$)	Ahorro (M$)	Ahorro Acumulado (M$)
2015	21.848	19.748	2.100	2.100	18.698	3.150	3.150
2020	24.122	19.922	4.200	23.100	17.822	6.300	34.650
2025	26.633	22.433	4.200	44.100	20.333	6.300	66.150
2030	29.405	25.205	4.200	65.100	23.105	6.300	97.650
2035	32.466	28.266	4.200	86.100	26.166	6.300	129.150
2040	35.845	31.645	4.200	107.100	29.545	6.300	160.650
2045	39.575	35.375	4.200	128.100	33.275	6.300	192.150
2050	43.694	39.494	4.200	149.100	37.394	6.300	223.650

Fuente: Elaboración Propia, CERE (2014)

Tabla 4.6.15 – Estimación de Ahorros Totales, Medidas Aislación Térmica

	Punta Arenas, Natales, Porvenir - 471,96 ($/m^3)						
	Caso Normal	Conservador			Optimista		
Año	Valor (M$)	Valor (M$)	Ahorro (M$)	Ahorro Acumulado (M$)	Valor (M$)	Ahorro (M$)	Ahorro Acumulado (M$)
2015	94.412.789	93.622.306	790.483	790.483	93.108.493	1.304.296	1.304.296
2020	99.425.438	96.362.319	3.063.120	11.857.238	94.371.292	5.054.146	19.564.439
2025	104.704.224	99.368.468	5.335.756	34.385.986	95.900.227	8.803.997	56.736.869
2030	110.263.276	103.939.416	6.323.859	64.029.075	99.828.909	10.434.366	105.647.961
2035	116.117.473	108.805.511	7.311.962	99.600.782	104.052.737	12.064.736	164.341.272
2040	122.282.488	114.970.526	7.311.962	136.160.593	110.217.751	12.064.736	224.664.953
2045	128.774.820	121.462.858	7.311.962	172.720.403	116.710.084	12.064.736	284.988.634
2050	135.611.850	128.299.888	7.311.962	209.280.213	123.547.114	12.064.736	345.312.314

Fuente: Elaboración Propia, CERE (2014)

- **Recambio Tecnológico de Calefactores**

Según el estudio realizado por la consultora Gamma Ingenieros para la ACHEE, el 2012, se propone reemplazar 2.000 calefactores por otros más eficientes. Los calefactores existentes en las viviendas del segmento analizado, se concentran en rangos de potencia entre 15.000 y 35.000 BTU/h y en un 85% son del tipo B.

Se considera que los nuevos equipos a instalar permitan que los usuarios mantengan tanto sus hábitos de calefacción como los niveles de confort actuales, además deben poseer niveles de potencia útil similares a los actuales.

Los calefactores de recambio deben ser del tipo B, con potencias entre 20.000 y 30.000 Btu/hora, deben tener un rendimiento certificado mínimo y contar con algún dispositivo automático de control del calor entregado, (termostato). Adicionalmente, deberán cumplir con todos los requisitos de la norma NCh 2293 del 2009[69]. Estos podrán ser nacionales o importados debiendo asegurar un servicio técnico en la Región. Uno de los principales inconvenientes por los que este programa no se realizó, fue la falta de un proveedor que suministre los equipos necesarios, reconociéndose a este factor como una barrena necesaria de superar para asegurar la implementación futura de este programa.

[69] R*equisitos Nch 2293 del 2009, según los siguientes ensayos.*
Clasificación de los artefactos, Construcción, Estanqueidad del circuitos de gas, Estanqueidad del circuito de combustión, Consumos caloríficos, Temperaturas de las diferentes partes del artefacto, Encendido y estabilidad de llama, Regulador de presión de gas, Combustión, Depósito de hollín, Sistema de control de la evacuación de los productos de la combustión, Dispositivo de control de llama, Rendimiento, Marcas e instrucciones.

De los posibles beneficiarios, serían elegidos aquellos hogares vulnerables que presentan un mayor consumo asociado a calefacción y, por lo tanto, mayor potencial de ahorro de gas natural, caso que se da en viviendas de autoconstrucción con un consumo superior a 2.464 m^3/año. El consumo promedio en hogares vulnerables, viviendas de auto-construcción, oscila entre 600 m^3 y 650 m^3 para los meses de mayor consumo (Julio, Agosto y Septiembre). Mientras que para el resto del año el consumo está dentro del orden de los 300 m^3 y 450 m^3.

El estudio muestra que al aplicar esta medida en viviendas de auto-construcción, reemplazando el calefactor existente por uno más eficiente con termostato, se puede obtener un ahorro promedio en gas natural de 39,4 m^3/mes. Considerando los 2.000 calefactores propuestos se tiene un ahorro de gas natural aproximado de 945.600 m^3/año. Sin embargo, esto se aplicaría de manera distinta en las proyecciones comunales. Para la comuna de Punta Arenas, considerando que se aplica a las viviendas de autoconstrucción, se comienza con un plan piloto de 200 calefactores en el 2015, luego cada cinco años se reemplazan 2.000 calefactores hasta completar 10.000 viviendas intervenidas (en el año 2035). Se proponen dos escenarios para implementar esta medida, conservador y optimista, los cuales se definen a continuación, en la Tabla 4.6.16.

Tabla 4.6.16 – Definición de Escenarios – Recambio de Calefactores

Escenario conservador	Escenario optimista
Calefactor sin termostato	Calefactor con termostato
Costo del equipo instalado $149.000	Costo del equipo instalado $265.000
Ahorro mensual 23,8 m^3/mes	Ahorro mensual 39,4 m^3/mes

Fuente: Elaboración Propia CERE

En la Tablas 4.6.17 y 4.6.18, se muestra el análisis de escenarios para recambio de calefactores en función de los m3 ahorrados, la inversión total de la medida, y la estimación de los ahorros monetarios, respectivamente, para la comuna de Punta Arenas según escenarios supuestos.

Tabla 4.6.17 – Estimación de Inversiones Totales, Medida Recambio de Calefactores

Año	N° Calefactores	E. Conservador Inversión (M$)	E. Optimista Inversión (M$)
2015	200	29.800	53.000
2016	2.000	298.000	530.000
2021	2.000	298.000	530.000
2026	2.000	298.000	530.000
2031	2.000	298.000	530.000
2036	2.000	298.000	530.000

Fuente: Elaboración Propia CERE

Tabla 4.6.18 – Estimación de Ahorros Totales, Medida Recambio de Calefactores, Punta Arenas

	Punta Arenas - 471,96 ($/m^3)						
	Caso Normal	Conservador			Optimista		
Año	Valor (M$)	Valor (M$)	Ahorro (M$)	Ahorro Acumulado (M$)	Valor (M$)	Ahorro (M$)	Ahorro Acumulado (M$)
2015	79.002.320	78.975.362	26.958	26.958	78.957.692	44.629	44.629
2020	83.196.783	82.900.241	296.542	1.509.668	82.705.869	490.914	2.499.198
2025	87.613.942	87.047.817	566.125	4.340.295	86.676.743	937.199	7.185.195
2030	92.265.621	91.429.912	835.709	8.518.840	90.882.137	1.383.485	14.102.618
2035	97.164.271	96.058.979	1.105.293	14.045.303	95.334.501	1.829.770	23.251.468
2040	102.323.005	100.948.129	1.374.876	20.919.684	100.046.950	2.276.055	34.631.745
2045	107.755.631	106.380.755	1.374.876	27.794.064	105.479.576	2.276.055	46.012.022
2050	113.476.691	112.101.815	1.374.876	34.668.445	111.200.635	2.276.055	57.392.299

Fuente: Elaboración Propia, CERE (2014)

Las siguientes gráficas muestran la demanda de gas natural para el sector residencial, proyectado al año 2050. Se pueden observar, de manera comparativa, dos escenarios de proyecciones mediante eficiencia energética. Estos escenarios se basan en medidas de eficiencia que se logran tras la implementación de distintos planes por comuna.

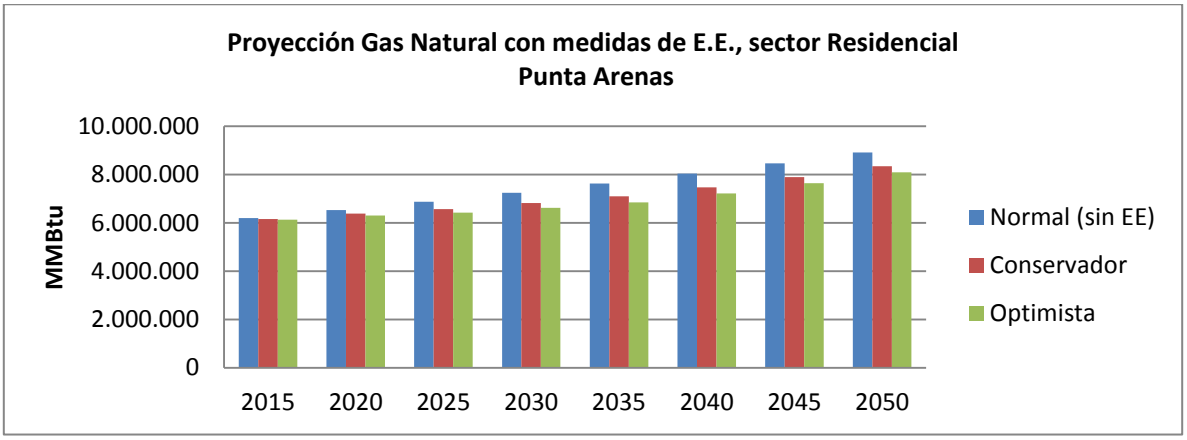


Figura 4.6.8 – Proyecciones Gas Natural con medidas de E.E., sector Residencial, Punta Arenas.
Fuente: Elaboración Propia CERE

El siguiente cuadro describe, de manera cronológica, las distintas actividades con que se obtienen las proyecciones con medidas de eficiencia energética para la comuna Punta Arenas.

2015: Plan piloto Recambio de Calefactores, 200 unidades.
Inicio RTV, 1000 viviendas.
2016: Recambio de Calefactores, 2000 unidades.
2017: RTV, 1000 viviendas.
2019: RTV, 1000 viviendas.
2021: Recambio de Calefactores, 2000 unidades.
RTV, 1000 viviendas.
2023: RTV, 1000 viviendas.
2025: RTV, 1000 viviendas.
2026: Recambio de Calefactores, 2000 unidades.
2027: RTV, 1000 viviendas.
2029: RTV, 1000 viviendas.
2031: Recambio de Calefactores, 2000 unidades.
RTV, 1000 viviendas.
2033: Fin RTV, 1000 viviendas.
2036: Fin Recambio de Calefactores, 2000 unidades.

El máximo porcentaje de ahorro alcanzado tras aplicar medidas de eficiencia es de un 10,27% para el escenario optimista, mientras que para el escenario conservador se alcanza un 7%.

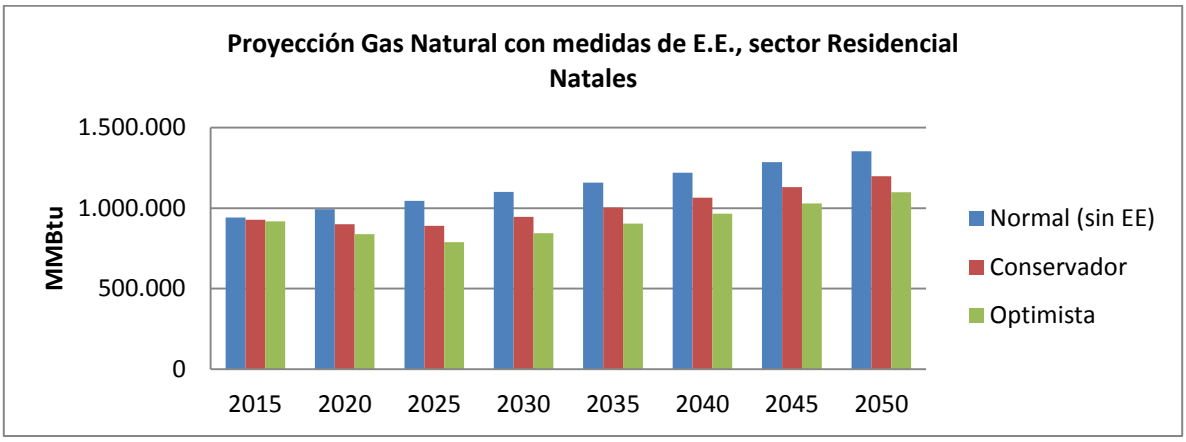


Figura 4.6.9 – Proyecciones Gas Natural con medidas de E.E., sector Residencial, Natales.

Fuente: Elaboración Propia CERE

El siguiente cuadro describe, de manera cronológica, las distintas actividades con que se obtienen las proyecciones con medidas de eficiencia energética para la comuna Natales.

2015: Inicio RTV, 400 viviendas.
2016: RTV, 400 viviendas.
2017: RTV, 400 viviendas.
2018: RTV, 400 viviendas.
2019: RTV, 400 viviendas.
2020: RTV, 400 viviendas.
2021: RTV, 400 viviendas.
2022: RTV, 400 viviendas.
2023: RTV, 400 viviendas.
2024: Fin RTV, 400 viviendas.

El máximo porcentaje de ahorro alcanzado tras aplicar medidas de eficiencia es de un 24,49% para el escenario optimista, mientras que para el escenario conservador se alcanza un 14,84%.

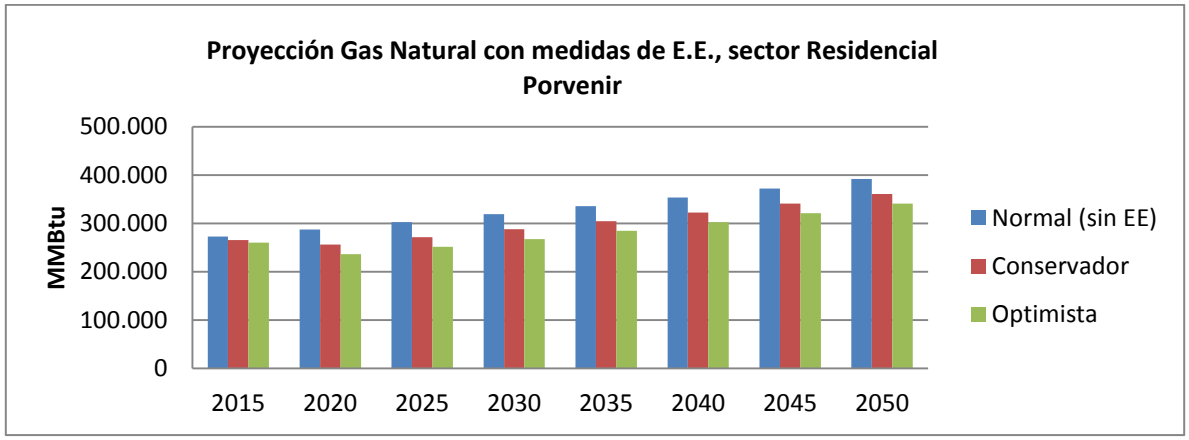


Figura 4.6.10 – Proyecciones Gas Natural con medidas de E.E., sector Residencial, Porvenir.
Fuente: Elaboración Propia CERE

El siguiente cuadro describe, de manera cronológica, las distintas actividades con que se obtienen las proyecciones con medidas de eficiencia energética para la comuna Porvenir.

2015: Inicio RTV, 200 viviendas.
2016: RTV, 200 viviendas.
2017: RTV, 200 viviendas.
2018: Fin RTV, 200 viviendas.

El máximo porcentaje de ahorro alcanzado tras aplicar medidas de eficiencia es de un 17,8% para el escenario optimista, mientras que para el escenario conservador se alcanza un 10,79%.

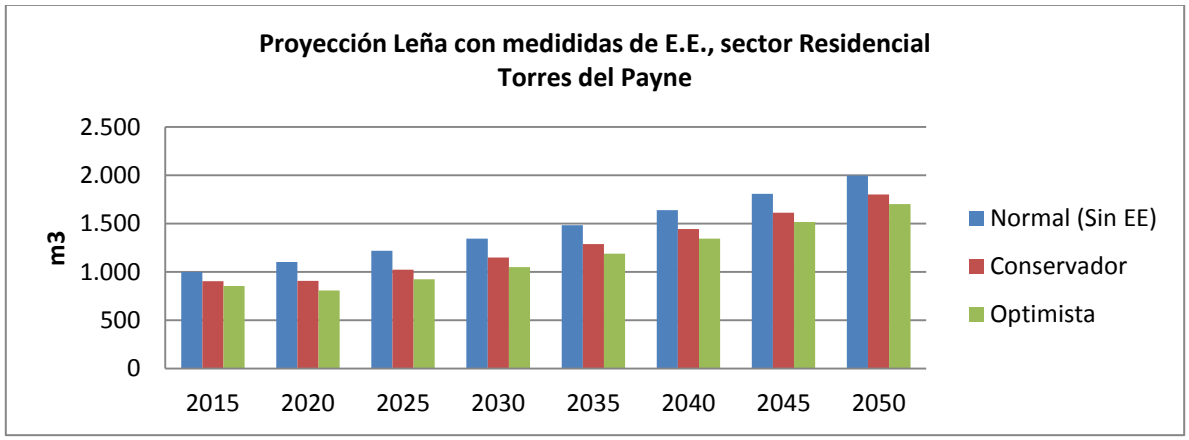


Figura 4.6.11 – Proyecciones Leña con medidas de E.E., sector Residencial, Torres del Payne.

Fuente: Elaboración Propia CERE

El siguiente cuadro describe, de manera cronológica, las distintas actividades con que se obtienen las proyecciones con medidas de eficiencia energética para la comuna Torres del Payne.

2015: Inicio RTV, Torres del Payne.
2016: Fin RTV, Torres del Payne.

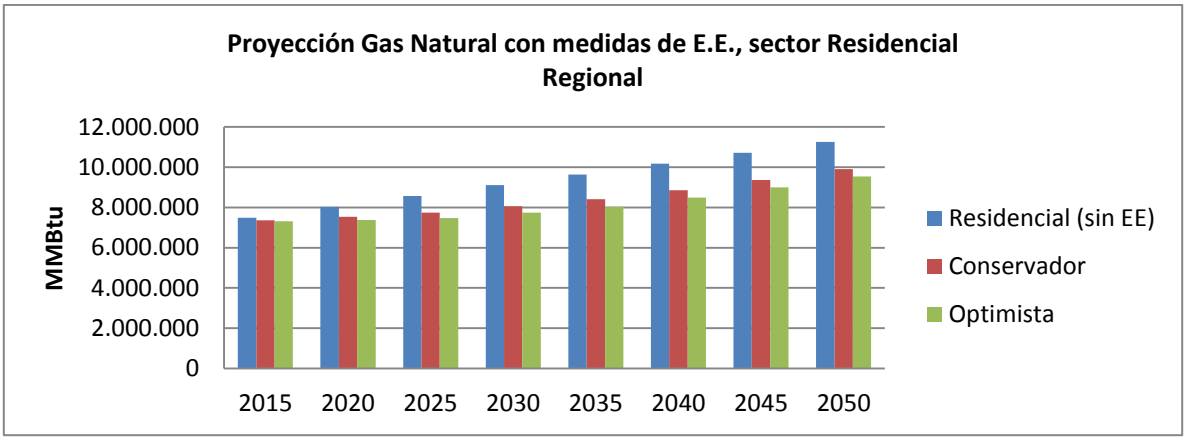


Figura 4.6.12 – Proyecciones Gas Natural con medidas de E.E., sector Residencial, Regional.
Fuente: Elaboración Propia CERE

El siguiente cuadro describe, de manera cronológica, las distintas actividades con que se obtienen las proyecciones con medidas de eficiencia energética para el sector residencial de toda la región.

2015: Inicio Recambio de Calefactores, Punta Arenas.
Inicio RTV, Punta Arenas.
Inicio RTV, Porvenir.
Inicio RTV, Natales.
2018: Fin RTV, Porvenir.
2024: Fin RTV, Natales.
2033: Fin RTV, Punta Arenas.
2036: Fin Recambio de Calefactores, Punta Arenas.

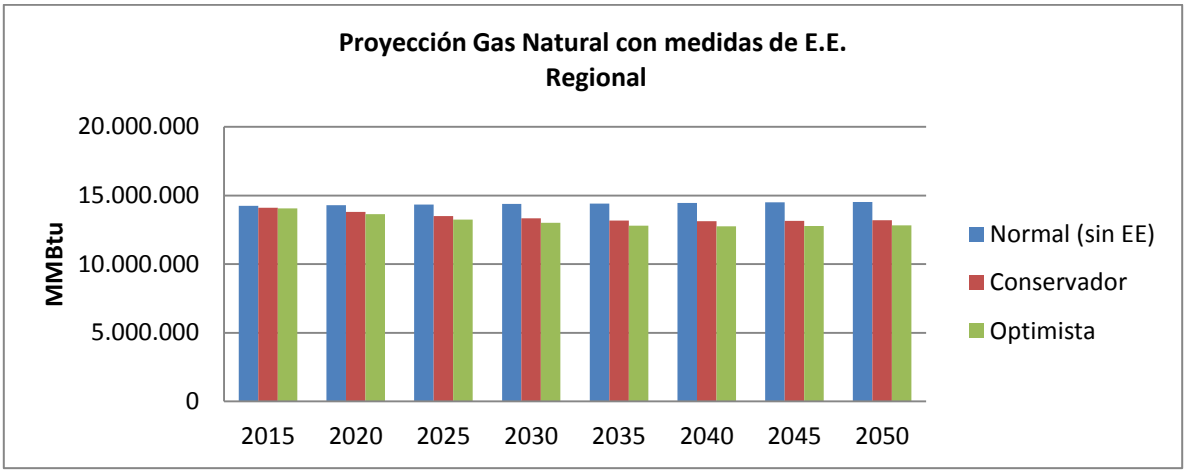


Figura 4.6.13 - Proyecciones Gas Natural con medidas de E.E., Regional

Fuente: Elaboración Propia CERE

El siguiente cuadro describe, de manera cronológica, las distintas actividades con que se obtienen las proyecciones con medidas de eficiencia energética regional.

2015: Inicio Recambio de Calefactores, Punta Arenas.
Inicio RTV, Punta Arenas.
Inicio RTV, Porvenir.
Inicio RTV, Natales.
2018: Fin RTV, Porvenir.
2024: Fin RTV, Natales.
2033: Fin RTV, Punta Arenas.
2036: Fin Recambio de Calefactores, Punta Arenas.

El máximo porcentaje de ahorro alcanzado, en el sector residencial regional, tras aplicar medidas de eficiencia es de un 16,7% para el escenario optimista, mientras que para el escenario conservador se alcanza un 12,9%. Esto ocurre al terminar la ejecución de los planes en el año 2036. A partir de este año el porcentaje de eficiencia alcanzado depende, en mayor medida, del crecimiento de la demanda.

En el plano regional, incluyendo todos los sectores demandantes de energía, se obtiene un máximo de eficiencia de 9,3% para el escenario conservador, mientras que para el escenario optimista este porcentaje alcanza un 13%.

4.6.6 Medidas de Eficiencia Energética Sector Comercial

Según el estudio realizado por PRIEN –Universidad de Chile, el sector comercial se divide en cuatro subsectores. Estos se detallan a continuación.

- Grandes tiendas comerciales: incluye mall y grandes tiendas comerciales.
- Supermercados: incluye a los grandes supermercados y cadenas de éstos.
- Otros sectores comerciales con consumos de energía importante: incluye mall de menor envergadura, hoteles, restaurantes, bancos, edificios institucionales y de oficinas en general, casinos de juego, entre otros.
- Comercio menor: incluye a los pequeños comerciantes, principalmente, almacenes de barrio.

Se consideran cinco usos finales que definen su consumo eléctrico y sobre los cuales se puede actuar de manera que sea posible un ahorro energético, estos son: refrigeración, climatización, iluminación, fuerza motriz y otros usos.

- **Refrigeración**

En los supermercados, uno de los consumos más significativos es la refrigeración. Se estima que en promedio, un 45% del uso total de la energía se emplea en refrigeración. Se propone reemplazar los sistemas utilizados que son condensadores refrigerados por aire, por sistemas eficientes con condensadores que eliminan el calor por evaporación mediante torres de enfriamiento. Este cambio permitiría ahorros aproximados de un 10%.

En el comercio menor, la refrigeración es clave en la conservación de los alimentos a la venta, y representa un 70% del consumo total de energía. Se propone un programa de etiquetado en refrigeradores comerciales, fomentando así la compra de equipos con mayor eficiencia. A continuación de esto se debe implementar una segunda fase que contemple el establecimiento de MEPS, con la finalidad de eliminar del mercado equipos nuevos que no cumplan con un mínimo de eficiencia.

- **Climatización**

Para los mall y las grandes tiendas, la climatización es un aspecto importante en lo que respecta al confort de los clientes. Se estima que en promedio, la climatización representa un 55% del consumo total en los mall. La inclusión de nuevas tecnologías, en conjunto con la programación de

la climatización según la demanda, puede tener como resultado importantes ahorros de energía. Se considera una disminución de un 20% al considerar estas alternativas.

En el caso de supermercados, la climatización no es tan importante como para las grandes tiendas, pero se estima que representa un 15% del consumo total de energía. Se adoptan las mismas medidas de climatización que en el caso de las grandes tiendas pero en menor tamaño, considerando un alcance de hasta un 20% de ahorro en energía.

En otros sectores comerciales, como en edificios nuevos u oficinas, se estima que el consumo en climatización representa un 40% del consumo eléctrico total. Se consideran las mismas tecnologías mencionadas anteriormente, y además la posible inclusión de sistemas de control, estimándose un ahorro de 20%.

- **Iluminación**

Para los mall y grandes tiendas, se ha considerado que se puede realizar un reemplazo por una tecnología más eficiente, incluyendo una mejora en calidad de iluminación, aprovechamiento de luz natural, y control de las luminarias en función de la demanda. Se considera que todas estas medidas pueden llevar a un ahorro promedio del consumo de energía eléctrica destinada a iluminación en un 10%.

Para el caso de supermercados y comercio menor (pequeños negocios) las luminarias son en su mayoría de tipo T8, ya sea con ballast magnético o electrónico. Estos se pueden reemplazar por tubos fluorescentes del tipo T5 con ballast electrónico, considerándose un 28% menos de consumo.

Con relación a otros sectores comerciales, la iluminación es un consumo fundamental, y se estima que alcanza un 40% del consumo total de energía (igualándose al caso de climatización). Las medidas a incluir son las mismas explicadas anteriormente, estas pueden permitir un ahorro promedio aproximado de 10%.

- **Fuerza Motriz**

La fuerza motriz es utilizada en ascensores, escaleras mecánicas, bombas, ventiladores, puertas automáticas, etc. Se estima que la fuerza motriz abarca un 10% del consumo total. Mediante el uso de eficiente en los motores encargados de realizar el trabajo mecánico, se pueden obtener ahorros potenciales de energía.

La eficiencia energética en fuerza motriz se puede comprender tanto como la incorporación de motores de alta eficiencia, como por la tecnología para controlar el flujo de usuarios o de fluidos

en función de la demanda que exista. Se ha estimado que, en promedio, se puede ahorrar un 10% de la energía destinada a este uso mediante estas acciones.

- **Otros Usos**

Finalmente, se han agrupado los demás tipos de consumos en esta categoría, por tratarse de consumos menores. Mediante la inclusión de políticas e iniciativas menores, no necesariamente asociadas a grandes inversiones y reemplazos, sino a crear conciencia del uso y la eficiencia de la energía. Se estima que pueden lograrse ahorros cercanos al 5% de la energía destinada para estos fines.

En la Tabla 4.6.19, se muestran los niveles de ahorro que se pueden alcanzar aplicando medidas de eficiencia energética en el sector comercial. Se han proyectado estos niveles de ahorro hasta el 2050 incluyendo los supuestos antes mencionados para cada caso.

Tabla 4.6.19 – Porcentajes de ahorro en consumo eléctrico para sector Comercial.

% de Ahorro Consumo Eléctrico		
Año	**Optimista**	**Conservador**
2015	6,1	4,7
2020	10,7	8,5
2025	13,1	10,5
2030	17,4	14,1
2035	21,1	17,1
2040	24,9	20,2
2045	28,6	23,3
2050	32,3	26,4

Fuente: PRIEN (2008).

Se consideran dos escenarios en los que se aplican las medidas de eficiencia, optimista y conservador. Estas medidas son aplicables solo en las comunas de Punta Arenas y Natales, porque poseen un "sector comercial" en el plano urbano, donde distribuye EDELMAG S.A, y donde se concentran gran parte de las ramas del comercio.

4.6.7 Costos e Inversiones

Para el sector residencial se aplican medidas de eficiencia energética, asociadas a las proyecciones de demanda en electricidad y gas natural. Estas proyecciones se obtienen mediante información

entregada por empresas del rubro, además del crecimiento vegetativo de la población. Se consideran factores como iluminación, refrigeración, electrodomésticos, recambio de calefactores y reacondicionamiento térmico de viviendas.

Las siguientes tablas muestran, a modo de resumen, las inversiones y ahorros en energía de los diferentes programas por comuna.

Tabla 4.6.20 – Inversiones Totales para Eficiencia Energética ($).

		LFC + Tubos Fluorescentes (*)	LED + Tubos Fluorescentes (*)	Aislación Térmica	Recambio de Calefactores
Punta Arenas	**E. optimista**	891.497.500	1.426.390.000	30.000.000.000	2.703.000.000
	E. conservador	633.967.500	990.570.000	30.000.000.000	1.519.800.000
Puerto Natales	**E. optimista**	154.912.500	247.860.000	12.000.000.000	-
	E. conservador	110.175.000	172.140.000	12.000.000.000	-
Porvenir	**E. optimista**	39.280.000	62.860.000	2.400.000.000	-
	E. conservador	27.935.000	43.640.000	2.400.000.000	-
Puerto Williams	**E. optimista**	17.260.000	27.610.000	-	-
	E. conservador	12.272.500	19.180.000	-	-
Torres del Payne	**E. optimista**	-	-	150.000.000	-
	E. conservador	-	-	150.000.000	-

Fuente: Elaboración Propia CERE

(*) Inversión estatal + inversión privada.

Tabla 4.6.21 – Ahorros acumulados en Eficiencia Energética.

		LFC + Tubos Fluorescentes (MW h)	LED + Tubos Fluorescentes (MW h)	Aislación Térmica (m^3)	Recambio de Calefactores (m^3)
Punta Arenas	**E. optimista**	280.869	561.738	100.179.526	24.396.480
	E. conservador	163.252	326.504	60.714.864	14.736.960
Puerto Natales	**E. optimista**	77.155	154.307	46.289.851	-
	E. conservador	44.707	89.413	28.054.454	-
Porvenir	**E. optimista**	21.486	42.973	10.017.956	-
	E. conservador	12.453	24.909	6.071.484	-
Puerto Williams	**E. optimista**	5.769	11.539	-	-
	E. conservador	3.344	6.689	-	-
Torres del Payne	**E. optimista**	-	-	2.201	-
	E. conservador	-	-	1.467	-

Fuente: Elaboración Propia CERE

4.6.8 Flujos e Indicadores de Rentabilidad de Medidas de Eficiencia Energética

De acuerdo al diseño metodológico, los flujos de caja quedan determinados por medio de los beneficios y costos para cada alternativa, situación con proyecto (cambio tecnológico) y se comparan con la situación sin proyecto, obteniéndose así beneficios netos incrementales.

Se observa que el beneficio neto incremental en el caso más general, provendrá del incremento de beneficios, de ahorro de costos o de ambos.

En la medida que fue posible obtener, costos de inversión, operación y mantención del nuevo sistema, y beneficios como ahorro de costos del sistema actual, de acuerdo con los cálculos realizados, se obtuvieron los indicadores de rentabilidad VAN, TIR e IVAN. Asumiendo un subsidio a la inversión total de la medida, cuestión que ocurre en la práctica cuando los proyectos no consiguen la rentabilidad (VAN positivo), aunque en teoría corresponde un subsidio del Estado sólo hasta el monto de la rentabilidad negativa.

Los resultados por el lado del VAN, para la eficiencia energética sector residencial energía eléctrica inversión privada y estatal se muestran en la Tabla 4.6.22. Los indicadores TIR e IVAN no tuvieron representación matemática por tanto no fueron posibles de obtener. En la Tabla 4.6.23, se puede apreciar los resultados para medidas de aislación térmica, sin subsidio, para el VAN, TIR e IVAN (número de veces), y para recambio de calefactores en Punta Arenas. Los flujos de caja se pueden apreciar en ***ANEXO G.***

Tabla 4.6.22 – Parámetros Económicos Medidas de E. Energética Residencial-Eléctrica

Comuna	VAN (MM$)*
Punta Arenas	17.703
Puerto Natales	4.070
Porvenir	973
Cabo de Hornos	263

Fuente: Elaboración Propia CERE

(*): Millones de pesos chilenos

Tabla 4.6.23 – Parámetros Económicos Medidas de E. Energética RTV- Recambio Calefactores

Comuna	VAN (MM$)*	TIR (%)	IVAN
Punta Arenas	5.075	14	2
Puerto Natales	2.815	14	2
Porvenir	509	13	1
Torres del Payne**	36	--	--
Punta Arenas***	3.260	43	109

Fuente: Elaboración Propia CERE

(*) Millones de pesos chilenos; (**) RTV considerando leña como combustible; (***) Recambio de calefactores

4.7 Comentarios y Recomendaciones

Con relación a la evaluación de Exploración y Explotación de Gas Natural:

- Magallanes tiene importantes recursos de gas natural que tiene que convertir en reservas. De acuerdo al estudio que ha realizado ENAP en parte de la cuenca de Magallanes, se dispondría de gas natural para varias décadas de consumo de la región. Solamente el gas estimado en el bloque de Arenales en Tierra del Fuego de acuerdo a ENAP[70], sería suficiente para el consumo de los próximos 20 años. Una parte de estas reservas se encuentra certificada y se espera que durante el año 2015, se puedan certificar otra parte importante de ellas.

- ENAP estima que los costos de producción del gas deberían disminuir en el futuro. El sistema denominado pad-drilling, que permite perforar de manera más eficiente, y el avance en la curva de aprendizaje de los procesos de explotación y producción, permitiría disminuir los costos.

- Magallanes se encuentra en una etapa de aprendizaje de la explotación del gas no convencional, por lo que se debe hacer seguimiento y análisis a los resultados del trabajo que está realizando-ENAP, tanto en los niveles y costos de producción.

Con relación a la evaluación del recurso Gas Natural Licuado

- La tecnología está madura para un proyecto de instalar una regasificadora de gas natural licuado en la región.

[70] *Presentación Gerencia de ENAP Magallanes, 6 de Mayo 2015.*

- Se analizaron dos modelos de negocios; uno vía abastecimiento desde el extranjero y otro con abastecimiento nacional, ambos dan valores del gas natural a boca de planta en Punta Arenas del mismo orden de magnitud.

- La alternativa de GNL permitiría suministrar gas natural en lugares apartados de la región, mediante gasoductos virtuales.

- Esta alternativa es la menos competitiva en términos de precio del gas en la región y transmitiría las fluctuaciones de precios del mercado internacional del petróleo a los precios del gas en Magallanes.

Con relación a la evaluación de la Gasificación de Carbón

- Con relación a la gasificación de carbón, hay tecnología madura para su desarrollo en la región.
- Existen inversionistas locales quienes han avanzado en una propuesta de gasificación de carbón habiendo ya despejado la incógnita si el carbón de la Región puede ser usado para este fin. Los ensayos realizados con la tecnología seleccionada para este fin han dado buenos resultados.
- El tamaño del proyecto que se ha estudiado de producción de gas de síntesis no busca satisfacer toda la demanda de gas natural de la región, debiendo complementarse con la producción de gas proveniente desde los yacimientos convencionales y no convencionales de gas natural.
- La alternativa de gasificación de carbón in situ abre la posibilidad de explotar mantos de carbones que a la fecha serían imposibles de explotar por la minería tradicional, sin embargo es una tecnología que aún no está a escala comercial y no se puede aplicar en cualquier yacimiento de carbón, exigiendo minas de ciertas características.

Con relación a la evaluación del Propano Aire

- La opción propano/aire, no es una alternativa económicamente factible para satisfacer las demandas de gas en forma continua, sólo se concibe como una instalación para atender eventuales eventos de paro de suministro de gas y para atender las demandas puntas. Esta alternativa para dar una mayor seguridad de suministro, sólo se visualiza para instalarse en Punta Arenas ya que se considera que para las otras comunas, en caso de una emergencia menor, el gas que queda en gasoducto (line pack) puede ser usado como fuente de respaldo.

Con relación a la evaluación de Medidas de Eficiencia Energética

- Es necesario mencionar que para un análisis futuro, y más exhaustivo, se deben considerar proyecciones involucrando el crecimiento del parque de viviendas de la región y cada comuna, debido a que este es un factor preponderante de análisis para el sector residencial.

- Con respecto a los programas para electricidad, se puede ver que si bien la inversión es significativa, los resultados son favorables. Al analizar el ahorro acumulado, en Punta Arenas, para el programa de recambio de luminarias por lámparas fluorescentes compactas y tubos fluorescentes, se obtiene un ahorro acumulado al 2050 de 280.869 MWh, valor mayor a la proyección de EDELMAG para la demanda de energía eléctrica al 2020 (232.881 MWh). Con respecto al programa equivalente con tecnología LED, se evidencia que el costo de inversión es mayor, pero también los resultados obtenidos para los ahorros, por lo que esta alternativa también es viable en el tiempo. Además se debe considerar que con el transcurso de los años el costo unitario de los equipos LED puede disminuir e incluso mejorar su eficiencia, incrementando los beneficios de optar por esta alternativa.

- Para el programa de reacondicionamiento térmico de viviendas (medidas de aislación térmica), se considera una inversión estándar para las soluciones constructivas. Las tres soluciones propuestas contribuyen a aumentar la temperatura promedio y disminuir el porcentaje de humedad relativa al interior de las viviendas, logrando incluso la disminución de las condiciones que favorecen la ocurrencia de enfermedades respiratorias y problemas de patologías en elementos constructivos interiores debido a la condensación de la humedad.

- Con respecto a la experiencia obtenida en el proyecto “Investigación y Aplicación de Eficiencia Energética en el Sector Educacional y Residencial de la Región de Magallanes”, la alternativa Semi Panel SIP c/ terminación Siding PVC, se presenta como la mejor solución en base a criterios de costos, disponibilidad local, características de instalación y calidad térmica.

- Cabe destacar que terminaciones interiores de la vivienda en mal estado influyen de manera negativa en el resultado del reacondicionamiento térmico de la vivienda. La existencia de infiltraciones después del RTV se debe a malas prácticas de aplicación de la solución constructiva, defectos constructivos pre-existentes (malas o inexistentes terminaciones) en las viviendas, la responsabilidad del ejecutor de las obras de RTV de eliminar todas las fuentes posibles de infiltraciones. Ninguna solución constructiva para RTV tendrá el éxito esperado sin una adecuada inspección.

- Con respecto al recambio de calefactores, esta medida se aplica solo en la comuna de Punta Arenas. Esto se debe a que el estudio realizado para este programa se aplicó solo en esta

comuna, sin embargo, es posible realizar estudios complementarios a futuro para extender esta medida de eficiencia a otras comunas.

- Al analizar las medidas de eficiencia para la demanda de gas natural, el máximo porcentaje de ahorro alcanzado en el sector residencial regional, es de un 16,7% para el escenario optimista, mientras que para el escenario conservador se alcanza un 12,9%.

5. Evaluación de Alternativas Recursos Renovables

5.1 Evaluación de Exploración y Explotación Geotérmica

5.1.1 Fases de Desarrollo Geotérmico

Para comprender mejor la naturaleza de los riesgos que son específicos a la energía geotérmica, es útil considerar el costo del proyecto y el perfil de riesgos de cada fase del desarrollo del proyecto. Un proyecto de energía geotérmica se puede dividir en tres fases principales con una serie de actividades en cada fase, las que se detallan en la Tabla 5.1.1. En la Figura 5.1.1, se muestra la relación entre los costos de un proyecto de geotermia y el nivel de riesgo de cada una de las actividades descritas en la Tabla 5.1.1.

Tabla 5.1.1 – Etapas de un proyecto Geotérmico y las actividades que involucra.

Fase del proyecto	Actividades
Exploración • Superficial • Profunda	Inspección topográfica preliminar Exploración Perforación de prueba
Explotación o desarrollo	Revisión y planificación del proyecto Desarrollo de campo y perforación de producción Construcción Arranque
Operación	Operación y mantenimiento

Fuente: Elaboración Propia, CERE (2014)

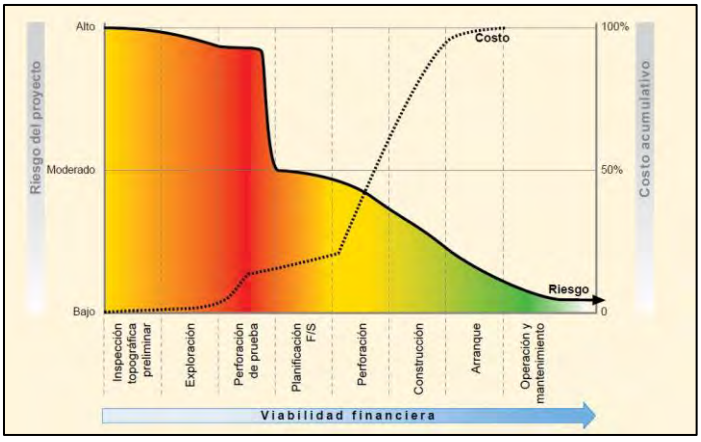


Figura 5.1.1 – Costo del proyecto y perfil de riesgo en las diversas fases de desarrollo.
Fuente: Manual de Geotermia, como planificar y financiar la generación de electricidad.

- **Fase de exploración Superficial.**

Esta etapa contempla el desarrollo de estudios de carácter geológico, geoquímico y geofísico, todos los cuales implican la colección de datos a nivel de la superficie del terreno, sin intervención significativa del entorno medioambiental. Estos estudios permiten crear un Modelo Geotérmico Integrado Inicial, que entregará contenidos clave para las futuras etapas. El trabajo geológico consiste principalmente en el levantamiento de información de unidades de roca con sus respectivos estudios geoquímicos y geocronológicos, además de estudios volcanológicos y de geología estructural. El trabajo geoquímico consiste en la caracterización de las fuentes termales y gaseosas, mediante la colección de muestras de agua y gases para su análisis químico, con el fin de inferir las condiciones físico-químicas de los fluidos provenientes del reservorio geotérmico. Finalmente, los trabajos geofísicos buscan caracterizar las unidades y estructuras rocosas en subsuperficie. Se ocupan distintos métodos asociados a diversas características físicas de las rocas, como magnetismo, gravedad, sismicidad natural y magnetoteluria.

Figura 5.1.2 – Modelo Geotérmico integrado inicial
Fuente: Energía Andina

- **Fase de exploración Profunda**

Esta etapa comienza una vez que se tiene el Modelo Geotérmico Integrado Inicial, mostrado en la Figura 5.1.2, de un área, sobre la base de los antecedentes indirectos recolectados en superficie a través de los estudios geológicos, geoquímicos y geofísicos.

Consiste principalmente en la perforación de pozos a profundidad variable, dependiendo de las condiciones locales del posible reservorio. El objetivo principal es probar la existencia de condiciones adecuadas de un fluido geotérmico para su explotación y consiguiente generación eléctrica. La exploración profunda contempla varios tipos de perforaciones con distintos objetivos, desde pozos de gradiente térmico poco profundos (300 – 1.000 m y diámetro delgado) a pozos de exploración de gran diámetro y habitualmente a mayor profundidad (1.000 – 3.000 metros)

Un proyecto de desarrollo geotérmico de tamaño real normalmente toma de 5 a 10 años para su conclusión. Debido a este largo ciclo de desarrollo del proyecto, la energía geotérmica no es una solución rápida para los problemas de suministro de energía de cualquier país, sino más bien debería ser parte de una estrategia de generación de electricidad de largo plazo.

Es importante a la hora de una evaluación detallada de la inversión de este tipo de tecnologías, considerar los costos de inversión en transporte (líneas) y los costos de operación y mantenimiento. Sin embargo, para la Región de Magallanes, no se está pensando en distribución de energía por geotermia, ya que se proponen modelos individuales para Baja Entalpía, como se verá más adelante.

5.1.2 Inversiones para Exploración

La exploración representa entre el 10% y el 15% del costo total de inversión, y permite la prospección geológica, geoquímica y geofísica del terreno, la perforación de pozos de exploración y de pruebas. En esta materia se considera un índice de éxito de 50% a 60% (Hance, 2005), aunque otras fuentes (GTP, 2008) reducen el porcentaje de éxito a un 20% a 25%. En particular en la Cuenca Magallanes ya se han realizado perforaciones para el estudio y búsqueda de hidrocarburos, lo que en cierto modo podría mejorar este índice de éxito según el objetivo buscado.

Los montos de inversiones necesarias para esta etapa se estimaron en base a la información de proyectos aprobados en el SEIA, y disponibles en página del Servicio de Evaluación Ambiental (SEA), ya que en la región no existen estudios de perforación de pozos con estos fines. Se analizaron los datos de dos proyectos de exploración geotérmica, el primero en la Región de Tarapacá y el segundo en la Región del Bío-Bío, correspondientes a “Exploración Geotérmica Puchuldiza Sur 2”, “Exploración Geotérmica profunda Nevados de Chillán sector Valle de las Nieblas”, respectivamente. Los montos de inversión y características de los proyectos se observan en la Tabla 5.1.2 y corresponden a sondajes para alta entalpía.

Tabla 5.1.2 - Resumen Inversiones Proyectos Exploración Geotérmica

Tipo	Nombre	Objetivo	Costo (MMUS$)	Vida útil (Años)
Pozo Exploratorio	Exploración Geotérmica Puchuldiza Sur 2	5 - 6 Pozos + 8 sondajes (hasta 300 m)	35	--
Pozo Exploratorio	Exploración Geotérmica profunda Nevados de Chillán sector Valle de las Nieblas	2 Pozos (2.000 a 2.500 m)	9	--

Fuente: SEA (2014)

En ambos proyectos se estima un monto de inversión de aproximadamente 5 MMUS$ por pozo profundo (2.000 metros aprox.) pudiendo ser variable de acuerdo a la presencia de maquinaria de perforación por parte de las industrias petroleras de la Región, lo que reduciría los costos. A nivel país, el Ministerio de Minería promovió un estudio de fuentes termales para el desarrollo de la energía geotérmica en Chile, en los años 2007-2010, pero sólo abordó las regiones de Los Lagos hasta el norte de Chile. El estudio desarrollado por el SERNAGEOMIN consideró el análisis superficial de los terrenos y las aguas en los puntos donde se identificaban posibles fuentes con potencial geotérmico. La inversión total fue de $532.000.000 pesos chilenos, es decir aproximadamente 0,89 MMUS$.

5.1.3 Costos de Explotación de Alta Entalpia

Este componente representa 20% a 35% de la inversión total. La perforación de pozos de producción e inyección tiene un porcentaje de éxito de 60 a 90%, (Hance, 2005; GTP, 2008). Dentro de los factores que influyen en el costo incluyen también la productividad (permeabilidad y temperatura), profundidades de los pozos, disponibilidad de equipos, diseño vertical o direccional y el número de pozos.

Se estima un costo de inversión de 5 MMUS$ por pozo de producción, pudiendo ser variable según el tipo de pozo, la tecnología que se empleará y la presencia de maquinaria de perforación por parte de las industrias petroleras de la Región. Para plantas generadoras de electricidad se perforan tradicionalmente como mínimo 20 pozos. Mayores detalles de las inversiones para geotermia de alta entalpía se observan en ***ANEXO E.***

Ahora bien, sin los estudios de potencial indicados en Capítulo de Disponibilidad de Recursos, no es posible a la fecha indicar que exista factibilidad de esta tecnología de Geotermia de Alta Entalpía en la Región.

5.1.4 Geotermia de Uso directo (Baja Entalpia)

En el mundo, existe una enorme cantidad de recursos geotérmicos de baja entalpía con temperaturas menores a los 150°C a menores profundidades (lo que disminuye el riesgo de explotación) que si bien no son utilizables para generar electricidad, su calor puede ser utilizado directamente. Estos recursos son mucho más abundantes y los usos que se les puede dar son varios:

- Calefacción y calentamiento de agua en viviendas residenciales o comerciales
- Piscicultura
- Agricultura (invernaderos)
- Turismo

- Usos industriales

En el caso de explotar un recurso geotérmico para entregar servicios de calefacción, el único requisito que debe cumplir el agua geotermal es tener una temperatura superior a los 45 °C y tener una corrosión dentro de un rango aceptable.

5.1.5 Tecnologías a Baja Entalpia

Las tecnologías disponibles para la explotación del recurso de baja entalpia corresponden a dos tipos de sistemas que se instalan en el subsuelo, y dependen del tipo de geología existente para decidir el tipo de sistema a instalar y las distancias a las que se deben hacer los pozos. En la Figura 5.1.3, se muestran los tipos de pozos.

Sistemas abiertos: se utiliza agua subterránea como portador de calor y se lleva directamente a la bomba de calor.

Sistemas cerrados: intercambiadores de calor son ubicados en el subsuelo (ya sea en forma horizontal, vertical u oblicua), y un medio transportador de calor circula dentro de los intercambiadores de calor, transportando el calor de la tierra a la bomba y viceversa.

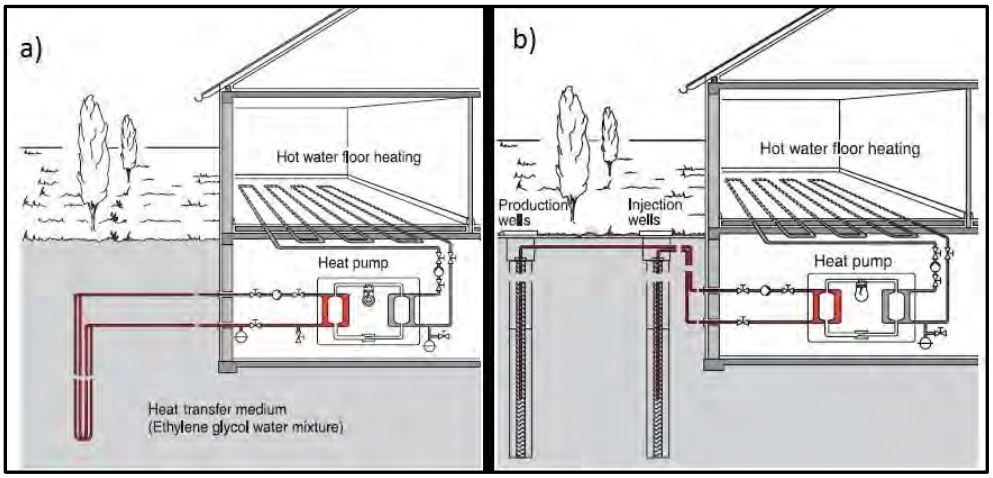


Figura 5.1.3- a) Sistema de pozo cerrado, b) Sistema de pozo abierto.
Fuente: Vielma., M. (2013)

5.1.6 Costos de Inversión

Un antecedente de costos de inversión para calefacción distrital más cercano a la realidad regional, corresponde a la referencia Castelblanco (2012), estudio realizado para un rango limitado de la población de Punta Arenas, correspondiente a 2.614 hogares (10.414 habitantes), el Centro Comercial Zona Austral de la Zona Franca, el Hospital Clínico y el Centro Comercial Espacio Urbano. Para este sector de la población, dentro del mismo estudio se estima una demanda térmica de 32 MW.

Los montos de inversión asociados a este estudio se detallan en la Tabla 5.1.3, donde se aprecia que el mayor gasto de una instalación de calefacción distrital corresponde a la adaptación de los suscriptores considerados que corresponde al recambio de instalaciones de tipo térmica mediante radiadores e instalaciones de ACS (Agua Caliente Sanitaria). En este estudio, se proponen tres tipos de plantas, de las cuales ninguna corresponde a una planta geotérmica, por lo que no se puede considerar ese costo como valor referencial.

Tabla 5.1.3 - Inversión Proyecto de Calefacción Distrital y ACS.

Ítem	Inversión del ítem (US$)
Tubería y aislación de red distrital	1.722.289
Costo de instalación de red distrital	3.459.757
Montaje de redes conjuntos de consumo	665.252
Equipos de red	2.580.263
Adaptación de suscriptores	11.418.491
Sub-Total	**19.846.051**
Estimación Planta Geotérmica	**15.225.000**
Total	**35.071.051**

Fuente: Castelblanco, J., (2012)

Con relación a los costos de una planta de energía geotérmica, se estima que los costos estructurales bordean los 225.000 US$, debiendo considerar que a este valor se debe sumar el costo de los pozos de producción (3 pozos, 2 pozos abiertos de producción y 1 de reinyección), dependiendo de las características geofísicas del terreno, los que tendrían un costo aproximado de 15 MMUS$, cálculo realizado en el caso que la planta central se ubique en la periferia del punto de consumo.

5.1.7 Análisis de Casos de Aplicación

A modo de ejemplo de aplicación de energía geotérmica de baja entalpía para uso térmico, se evalúa para las localidades de Cerro Sombrero (zona con geotermia de baja entalpía), San Gregorio y Puerto Williams, este último para evaluar una alternativa al uso de leña. Se consideran los valores referenciales mostrados en la Tabla 5.1.4, que incluyen los principales equipos y materiales que se requieren para este tipo de instalaciones.

Tabla 5.1.4 – Valores referenciales para instalaciones geotérmicas de baja entalpía.

UNIDADES DE CONVERSIÓN			
UF	24.561	(01 Diciembre 2014)	
US$	605	(01 Diciembre 2014)	
INTERCAMBIADOR DE CALOR			
Unidad	**Unidades**	**Total en Pesos Chilenos**	**Unidad**
Intercambiador abierto			
Perforación Pozos	7,5 (UF/m)	184.208	($/m)
Instalación hidráulica		2.000.000	($)
Intercambiador cerrado			
Perforación Pozos	7,5 (UF/m)	184.208	($/m)
Instalación		1.000.000	($)
BOMBA DE CALOR			
Modelo	**Unidades**	**Total en Pesos Chilenos**	**Unidad**
DE-27W/S		1.100.000	($)
DW-46C		2.400.000	($)
Fitings y accesorios		250.000	($)
Instalación B. Calor		400.000	($)
Ablandador, extras		250.000	($)
SISTEMA DE DISTRIBUCION			
Modelo	**Unidades**	**Total en Pesos Chilenos**	**Unidad**
Radiadores			
DK 500.0500		35.203	($)
DK 500.1000		61.570	($)
DK 500.1500		87.420	($)
DK 500.2000		118.440	($)
Instalación por equipo		50.000	($ /equipo)
Instalación Tuberías		500.000	($)
Tubería Pex 32x2,9 (mm)	US $3,99	120.698	($/50 m)
Estanque 500 (Litros)		750.000	($)

Fuente: Vielma. M. (2013); ($) Pesos chilenos.

❖ **Puerto Williams**

La localidad de Puerto Williams, que actúa como capital comunal, se encuentra en la costa de la Isla Navarino, y constituye el principal centro poblado de la comuna de Cabo de Hornos, y donde

se concentra sobre el 80% de la población. Para el caso estudiado, se consideran instalaciones individuales por domicilio que se aplicarán únicamente para calefacción. Según las características constructivas de la zona, se estima que una vivienda promedio tendría la distribución de habitaciones presentadas en la Tabla 5.1.5, con presencia de radiadores en cada una de las habitaciones, considerando las bajas temperaturas de la zona.

Tabla 5.1.5 – Distribución promedio de habitaciones y radiadores en la vivienda.

Tipo de habitación	Superficie promedio (m^2)	Tipo de radiador	Costo ($)
Comedor	12	DK 500.2000	118.440
Living	10	DK 500.2000	118.440
Cocina	8	DK 500.1000	61.570
Baño	5	DK 500.0500	35.203
Dormitorio 1	10	DK 500.2000	118.440
Dormitorio 2	8	DK 500.2000	118.440
Dormitorio 3	7	DK 500.1500	87.420
Total	**60**	**7 unidades**	**657.953**

Fuente: Elaboración propia CERE (2015); ($) Pesos chilenos.

Se considera la perforación de pozos cerrados a 70 metros o más de profundidad para asegurar que la temperatura del fluido sea óptima para la aplicación deseada, no se considera la utilización de un pozo abierto dado que se requeriría el estudio de existencia de aguas subterráneas que cumplan las condiciones necesarias para su utilización. El resumen de las instalaciones se muestra en la Tabla 5.1.6

Tabla 5.1.6 - Resumen de Costos para vivienda tipo en Puerto Williams

Instalación	Cantidad	Costo ($)
Intercambiador cerrado		
Perforación Pozos	70 metros	12.894.560
Instalación		1.000.000
Bomba de calor		
DE-27W/S		1.100.000
Fittings y accesorios		250.000
Instalación B. Calor		400.000
Ablandador, extras		250.000
Radiadores	10 unidades	982.253
Instalación	10 unidades	500.000
Instalación Tuberías		500.000
Tubería Pex 32x2,9mm	100 metros	241.396
Estanque 500 lt		750.000
	Total	**18.868.209**

Fuente: Vielma. M. (2013)/ Elaboración propia CERE (2015); ($) Pesos chilenos.

Es importante mencionar que este caso, es teórico, ya que no existen estudios de puntos de baja entalpía que hayan sido medidos en la comuna de Cabo de Hornos.

- **Cerro Sombrero**

Cerro Sombrero es la localidad que actúa de capital para la comuna de Primavera, en la Isla de Tierra del Fuego. Se consideran instalaciones individuales por domicilio que se aplicarán únicamente para calefacción.

Este centro poblado posee más de 150 casas y cuenta con gimnasio, piscina temperada (actualmente en desuso por falta de mantención), jardín botánico de interior, cine, iglesia, hospital, aeropuerto, bodegas, talleres de mantención, supermercado, casino, restaurante, hostería y estación de bencina, además de las oficinas de la Empresa Nacional del Petróleo, las oficinas municipales, y escuela municipal (78 alumnos). Del total de casas existentes, 31 de estas viviendas son originales de la población de empleados, poseen en 150 (m^2) un programa que cuenta con: porche, vestíbulo, hall, 3 dormitorios, 1 baño, living, comedor, cocina y despensa. Las viviendas destinadas para la población de trabajadores son 46 viviendas pareadas, con una superficie de 97,8 (m^2), contienen en un piso el mismo programa que las casas para empleados.

Una aproximación de la distribución de radiadores por habitaciones para las casas originales de la población de empleados (150 m^2) se muestra en la Tabla 5.1.7 y de igual modo para las viviendas destinadas para la población de trabajadores (97,8 m^2) en la Tabla 5.1.8.

Tabla 5.1.7 – Distribución de habitaciones y radiadores en la vivienda para empleados.

Tipo de habitación	Superficie promedio (m^2)	Tipo de radiador	Costo ($)
Comedor	18	DK 500.2000	118.440
Living	18	DK 500.2000	118.440
Cocina	14	DK 500.1000	61.570
Baño	6	DK 500.0500	35.203
Despensa	3	---	---
Dormitorio 1	18	DK 500.2000	118.440
Dormitorio 2	16	DK 500.2000	118.440
Dormitorio 3	14	DK 500.1500	87.420
Porche	18	DK 500.1500	87.420
Vestíbulo	10	DK 500.2000	118.440
Hall	15	DK 500.2000	118.440
Total	**150**	**10 unidades**	**982.253**

Fuente: Elaboración propia CERE (2015); ($) Pesos chilenos.

Tabla 5.1.8 – Distribución de habitaciones y radiadores en la vivienda para trabajadores

Tipo de habitación	Superficie promedio (m^2)	Tipo de radiador	Costo ($)
Comedor	12	DK 500.2000	118.440
Living	12	DK 500.2000	118.440
Cocina	9	DK 500.1000	61.570
Baño	5	DK 500.0500	35.203
Despensa	3	---	---
Dormitorio 1	14	DK 500.2000	118.440
Dormitorio 2	12	DK 500.2000	118.440
Dormitorio 3	10	DK 500.1500	87.420
Porche	6,8	DK 500.1500	87.420
Vestíbulo	6	DK 500.1500	87.420
Hall	8	DK 500.1500	87.420
Total	**97,8**	**10 unidades**	**920.213**

Fuente: Elaboración propia CERE (2015); ($) Pesos chilenos.

Como se desconoce la geología del subsuelo de la zona, se realizará una estimación del sistema utilizando un intercambiador cerrado y un pozo de 70 m de profundidad, considerando los datos de las Tablas anteriores. Los costos totales asociados a una instalación domiciliaria se muestran en la Tabla 5.1.9, considerando una vida útil de las instalaciones de 20 años (vida útil de las tuberías de conexiones) o superior según el mantenimiento que se les realice.

Tabla 5.1.9 – Resumen de Costos para vivienda de empleados

Instalación	Cantidad	Costo ($)
Intercambiador cerrado		
Perforación Pozos	70 metros	12.894.560
Instalación		1.000.000
Bomba de calor		
DW-46C		2.400.000
Fittings y accesorios		250.000
Instalación B. Calor		400.000
Ablandador, extras		250.000
Radiadores	10 unidades	982.253
Instalación	10 unidades	500.000
Instalación Tuberías		500.000
Tubería Pex 32x2,9 (mm)	150 metros	362.094
Estanque 500 (Litros)		750.000
	Total	**20.288.907**

Fuente: Vielma., M. (2013)/ Elaboración propia CERE (2015); ($) Pesos chilenos.

❖ **San Gregorio**

La comuna de San Gregorio se encuentra conformada por localidades como Villa Punta Delgada (O Villa O'Higgins), donde se encuentra la principal población, y Posesión - Dungenes, que corresponden a zonas de la comuna, donde existen mayoritariamente instalaciones de ENAP (campamentos), además de las estancias ganaderas, y el Parque Nacional Pali Aike (de origen volcánico), ubicándose en toda una región que presenta los mejores gradientes de temperatura para baja entalpia, según lo expuesto en Capitulo de Disponibilidad de Recursos.

Para efectos de la estimación se consideran las 1.300 viviendas, que para el año 2013 tuvieron un consumo para uso térmico de 619.173 m^3 de gas natural, con un promedio de consumo mensual de 51.598 m^3 de gas natural, lo que da un promedio de consumo mensual por vivienda de 40 m^3 de gas natural. Este valor bajo, se debe a que existe un número importante de casas que ya no se ocupan, y que pertenecían a las familias de los trabajadores de ENAP.

Para el caso estudiado, se consideran instalaciones individuales por domicilio que se aplicarán únicamente para calefacción. Según las características constructivas de la zona, se estima que una vivienda promedio tendría la distribución de habitaciones presentada en la Tabla 5.1.10, con presencia de radiadores en cada una de las habitaciones, de manera de asegurar una temperatura estable en toda la vivienda.

Tabla 5.1.10 – Distribución promedio de habitaciones y radiadores en la vivienda.

Tipo de habitación	Superficie promedio (m^2)	Tipo de radiador	Costo ($)
Comedor	12	DK 500.2000	118.440
Living	12	DK 500.2000	118.440
Cocina	12	DK 500.1000	61.570
Baño	5	DK 500.0500	35.203
Despensa	3	---	---
Dormitorio 1	12	DK 500.2000	118.440
Dormitorio 2	10	DK 500.2000	118.440
Dormitorio 3	8	DK 500.1500	87.420
Total	**74**	**7 unidades**	**657.953**

Fuente: Elaboración Propia, CERE (2015); ($) Pesos chilenos.

Se considera la perforación de pozos cerrados a 70 metros o más de profundidad para asegurar que la temperatura del fluido sea óptima para la aplicación deseada, no se considera la utilización de un pozo abierto dado que se requeriría el estudio de existencia de aguas subterráneas que cumplan las condiciones necesarias para su utilización. El resumen de las instalaciones se muestra en la Tabla 5.1.11.

Tabla 5.1.11 - Resumen de costos para vivienda tipo en San Gregorio

Instalación	Cantidad	Costo ($)
Intercambiador cerrado		
Perforación Pozos	70 metros	12.894.560
Instalación		1.000.000
Bomba de calor		
DE-27W/S		1.100.000
Fittings y accesorios		250.000
Instalación B. Calor		400.000
Ablandador, extras		250.000
Radiadores	7 unidades	657.953
Instalación	7 unidades	350.000
Instalación Tuberías		500.000
Tubería Pex 32x2,9 (mm)	100 metros	241.396
Estanque 500 (Litros)		750.000
	Total	**18.393.909**

Fuente: Vielma. M. (2013)/ Elaboración propia CERE (2015); ($) Pesos chilenos.

En todos los casos la vida útil de las bombas de calor se encuentra entre 20 y 25 años, y dependiendo de las condiciones en las que se encuentren instaladas, este plazo puede extenderse varios años más. Los costos de operación y mantenimiento de este tipo de instalaciones son mínimos, estimándose en $ 90.000 al año, es decir unos US$ 150 al año.

En la Tabla 5.1.12 se muestra un resumen de los costos para este tipo de sistemas expresados en moneda americana (calculada al 01 Enero de 2015), donde se puede ver los altos costos si se consideran todas las casas de una localidad. Sin embargo, podrían establecerse programas pilotos para un tipo determinado de casas, por ejemplo, como se muestra en el desglose para Puerto Williams considerando casas de civiles (220) y de Base Naval (180). De igual forma para San Gregorio, se podría considerar sólo alguna localidad piloto, por ejemplo, Posesión, donde ENAP podría tener una población modelo en su campamento.

Tabla 5.1.12 - Resumen de Costos para Geotermia de Baja Entalpía en localidades de la Región.

Localidad	Costo Unitario (MUS$)	N° Viviendas	Costo Total (MMUS$)
Puerto Williams	30,315	400	12,126
		220	6,67
		180	5,99
Cerro Sombrero	33,439	31	1,04
	33,336	46	1,53
San Gregorio	30,315	1.300	39,41

Fuente: Elaboración propia, CERE (2015)

5.1.8 Flujos de caja e indicadores de rentabilidad del sistema Geotermia Baja Entalpía

De acuerdo al diseño metodológico, los flujos de caja quedan determinados por medio de los beneficios y costos para cada alternativa, situación con proyecto (cambio tecnológico) y se comparan con la situación sin proyecto, obteniéndose así beneficios netos incrementales.

Se observa que el beneficio neto incremental en el caso más general, provendrá del incremento de beneficios, de ahorro de costos o de ambos.

En la medida que fue posible obtener, costos de inversión, operación y mantención del nuevo sistema, y beneficios como ahorro de costos del sistema actual, de acuerdo con los cálculos realizados, se obtuvieron los indicadores de rentabilidad VAN, TIR e IVAN. Asumiendo un subsidio a la inversión total de la medida, cuestión que ocurre en la práctica cuando los proyectos no consiguen la rentabilidad (VAN positivo), aunque en teoría corresponde un aporte del Estado sólo hasta el monto de la rentabilidad negativa.

Los resultados por el lado del VAN (en millones de pesos chilenos) se muestran en la Tabla 5.1.13. Los indicadores TIR e IVAN no tuvieron representación matemática por tanto no fueron posibles de obtener.

Tabla 5.1.13 – Parámetros Económicos Sistema Geotermia Baja Entalpia

Localidad	N° Viviendas	VAN (MM$)
Puerto Williams (Cabo de Hornos)	400	1.183
Cerro Sombrero (Primavera)	46	486
San Gregorio	1.300	1.342

Fuente: Elaboración propia, CERE (2015);(*) Millones de pesos chilenos.

5.2 Evaluación de Costos de Prospección Eólica y de Instalaciones para generación de electricidad con energía Eólica

En capítulos anteriores, donde se ha analizado la disponibilidad del recurso eólico, se puede apreciar que existen sectores de la región en los cuales es necesario prospectar el recurso eólico, esto con miras a poder dimensionar en buena forma el aerogenerador que pueda aprovechar de mejor forma el viento existente. Sectores interesantes a prospectar se indican en la Figura 5.2.1

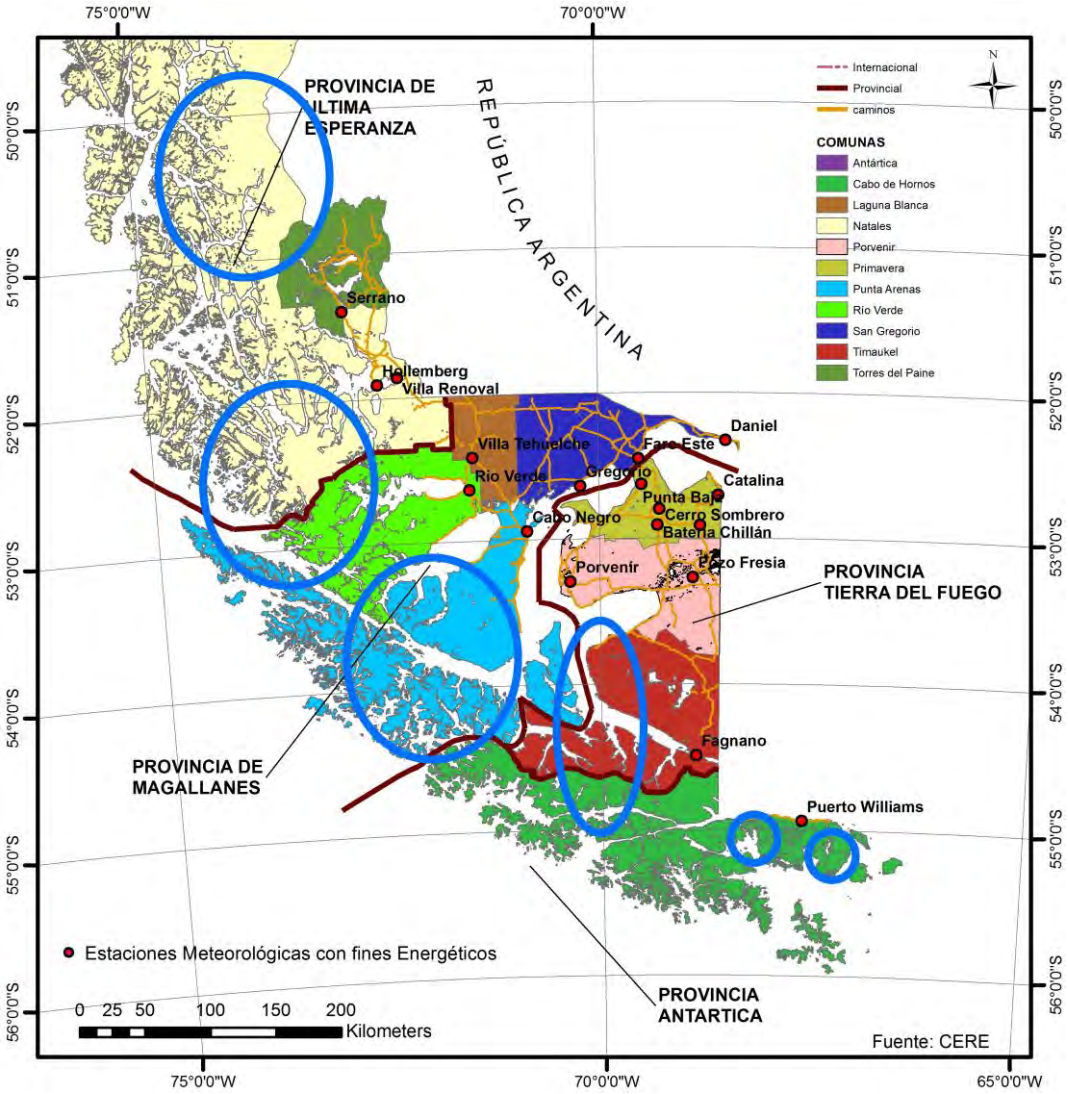


Figura 5.2.1- Sectores posible de prospectar recurso eólico.
Fuente: Elaboración propia, CERE (2015)

En ellos hay perspectivas para el aprovechamiento y desarrollo económico de recursos naturales de la XII Región, especialmente en relación a cultivos acuícolas y actividades turísticas. En estas áreas la topografía presenta complejidades que hacen que el viento tenga un comportamiento difícil de predecir mediante métodos y herramientas computacionales, con una precisión muy alta y resultados seguros para evaluar debidamente la factibilidad técnico-económica de proyectos de aerogeneración de electricidad. CERE ha desarrollado modelos de comportamiento eólico para las zonas del sector nororiente, tanto continental como en Isla Tierra del Fuego–que ha validado con los datos recogidos de estaciones; sin embargo, en el sector norponiente de la Región así como la zona sur-oriente de la isla Tierra del Fuego –una zona de fiordos y topografía compleja-tales modelos no son eficaces pues su resolución espacial (horizontal) no es mayor que 1 kilómetro y de 90 metros en la vertical. Esta apreciación es también válida para los exploradores eólicos –desarrollados por el Depto. de Geofísica de la Universidad de Chile- que ofrece el Ministerio de Energía en su sitio web, donde se reportan estimaciones de velocidad a varias alturas que tienen un buen nivel de concordancia (factor de correlación del 74% con Desviación Standard de 1,1 m/seg), con datos medidos en estaciones ubicadas desde el Norte de Chile hasta el Sur de la isla Chiloé, resumiendo una precisión de cada mapa entre 0,6 y 1,0 m/seg.

Actualmente se han incorporado tecnologías de medición remota de velocidad y dirección de viento mediante equipos como SODAR (Sonic Detection And Ranging) o LIDAR (Light Detection And Ranging), que utilizan la emisión desde el suelo de ondas acústicas u ondas continuas o pulsadas de luz a través de láseres y su deriva Doppler para estimar la velocidad de viento a alturas de hasta 2 km, siendo más efectivos en los sitios de bajo ruido ambiental y moderada a alta humedad relativa. El SODAR es un sistema móvil, que resulta útil para relevamientos eólicos en terrenos llanos y complejos, pero su configuración y la preparación de la campaña de mediciones no es trivial, y requiere de operación con conocimientos y experiencia. Tiende a subestimar los valores de viento, y es dependiente del tipo de terreno y su funcionamiento no es satisfactorio en condiciones de precipitación, por lo que un calibrado previo -con una antena de medición existente ya que no es posible calibrarlos en túneles- es imprescindible. El LIDAR está basado en principios ópticos y sus aplicaciones principales han sido múltiples en sismología, geología y en aeronavegación, pero su aplicación a medición de viento es bastante más reciente que el SODAR. Tanto los sistemas SODAR como los LIDAR son tecnologías en permanente evolución, de un costo elevado inicial respecto a los sistemas convencionales: de 48.000 a 91.000 US$ según modelo para un equipo SODAR, más los costos de instalación y de procesamiento de datos, estimado en 4.500 US$/año. El LIDAR cuesta desde 91.000 US$ más los costos de uso y procesamiento (R. Oliva, Tesis Maestría Energías Renovables).

En conclusión, sobre la base de datos desde estimaciones obtenidas con modelos de viento y estaciones anemométricas básicas, se requiere diseñar un plan de evaluación del recurso eólico en zonas precisas de potencial económico que permita completar los antecedentes que ya se cuentan, con estaciones que no requieren medir a más de 30 y 50 m.s.n.s; y en torno de las

ciudades o centros poblados mayores –Pto. Natales, Porvenir, hacer campañas con sistemas anemométricos de gran altura para conseguir antecedentes completos orientados al diseño de proyectos eólicos de gran potencia. Con la información que se recolecte –y que sirva asimismo para validar estimaciones de modelación computacional- debería implementarse en el futuro cercano un Mapa de potencial eólico de la XII Región, el que se podrá incorporar al Explorador del Ministerio de Energía (y al que también se podrá acoplar información espacial del potencial de recursos como el solar, potencial maremotriz e hídrico y otros de interés). El detalle del plan de evaluación del recurso eólico recomendado se adjunta en ***ANEXO E.2.1***.

5.2.1 Equipamiento para la Prospección del Recurso Eólico

- **Instalación de torre de 80 metros sobre el nivel del suelo para prospección del recurso eólico.**

Para realizar una prospección con miras a la instalación de un aerogenerador, se recomienda medir potencial eólico a 80 o 60 metros sobre el nivel del suelo. El análisis de costos incluye suministro, transporte y montaje de torre de celosía de 80 y/o 60 metros; suministro, transporte y montaje de sensores de medición Clase 1 y equipo data logger para torre 80 metros; suministro, transporte y montaje del material auxiliar necesario.

Dentro de las consideraciones de la obra, el alcance de los suministros y trabajos considera a lo menos: suministro de los materiales necesarios y equipos de medición; transporte hasta el punto de obra; instalación de la torre; puesta en marcha y comprobación del sistema; realización de informe por estación en el que se incluye reportaje fotográfico, alturas de instrumentos, orientación de soportes y sensores y toma de datos instantáneos.

El plan de trabajos es orientativo y varía en función de la fecha del plazo de entrega de materiales por parte de los fabricantes. Puede establecerse como plazo medio estimado entre cuatro-seis semanas desde la fecha de cumplimiento del primer hito de pago para el comienzo del primer montaje.

5.2.2 Costos de Prospección del Recurso Eólico

Los costos de inversión para prospectar recurso eólico, según las consideraciones de altura de la torre de medición, se indican, en la Tabla 5.2.1 para una altura de 80 metros, y 60 metros, sumados los costos de instrumentación. En ***ANEXO E.2.2***, se muestra detalle de valoración de costos.

Tabla 5.2.1 – Costos instalación de torres de prospección recurso eólico.

ITEM	Ejecutor	Monto ($)
Instalación de Torre de prospección de potencial eólico a 80 metros s.n.s.	IDNAMIC (representantes en Chile de NRG System)	$ 24.763.301 + IVA
Instalación de Torre de prospección de potencial eólico a 60 metros s.n.s.	IDNAMIC (representantes en Chile de NRG System)	$22.415.703 + IVA.
Instrumentación Kit NRG Symphonie Plus 3	IDNAMIC representantes en Chile de NRG System)	$ 6.932.356. + IVA

Fuente: Elaboración propia, CERE (2014)

Se aconseja adquirir el ítem de electrónica e instrumentación, porque para un estudio de prospección de potencial eólico, con el objetivo final de instalar un parque eólico, se exige realizar mediciones con equipos debidamente calibrados, que es lo que ofrecen empresas externas, con instalación de anemómetros a 3 alturas, y dirección de viento también a 3 alturas.

Importante destacar, que si se trata de instalación de torres de a lo más 30 o 40 metros, el costo de construcción e instalación de una estación se puede hacer con mano de obra local a menos de la mitad del costo indicado.

5.2.3 Evaluación de Instalaciones para Generación de Electricidad con Energía Eólica

Para la estimación de la inversión en infraestructura e instalaciones necesarias para generar y transportar la producción eléctrica de los aerogeneradores a los centros de consumo de interés en la región, el análisis se realiza separando los sistemas productivos en dos grandes tipos:

a) **Sistemas para redes eléctricas aisladas de potencia igual o mayor a 1 MW**
b) **Sistemas para localidades con redes eléctricas aisladas de potencia menor a 1 MW**

En los dos sistemas a analizar, se considerarán los siguientes criterios de inversión para proyectos eólicos:

- **Sistemas con redes eléctricas aisladas de potencia igual o mayor a 1 MW.**

Se realizaron las suposiciones siguientes, tal como se muestra en la Tabla 5.2.2, las cuales se detallan en Capitulo de Análisis de Escenarios.

Tabla 5.2.2 – Criterio y Suposiciones para Estimaciones Eólicas > 1 MW

a) Crecimiento de la demanda por energía eléctrica:	Extrapolación de estimaciones (hasta 2020) de EDELMAG para sistemas de ciudades que sirve, a tasa anual semejante.
b) Relación generación/consumo:	Aprox. 1,05, actual
c) Penetración eólica media anual:	
2018 a 2035	35%, sin costos mayores de control
2035 en adelante	50 %, sin costo adicional significativo
d) Proyección de Variación de Costos de Inversión :	
2035	- 20%
e) Factor de Planta de equipos:	47%
f) Disponibilidad técnica de equipos:	95%

Fuente: Elaboración Propia, CERE (2014)

La penetración instantánea de potencia de los aerogeneradores a una red puede ser elevada: en la central de Pto. Stanley (Islas Falklans), la penetración media de energía más alta durante una hora fue de 73%; la penetración media máxima en una semana de 45% y la penetración media anual, del 33%[71]. Todos estos valores se alcanzaron sin agregar a la central de generación eléctrica a diésel componentes de control sofisticados ni costosos, por lo que se puede asumir como criterio técnico-económico de diseño probado la conexión segura de aerogeneradores a un sistema base térmico (con máquinas de combustión) para reemplazar hasta un 30% a 35% de la producción anual. Este criterio maximiza la inyección de aeroelectricidad y minimiza el capital ocioso consiguiente en períodos de bajo viento, en los que el sistema base térmico –dimensionado para cubrir totalmente la demanda incluso las de períodos estacionales de invierno y los consumos *peak*- debe hacerse cargo de toda la generación, a costo de operación del combustible en uso. Obviamente, si el costo evitable de operación de una central convencional a combustible es mayor que el costo medio de generar aprovechando la abundancia y alta ocurrencia de los vientos, se va a lograr una rebaja en el costo medio de la electricidad, aparte de los beneficios directos ambientales y de los indirectos asociados a independencia y seguridad energética, uso de recursos locales y promoción del turismo sustentable. En las condiciones actuales de disponibilidad y costos de combustibles utilizados en las centrales de generación eléctrica de la XII Región, la generación de aeroelectricidad resulta a costos competitivos con el gas natural y respecto de otros hidrocarburos de mayor valor como diésel y, especialmente, si se le suman los beneficios indirectos[72] .

Sobre la base de lo anterior y procurando alcanzar una matriz eléctrica para la XII Región que aproveche al máximo su abundante recurso eólico- es razonable suponer que el progresivo

[71] *Glenn Ross, Gerente empresa eléctrica de Falkland Is., Nov. 2014.*
[72] *MásEnergía, 2011.*

avance tecnológico de los equipos de aerogeneración permitirá ir aumentando la proporción de su aporte a una red y, paralelamente, ver rebajados los costos de inversión, gracias a mejoras tecnológicas, incluyendo componentes de control más eficientes. Considerando además que la vida útil técnico-económica de los aerogeneradores es de unos 15 a 20 años, para las características de la XII Región, se plantea una visión de mediano/largo plazo que se podría reflejar en el siguiente calendario de actividades relacionadas con la inyección de aerogeneración de electricidad en las redes mayores:

Tabla 5.2.3 – Calendario para Incorporación de Electricidad Eólica en sistemas comunales

	2015	2016	2017	2018	2020	2034/35	2050
Medición y evaluación del recurso eólico	PA PN PP PW PD CS	PA PN PP PW PD CS					
Diseño y Construcción de Parques Eólicos		PA CS PD	PA PN PP PW PD CS				
Generación de aeroelectricidad e inyección a redes			CS PD	PA PN PP PW PD CS	PA PN PW		
Reemplazo de equipos originales						PA PN PP PW PD CS	
Aumento de equipos en Parques						PA PN PP PW PD CS	

Nomenclatura: PA - Sistema eléctrico de la ciudad de Punta Arenas
PN - Sistema eléctrico de la ciudad de Puerto Natales
PP - Sistema eléctrico de la ciudad de Porvenir
PW - Sistema eléctrico de la ciudad de Pto. Williams
PD - Sistema eléctrico de la localidad de Punta Delgada
CS - Sistema eléctrico de la localidad de Cerro Sombrero

En la tabla anterior se definen plazos más amplios -1 a 2 años de registros, a dos alturas de 40 y sobre 60 msns en algunos sitios- para la medición y evaluación del recurso eólico en cercanías de Pto. Natales, Pto. Porvenir y Pto. Williams, dado que no se cuenta con series de datos a alturas de buje de los aerogeneradores de mayor potencia. Los datos que se disponen para las cercanías de Pta. Delgada y especialmente, Cerro Sombrero, permiten abordar más prontamente el diseño de las instalaciones y adelantar su entrada en producción, dado que se trata de equipos de menor envergadura y más simple instalación y a menor altura. Sobre la base de lo anterior, es posible proyectar que en los sistemas eléctricos de las ciudades principales podrían recibir aeroelectricidad a contar del año 2017 o 2018, a penetraciones del orden de 35% anual, considerando que la construcción de un parque de 10 máquinas puede concretarse en un período

menor a un año hasta fase de producción, siempre que se haya hecho la compra oportunamente, normalmente dentro del plazo previo de cerca de un año, por disponibilidad de equipos de parte de los fabricantes. La decisión de hacerlo dependerá de los resultados del análisis económico afinado, bajo parámetros de la realidad en ese momento especialmente en relación a la disponibilidad y precios del gas natural.

Hacia el año 2035 se estará alcanzando la vida útil técnico-económica de los equipos instalados antes del 2020 por lo cual deberá abordarse su reemplazo, y adicionar nuevas unidades que permitan aportar aeroelectricidad en la proporción óptima para el nuevo período de producción y cubrir la demanda aumentada. Se plantea el supuesto razonable que el costo total de inversión de equipos se habrá reducido en un 20% por razón de mejor competitividad de la industria eólica y que el rendimiento en términos de capacidad de penetración de energía a una red base, habrá pasado de 35 a un 50% manteniendo calidad del servicio eléctrico. En esa nueva realidad con más eficientes y flexibles sistemas de control en los equipos térmicos base de las Centrales, el más alto rendimiento de las máquinas eólicas podrá traducirse en un descenso notorio del costo del KWh eólico, mejorando significativamente el valor económico de su aporte a la red.

- **Sistemas de Localidades con redes eléctricas aisladas de potencia < 1 MW**

El análisis se realizará asociado al número de viviendas de cada localidad y a su crecimiento en el tiempo, y tomando en cuenta el aumento que se producirá progresivamente en cada vivienda, en la potencia demandada. Se estima que en el número de viviendas, se producirá para el 2050 un aumento gradual –de acuerdo a tasas históricas- que llegará hasta un 30% sobre el actual. Respecto de la demanda, se estima que para el año de horizonte del estudio, el aumento de la potencia demandada en cada vivienda, en promedio, será de un 35% respecto del actual:

Tabla 5.2.4 - Escenario futuro – suposiciones

a) Crecimiento viviendas	30%
b) Horas diarias de uso / micro red diésel eólico	24
c) Incremento en potencia promedio/vivienda	35%

Fuente: Elaboración Propia, CERE (2014)

Si bien el sistema eólico que puede implementarse para Puerto Williams, es de potencia inferior inicial a 1 MW, se incluirá en el análisis de las ciudades de cabecera comunal.

Los sistemas eléctricos aislados de Cerro Sombrero y Punta Delgada se analizarán por separado, por cuanto aunque su nivel de potencia es inferior a los de las ciudades principales de la Región, y claramente superior a las otras localidades aisladas, la proyección de sus consumos futuros es de

muy difícil precisión debido a los procesos de movilidad que ha significado un descenso de la población de Cerro Sombrero a la mitad, mientras que en Punta Delgada ha habido un aumento notable de población, asociada a faenas de exploración originadas en los CEOP, con un carácter temporal. Bajo un análisis particular se plantearán supuestos razonables que permitan estimar los consumos futuros y así poder diseñar sistemas eólicos para evaluar el costo y competitividad de su aporte eléctrico a esas redes.

En ***ANEXOS E.2.3 y E.2.4, E.2.5***, se entrega un detalle de los dos sistemas considerados y los escenarios de incorporación de energía eólica en ambos tipos de sistema.

A continuación se describen los escenarios tentativos de incorporación de energía eólica en ambos tipos de sistemas:

- **Proyecciones de Sistemas de redes eléctricas aisladas de potencia > 1 MW**

La potencia nominal del parque eólico a construir, debe ser tal que genere la proporción de energía deseada en cada año de operación: 35% a contar de 2018 y 50% para el año 2034 y siguientes. Como el factor de Capacidad del equipo y su disponibilidad de operación combinadas implican que la potencia real es un poco menos de la mitad de la nominal, es necesario instalar aproximadamente el doble de la potencia nominal.

Por otra parte, se proyecta la demanda de electricidad en cada sistema para cada año, sobre la base de las estimaciones de EDELMAG S.A. Para el año 2018 se requiere una demanda indicada en tabla siguiente, que conduce a los resultados de potencia eólica a instalar, que se indica:

Tabla 5.2.5 - PROYECCIÓN 2018 – Parques Eólicos en Ciudades en Magallanes

Localidad	Sistema de Generación Central	Consumo Eléctrico Estimado Total (MW h)	Energía Eólica Requerida con Penetración =35% (MW h)	Potencia Eólica Nominal Media Anual (MW)	Potencia Eólica Real a instalar FC=47% D=95% (MW)
1) Punta Arenas	Térmico /Eólico (T3)	226.829	79.390	9,06	20,30
2) Puerto Natales	Térmico /Eólico (T3)	36.252	12.688	1,45	3,24
3)Porvenir	Térmico /Eólico (T3)	25.943	9.080	1,04	2,32
4) Puerto Williams	Térmico /Eólico (T3)	4.574	1.601	0,18	0,41

Fuente: Elaboración Propia, CERE (2014)

Dado que la vida útil de los equipos a instalarse en 2018 se debería extender al menos hasta el 2034, y la estimación de demanda para el año 2035 es 23% superior y se espera instalar equipos que puedan inyectar hasta un 50% de la energía requerida, se deberá instalar en 2018 una potencia mayor que 20,30 MW y que optimice la generación eólica a inyectarse para una penetración anual del 35%, a lo largo de su vida. En la tabla siguiente se presentan los resultados para el año 2035:

Tabla 5.2.6 - PROYECCIÓN 2035 Parques Eólicos Ciudades en Magallanes

Localidad	Sistema de Generación Central	Consumo Eléctrico Estimado Total (MW h)	Energía Eólica Requerida con Penetración =50% (MW h)	Potencia Eólica Nominal Media Anual (MW)	Potencia Eólica Real a instalar FC=47% D=95% (MW)
1) Punta Arenas	Térmico /Eólico (T3)	278.275	139.137	15,9	35,6
2) Puerto Natales	Térmico /Eólico (T3)	65.551	32.775	3,7	8,4
3)Porvenir	Térmico /Eólico (T3)	44.728	22.364	2,6	5,7
4) Puerto Williams	Térmico /Eólico (T3)	7.867	3.933	0,4	1,0

Fuente: Elaboración Propia, CERE (2014)

Para el año 2050 se proyectan los siguientes valores:

Tabla 5.2.7. - PROYECCIÓN 2050 Parques Eólicos Ciudades en Magallanes

Localidad	Sistema de Generación Central	Consumo Eléctrico Estimado Total (MW h)	Energía Eólica Requerida con Penetración =50% (MW h)	Potencia Eólica Nominal Media Anual (MW)	Potencia Eólica Real a instalar Factor Capacidad=47% Disponibilidad =95% (MW)
1) Punta Arenas	Térmico /Eólico (T3)	323.668	161.834	18,5	41,4
2) Puerto Natales	Térmico /Eólico (T3)	91,783	45.892	5,2	11,7
3) Porvenir	Térmico /Eólico (T3)	61.494	30.747	3,5	7,9
4) Puerto Williams	Térmico /Eólico (T3)	10.772	5.386	0,6	1,4

Fuente: Elaboración Propia, CERE (2014)

De acuerdo a lo anterior, se seleccionará un tamaño de parques a instalar en 2018 que operará a lo largo de 20 años y representará la potencia más adecuada para proveer la energía a inyectar de 35% hasta el año 2034: para el sistema de Punta Arenas, un Parque de 27 MW instalado y operando en 2018 resulta óptimo en su producción hasta el 2035, año en que debería reemplazarse esta potencia. Entonces, se dispondrá de equipos de mejor rendimiento, capaces de acompañar al sistema base para inyectar hasta un 50% sin perturbar la calidad del producto, y a un costo estimado de inversión inferior en un 20% al actual. De acuerdo a las proyecciones de demanda, para servir hasta el 2050 se requerirá una potencia eólica real de 41,4 (MW) a contar del 2035 y el parque –desde 2018 hasta 2050- operará cada año con producciones entre el 75% y el 100% de su capacidad real.

Para los sistemas de **Puerto Natales** y de **Porvenir** se formulan planes de implementación con criterios similares, para que las instalaciones a funcionar a contar de 2018, maximicen su producción.

En apartado posterior, se presentan los diseños de equipos a instalar en cada localidad y los resultados de producción esperables, y los costos correspondientes de generación conjunta del sistema térmico-eólico. De la comparación será posible concluir respecto de la conveniencia de aportar electricidad aerogenerada a los sistemas eléctricos de la XII Región.

- **Escenarios en Localidades con redes eléctricas aisladas de potencia < 1 MW**

De acuerdo a las suposiciones planteadas en la Tabla 5.2.4, y con un análisis basado en la generación actual como se indica en el ***ANEXO E.2.4***, para las localidades de menor tamaño, el CERE ha reunido estimaciones basadas en Nº de viviendas y horas informadas de operación del sistema. En el escenario futuro (1) se ha supuesto un crecimiento del número de vivienda del 30% y un simultáneo incremento de la potencia promedio demandada por la vivienda. La disponibilidad, utilizando sistemas híbridos diésel/eólicos se incrementa a 24 horas, por lo cual es habitual un aumento tanto del consumo por vivienda como la afluencia de nuevos habitantes al mejorar la calidad de vida de la comunidad. Los resultados se transcriben en la Tabla 5.2.8.

***Tabla 5.2.8 - Escenario (1) - Localidades Aisladas en Magallanes* de potencia < 1 MW**

Localidad	Comuna	Generación	Generación =G (kWh)	Horas diarias (h)	Horas anuales (h)	Nro. de viviendas	P. Prom[73] (kW)	P. Prom por vivienda (kW)
5) Villa Renoval	Natales	Diésel /Eólico (T2)	173.745,00	24,0	8.760,0	29	19,83	0,69
6) Puerto Prat		Diésel/Eólico (T1) **	47.502,00	24,0	8.760,0	8	5,42	0,70
7) Seno Obstruccion		Diésel/Eólico (T1)	63.180,00	24,0	8.760,0	10	7,21	0,69
8) Puerto Eden		Diésel /Eólico (T2) ***	118.462,50	24,0	8.760,0	20	13,52	0,69
9) Cerro Castillo	Torres del Payne	Diésel /Eólico (T2)	402.414,48	24,0	8.760,0	66	45,94	0,69
10) Cerro Castillo (NR)		Diésel /Eólico (T2)	539.922,24	24,0	8.760,0	25	61,63	2,50
11) Villa Rio Serrano		Diésel	--	--	--	--	--	--
12) Villa Tehuelches	Laguna Blanca	Diésel /Eólico (T2)	757.458,00	24,0	8.760,0	126	86,47	0,69
13.a) Punta Delgada *	San Gregorio	Térmico **** /Eólico (T3)	10.257.624	24,0	8.760,0	1690	1.170,96	0,69
13.b) Cerro Sombrero	Primavera	Térmico **** /Eólico (T3)	6.744	24,0	8.760,0	458	770	0,6
14) Villa Ponsomby	Rio Verde	Diésel /Eólico (T2)	165.695,40	24,0	8.760,0	27	18,92	0,69
15) Villa Cameron	Timaukel	Diésel /Eólico (T2)	520.767,00	24.0	8.760,0	86	59,45	0,69
16) Pampa Guanaco		Diésel/Eólico (T1)	15.795,00	24.0	8.760,0	3	1,80	0,69
17) Puerto Toro	Cabo de Hornos	Diésel /Eólico (T2)	165.700,08	24.0	8.760,0	27	18,92	0,69

Fuente: Elaboración Propia, CERE (2014)

(*) Punta Delgada: Sistema aislado con provisión de ENAP, excede 1 MW (se analiza con ciudades)
(**) Diésel/Eólico (T1): Sistema híbrido micro diésel / eólico, potencia hasta 10kW, con inversor/es monofásicos y banco de baterías convencional
(***) Diésel /Eólico (T2): Micro red híbrida trifásica diésel / eólica, potencia hasta 150kW, con sistema de control automático.
(****) Térmico/Eólico (T3): Parques eólicos convencionales conectados a redes trifásicas térmicas (gas/diésel) aisladas, con potencia > 1MW y mínimo control adicional

En ***ANEXO E.2.5***, se incluye una descripción de los sistemas híbridos supuestos para localidades con redes eléctricas aisladas de potencia < 1 MW.

[73] *Potencia Promedio*

5.2.4 Generación de Electricidad con Parque Eólicos

En Anexo E.2.6 se resumen las características de sistemas de generación eléctrica en capitales comunales de provincias, y de acuerdo a lo indicado en dicho anexo, se calculó la potencia de aerogeneración que es segura de inyectar en los sistemas térmicos de cada ciudad, bajo el criterio de un 35% de penetración máxima, como promedio anual en la potencia del conjunto. Dado que los aerogeneradores tienen un Factor de Planta del orden del 50% en las localidades de la XII Región que están expuestas a los vientos dominantes desde el Oeste –Sector Seno Otway/Cabo Negro; Puerto Natales, Porvenir- se debe instalar una potencia nominal de un poco más del doble de la real requerida.

A fin de considerar el crecimiento del parque generador de las ciudades de la Región, hasta el horizonte de análisis del 2050, se presenta la proyección de la demanda por electricidad sobre la base de las cifras estimadas –hasta el 2020- por la empresa EDELMAG S.A., según lo indicado en Informe de Avance N°1, y presentadas en la siguiente Tabla 5.2.9.

Tabla 5.2.9 – Proyecciones E. Eléctrica XII Región – EDELMAG S.A.

Central	2015	2016	2017	2018	2019	2020
Punta Arenas						
Venta final MWh	217.754	220.771	223.801	226.829	229.855	232.881
Puerto Natales						
Venta final MWh	30.123	32.409	34.369	36.252	37.721	38.801
Porvenir						
Venta final MWh	22.119	23.586	24.768	25.943	26.849	27.749
Puerto Williams						
Venta final MWh	3.993	4.187	4.380	4.574	4.768	4.961

Fuente: EDELMAG S.A. (2013)

Sobre la base de estas cifras, se continuó la proyección a las mismas tasas anuales, resultando la Tabla 5.2.10 siguiente de demandas quinquenales, extractada de la serie completa hasta 2050 que se presenta en ***ANEXO E.2.6*:**

Continuación Tabla 5.2.10 – Proyecciones Demanda Eléctrica

Central	2025	2030	2035	2040	2045	2050
Punta Arenas						
Venta final MWh	248.012	263.143	278.275	293.406	308.537	323.668
Puerto Natales						
Venta final MWh	48.062	56.806	65.551	74.295	83.039	91.783
Porvenir						
Venta final MWh	33.552	39.140	44.728	50.317	55.905	61.494
Puerto Williams						
Venta final MWh	5.930	6.898	7.867	8.835	9.803	10.772

Fuente: Elaboración Propia, CERE (2014)

A partir de dicha proyección, se estimaron los valores de potencia necesarios de ir instalando en aerogeneración bajo los siguientes criterios:

- Se permite una penetración de aeroelectricidad de un máximo en torno al 35% para los sistemas de mayor potencia –Punta Arenas, Puerto Natales, Porvenir- el que se aumenta hasta 50% a contar del año 2035. Para el sistema de Puerto Williams se permitirá una penetración media anual del 30% hasta el 2035; de allí en adelante se espera inyectar hasta 40% sin costos adicionales en control, gracias a mejoras tecnológicas esperables.

- Se considera en el diseño máquinas de 1,8 MW de potencia (del tipo Vestas V90) y de 0,85 MW (tipo Vestas V52, como las del parque Cabo Negro) para los sistemas de mayor potencia. Para inyectar aeroelectricidad al sistema a diésel de Puerto Williams, se consideran máquinas de 275 kW (Vergnet, autoelevables, MP275); también algunas unidades para el sistema de Porvenir, a fin de asegurar una operación fluida del conjunto en períodos de baja demanda entre días y estacional.

- Se considera que el factor de Planta de las máquinas de 1,8 MW y 0,85 MW a ser utilizadas en Punta Arenas, Puerto Natales y Porvenir es de 47%; el de las máquinas de 275 KW para inyectar al sistema aislado de Puerto Williams –y sobre la base de mediciones parciales en un solo sitio estudiado por CERE-UMAG- se considera del 30% para esos aerogeneradores.

- Sobre la base de antecedentes medidos en Parques de Puerto Stanley (Islas Falklans) y 'Cabo Negro' (Punta Arenas), se considera una disponibilidad para el funcionamiento de los aerogeneradores del orden del 95%; para los aerogeneradores de 275 KW se utilizará un factor de 90%

Sobre la base de los criterios anteriores, aplicados a la demanda por electricidad proyectada, la potencia eólica a inyectar será la siguiente, presentada en periodos quinquenales:

Tabla 5.2.11 – Estimación los valores de potencia eólica requeridos (MW)

Localidad	**Potencia Eólica a instalar, Nominal 2018**		**Potencia Eólica a instalar, Nominal 2020**		**Potencia Eólica a instalar, Nominal 2025**		**Potencia Eólica a instalar, Nominal 2030**	
Central	Potencia Requerida.	Potencia Nominal	Potencia Requerida.	Potencia Nominal	Potencia Requerida.	Potencia Nominal	Potencia Requerida.	Potencia Nominal
Punta Arenas	9,92	**22,22**	10,19	**22,82**	10,85	**24,30**	11,51	**25,78**
Natales	1.32	**2,95**	1.46	**3.26**	2,10	**4.71**	2.49	**5,57**
Porvenir	0.97	**2,17**	1.04	**2.33**	1.47	**3,29**	1.71	**3.84**
Puerto Williams	0.15	**0.55**	0.19	**0.65**	0.22	**0.82**	0.26	**0.96**

Fuente: Elaboración Propia, CERE (2014)

Continuación Tabla 5.2.12 – Estimación los valores de potencia eólica requeridos (MW)

Localidad	**Potencia Eólica a instalar, Nominal 2035**		**Potencia Eólica a instalar, Nominal 2040**		**Potencia Eólica a instalar, Nominal 2045**		**Potencia Eólica a instalar, Nominal 2050**	
Central	Potencia Requerida	Potencia Nominal	Potencia Requerida	Potencia Nominal	Potencia Requerida	Potencia Nominal	Potencia Requerida	Potencia Nominal
Punta Arenas	17,39	**38,95**	18,34	**41,07**	19,28	**43,19**	20,23	**45,31**
Natales	3,28	**7,34**	3,71	**8,32**	5,19	**11,62**	5,74	**12,85**
Porvenir	2,24	**5,01**	2,52	**5,63**	3,49	**7,83**	3,84	**8,61**
Puerto Williams	0.39	**1.46**	0,44	**1.64**	0,49	**1,82**	0.54	**1,99**

Fuente: Elaboración Propia, CERE (2014)

De acuerdo a la proyección descrita de demanda –y con los criterios de que sea posible una penetración anual de aeroelectricidad en cada sistema del 35% hasta 2034 y de 50% a contar del 2050- se diseña el parque de equipos eólicos a instalar para cada sistema. Considerando que la vida útil técnica de los equipos sea de casi 20 años en las condiciones de la región, se deberá instalar una potencia inicial en equipos eólicos (en 2018 app.) que permita cubrir las demandas por electricidad eólica por los siguientes años (hasta 2034), minimizando el capital ocioso; se considera óptimo que un parque esté operando a una capacidad en torno del 80% o más a lo largo de cada año. Para el año 2050, se deberá implementar el reemplazo de los equipos por otros de mejor tecnología y costo inferior en un de un estimado 20% y agregar la potencia necesaria para repetir el servicio por los veinte años siguientes.

Para el cálculo de producción de aeroelectricidad se seleccionan tres tipos de equipos, sobre la base de la oferta de máquinas Clase 1 (para vientos como en la Patagonia) y la experiencia ya alcanzada en latitudes australes, junto a la necesidad de potencia por unidad:

- Aerogenerador marca VESTAS (origen: Dinamarca) modelo V52 de potencia nominal 850 KW, para ser instalado a 45-50 metros de altura de su buje, cuyo rendimiento, confiabilidad y costos de operación están probados en la operación exitosa del Parque Cabo Negro, construido por la empresa METHANEX Chile S.A. en 2010 con 3 aerogeneradores para una potencia nominal total de 2,55 MW. El costo por equipo instalado, incluyendo transformadores y líneas de conexión con el sistema básico de la Planta fue de 2.994 US$ /kW; el costo de operación y mantenimiento reportado es de US$ 154.500 por año.

- Aerogenerador marca ENERCON (origen: Alemania) modelo E44 de potencia nominal 900 KW para ser instalado a 35-40 metros de altura de su buje. Las propiedades técnicas de esta tecnología –ideal para condiciones de vientos fuertes (Clase 1) y sistemas aislados de tamaño mediano- han sido ampliamente probadas en las Islas Falklans bajo condiciones meteorológicas similares, en la instalación de la Central eléctrica de Puerto Stanley que posee 6 aerogeneradores de este tipo.

- Aerogenerador marca Vergnet, modelo MP275, de 275 KW, con torre abatible, el que ha sido especialmente desarrollado para operar en islas tropicales afectas a meteorologías de cambios muy drásticos, hasta tormentosas. El equipo es ideal para condiciones muy alejadas de servicios como en Tierra del Fuego y Puerto Williams; su tamaño de potencia permite adicionar unidades especialmente en sistemas de baja potencia y crecimiento limitado de la demanda.

En ***ANEXO E***, tablas E.2.12, se incluye la estructura de cada Parque y sus rendimientos anuales, para los escenarios del 2018, 2020, 2025. 2030, 2035, 2040, 2045 y 2050.

5.2.5 Sistemas eléctricos de Cerro Sombrero y Punta Delgada

a) Sistema Eléctrico de Cerro Sombrero

En el caso de la Central Sara que alimenta la localidad de Cerro Sombrero, y a falta de información que permita proyectar la demanda por electricidad, se supone un crecimiento similar al de otras localidades aisladas, cuyo suministro es provisto por los municipios, es decir 10% de aumento sobre el consumo actual para el año 2035, y 20% para el año 2050. La proyección es muy estimativa por cuanto la localidad ha venido experimentando un proceso de despoblamiento y, por otra, de tercerización de servicios lo que ha determinado un aumento ligero de las actividades empresariales a nivel de microempresas.

En el año 2013 la generación eléctrica fue 6.744 MWh, lo que indica una potencia media de 0,77 MW, el peak de potencia fue de 1,0 MW. Se pretende una penetración anual de electricidad eólica de un 30% para reemplazar la electricidad producida por la combustión a gas natural, lo que implica una potencia a instalar del orden de 0,52 MW en máquinas eólicas. Por las características de la localidad y del sistema es conveniente seleccionar máquinas de 275 kW cada una, autoelevables, de Clase I.

Desde la perspectiva técnica, se puede suponer que a medida que transcurra el tiempo los avances tecnológicos tanto en la generación de los molinos eólicos como en la electrónica del control de operación de los sistemas híbridos, permitirá que el aporte de la aeroelectricidad sea mayor que el 30% ahora adoptado. Ello significará una mejora en el rendimiento económico de los sistemas y mayor competitividad de los aerogeneradores. En la proyección de aportes de la electricidad aerogenerada se considera este factor mediante permitir penetraciones medias anuales diez puntos superiores al 30% a contar de la década del 2030.

Para el caso de la Central Sara, alimentada con moto-generadores a gas natural se proyecta la siguiente producción de aeroelectricidad, con los criterios antes establecidos de penetración eólica:

Tabla 5.2.13 – Proyección de Producción Eólica para Cerro Sombrero

Año	Estructura Parque n x KW	Potencia Eólica a instalar 2018 (MW)	Parque Eólico Total (MW)	Energía total generada por parque (MWh)	% de Consumo cubierto con eólica (%)
2018	2 x 275	0,55	0,55	2.100,0	31,1%
2035	1 x 275	0,275	0,83	3.000,0	40,4%
2050	1 x 275	0,275	1,10	3.300,0	40,8%

Fuente: Elaboración Propia, CERE (2014)

a) Sistema eléctrico de Punta Delgada

En tamaño, el sistema es semejante y del mismo nivel que el de Cerro Sombrero. Por otra parte, la situación socio-económica de la comuna ha tenido un repunte muy fuerte en los últimos años en atención a las actividades de exploración petrolera, lo que ha provocado un aumento de la población –flotante en una gran proporción- y mayor demanda por servicios, entre ellos los de servicio eléctrico. Ante la incertidumbre del desarrollo futuro que pueda seguir teniendo Punta Delgada en aspectos de demanda por electricidad, se opta por asumir un comportamiento de crecimiento suave con un 15% para el 2035, y de un 30% hacia el 2050.

En el año 2013, la potencia media de Punta Delgada fue de 0,67 MW con un consumo total de 5.869 MWh. Para una penetración de aeroelectricidad del 30% hasta 2035 y de 40% de allí en adelante, se requieren potencias eólicas como se indica en tabla siguiente, que están basadas en máquinas de 275 kW por unidad:

Tabla 5.2.14 – Estimación de Producción Eólica para Punta Delgada

Año	Estructura Parque n x KW	Potencia Eólica a instalar 2018 (MW)	Parque Eólico Total (MW)	Energía total generada por parque (MWh)	% de Consumo cubierto con eólica (%)	Demanda Total Estimada (MWh)
2018	3 x 275	0,55	0,55	2.100,0	31,1%	6.744
2035	1 x 275	0,275	0,83	3.000,0	40,4%	7.418
2050	1 x 275	0,275	1,10	3.300,0	40,8%	8.902

Fuente: Elaboración Propia, CERE (2014)

5.2.6 Estimación de Inversiones en Instalaciones Eólicas

- **Estimación de Inversiones para sistemas híbridos supuestos para localidades con redes eléctricas aisladas de potencia < 1 MW**

Sólo se considerarán las inversiones requeridas para los sistemas Tipo 1 y 2.

Inversiones requeridas para Sistemas tipo 1 (T1): Para este caso se analizarán los sistemas indicados 6) (Puerto Prat), 7) (Seno Obstrucción) y 16) (Pampa Guanaco). Los dos primeros se encuentran en la zona de influencia de Puerto Natales, sobre las áreas costeras de los fiordos. Para las dos primeras ubicaciones se han utilizado mediciones de viento de la zona de Natales. Para la segunda, ubicada al sur de Tierra del Fuego, se ha utilizado una medición independiente que por la ubicación a una altura de 10 m da un promedio anual bastante inferior a las anteriores. Los tres sistemas tienen requerimientos inferiores a 10 kW, por lo que se resuelven con sistemas de almacenamiento en baterías de 48 V, reguladores de carga e inversor monofásico de salida 220 V/50 Hz. La tabla de costos para dichos sistemas se muestra a continuación:

Tabla 5.2.15 - Parámetros y Costos para Sistemas Tipo 1 (T1)

Localidad	Subtipo Generación	Aerogen. Cantidad	Aerogen. Potencia (W)	Aerogen. Energía media/mes (kWh/mes)	Vel_Viento @10 m (m/s)	Banco 48V Capacidad (Ah)	Inversor P nom (W)	Diésel S nom (kVA)
6) Puerto Prat	Diésel/Eólico (T1c)	2	6.000,0	1.250,0	6,2	2.000,0	10.000,0	14,0
7) Seno Obstrucción	Diésel/Eólico (T1b)	3	6.000,0	1.250,0	6,2	3.000,0	10.000,0	14,0
16) Pampa Guanaco	Diésel/Eólico (T1a)	1	6.000,0	850,0	5,2	1.000,0	10.000,0	14,0

Fuente: Elaboración Propia, CERE (2014)

Continuación Tabla 5.2.15 - Parámetros y Costos para Sistemas Tipo 1 (T1)

Localidad	P_Prom (kW)	G (mes) (kWh/mes)	G (eólica) (kWh/mes)	% G Eólica (%)	Costo Base (CB) (US$)	Costo Turbina Adicional (US$)	Costo Total (US$)
6) Puerto Prat	5,42	3.958,5	2.500,0	63,16 %	185.380,0	51.000,0	236.380,0
7) Seno Obstrucción	7,21	5.265,00	3.750,0	71,23 %	206.770,0	102.000,0	308.770,0
16) Pampa Guanaco	1,80	1.316,25	800,0	60,78 %	163.990,0	0,0	163.990,0

Fuente: Elaboración Propia, CERE (2014)

Salvo para el caso de Pampa Guanaco, los sistemas requieren más de un generador eólico de 6 kW nominales. Se los ha diferenciado de acuerdo a su capacidad en T1a (Aerogenerador 1 x 6 kW, 1.000 Ah baterías en 48V), T1b (2 x 6 kW, 2.000 Ah) y T1c (3 x 6 kW, 3.000 Ah). En todos los casos se ha supuesto el mismo inversor de 10 kW y la compra de un generador diésel de capacidad suficiente (en este caso 14 KVA). Se ha considerado un aporte de energía de los sistemas eólicos de entre 60 y 71% para los tres casos, el resto suministrado por los equipos térmicos. En Anexo E, se realiza un detalle de componentes y se incluye un esquema descriptivo eléctrico.

Las consideraciones de costo se basan en información obtenida de estudio realizado para la Subsecretaria de Energía, denominado "Desarrollo de especificaciones técnicas para aerogeneradores para su implementación en electrificación de postas y escuelas públicas, Región de Magallanes y la Antártica Chilena" (2013), aquí se presentó el presupuesto de dos oferentes e incluyen los costos de traslado, mano de obra y comisionamiento de los sistemas completos. El costo de agregado de turbinas se basó en consulta a los fabricantes. El almacenamiento dimensionado en baterías tipo 2 V tubulares estacionarias AGM basta para el sostenimiento de la carga sin aportes del motor diésel ni viento entre 12 (sistemas más grandes) y 24 horas (sistema Pampa Guanaco), no se ha considerado un almacenamiento de mayor tamaño para mantener los costos acotados. Si bien no se cotiza un sistema SCADA, sí se incluye un sistema de registro de variables básicas en memoria extraíble, para monitoreo de operación de los emplazamientos.

Inversiones requeridas para Sistemas tipo 2 (T2): Para este caso se analizarán los sistemas indicados en tablas como T2, mini-redes trifásicas y se los ha clasificado de acuerdo a la capacidad de equipos térmicos (diésel o gas) y la potencia nominal total de aerogeneradores y sus inversores tipo grid-tie. El dimensionamiento y sus fundamentos técnicos se describen en Anexo E.2.5b, y se ha realizado tomando como bases sistemas eólico-diésel en operación en condiciones similares (bajas temperaturas, fuertes vientos, dificultad de acceso, altos costos de combustible) según lo

descrito para Alaska. La tabla de sistemas dimensionados se muestran en dos secciones, en las tablas 5.2.16a y 5.2.16b, en las que se aprecia un detalle de los sistemas Tipo 2 (T2) para los emplazamientos entre 10 y 100 kW señalados. Se ha considerado en cada caso el viento promedio de mediciones cercanas, a una altura de 10 m.s.n.s, dado que las torres de los aerogeneradores Clase I raramente exceden los 12 metros, y en el caso de 15 kW, se utilizan hasta de 18 metros.

De acuerdo al número de aerogeneradores y potencia del sistema, se realizó el cálculo de costos, dividiendo en 5 subsistemas tipo (penetración promedio baja a moderada), las cuales se muestran en las tablas 5.2.17a y 5.2.17b. Cada sistema incluye aerogenerador, inversor trifásico tipo grid-tie y dos unidades diésel gemelas (para redundancia), con sistema de control, despacho y monitoreo tipo SCADA. El tipo de línea se adapta a las distancias del lugar y se supone pre-existente, dependiendo de la potencia involucrada y las distancias a cubrir. En Tabla 5.2.15, se puede observar que los costos por kW eólico (última columna) resultan del mismo orden de magnitud que los observados para sistemas más pequeños en Alaska.[74]

[74] *Fay, G; Schwörer, T; (ISER) and Keith, K (ACEP) "Alaska Isolated Wind-Diesel Systems: Performance and Economic Analysis",University of Alaska, June 2010*

Tabla 5.2.16a - Parámetros para Sistemas Tipo 2 (T2)

Localidad	Subtipo Generación	Generación=G (kWh)	Horas diarias (h)	Horas Anuales (h)	N° Viviend.	Potencia Prom. (kW)	Generación (mes) (kWh/mes)	Veloc. Viento @10 m. (m/s)	FC estimado (%)
5) Villa Renoval	Diésel /Eólico (T2)	173.745,00	24,0	8.760,0	29	19,83	14.478,75	6,2	22,7
8) Puerto Edén	Diésel /Eólico (T2)	118.462,50	24,0	8.760,0	20	13,52	9.871,88	6,2	22,7
9) Cerro Castillo	Diésel /Eólico (T2)	402.414,48	24,0	8.760,0	66	45,94	33.534,54	6.3	23,04
10) Cerro Castillo (NR)	Diésel /Eólico (T2)	539.922,24	24,0	8.760,0	25	61,63	44.993,52	6,3	23,04
12) Villa Tehuelches	Diésel /Eólico (T2)	757.458,00	24,0	8.760,0	126	86,47	63.121,50	7,2	26,14
14) Villa Ponsomby	Diésel /Eólico (T2)	165.695,40	24,0	8.760,0	27	18,92	13.807,95	7,2	26,14
15) Villa Cameron	Diésel /Eólico (T2)	520.767,00	24,0	8.760,0	86	59,45	43.397,25	5,7	28,98
17) Puerto Toro	Diésel /Eólico (T2)	165.700,08	24,0	8.760,0	27	18,92	13.808,34	5,2	19,26

Fuente: Elaboración Propia, CERE (2014)

Tabla 5.2.16b (continuación) - Parámetros para Sistemas Tipo 2 (T2)

Localidad	FC Estimado (%)	N° Turbinas G 15 kW (Clase I) Generación_Eol.	Potencia Eólica N x 15 kW (Clase I) (kW)	Generación al mes N x 15 kW (Clase I) = FC*PS-720 (kWh)	G_Eol/G (%)
5) Villa Renoval	22,7	2,0	30,0	4.902,77	33,86
8) Puerto Edén	22,7	1,0	15,0	2.451,38	24,83
9) Cerro Castillo	23,04	3,0	45,0	7.465,61	22,26
10) Cerro Castillo (NR)	23,04	4,0	60,0	9.954,14	22,12
12) Villa Tehuelches	26,14	5,0	75,0	14.114,52	22,36
14) Villa Ponsomby	26,14	1,0	15,0	2.822,90	20,44
15) Villa Cameron	20,98	4,0	60,0	9.062,50	20,88
17) Puerto Toro	19,26	2,0	30,0	4.159,73	30,12

Fuente: Elaboración Propia, CERE (2014)

Tabla 5.2.17a- Cálculo Estimado de Costo Sistemas T2

Localidad	Subtipo Generación	Aerogenerador Cantidad (N°)	Aerogenerador Potencia (kW)	Sistema Control +SCADA	Inversor 3ph P nom (kW)	Diésel x 2 S nom (kVA)	Costo Base (CB) (US$)	Costo Turbinas (N)*WTC (US$)	Costo Total (US$)	Costo por kW eólico (US$/kW)
5) Villa Renoval	Diésel /Eólico (T2a)	2,0	15,0	1,0	30,00	50,0	64.000,0	255.000,0	319.000,0	10.633,33
8) Puerto Edén	Diésel /Eólico (T2d)	1,0	15,0	1,0	15,00	50,0	62.000,0	127.500,0	189.500,0	12.633,33
9) Cerro Castillo	Diésel /Eólico (T2e)	3,0	15,0	1,0	45,0	100,0	86.000,0	382.500,0	468.500,0	10.411,11
10) Cerro Castillo (NR)	Diésel /Eólico (T2c)	4,0	15,0	1,0	60,0	100,0	96.000,0	510.000,0	606.000,0	10.100,00
12) Villa Tehuelches	Diésel /Eólico (T2b)	5,0	15,0	1,0	75,0	150,0	110.000,0	637.500,0	747.500,0	9.966,67
14) Villa Ponsomby	Diésel /Eólico (T2a)	1,0	15,0	1,0	15,0	50,0	64.000,0	127.500,0	191.500,0	12,766,67
15) Villa Cameron	Diésel /Eólico (T2c)	4,0	15,0	1,0	60,0	100,0	96.000,0	510.000,0	606.000,0	10.100,00
17) Puerto Toro	Diésel /Eólico (T2a)	2,0	15,0	1,0	30,0	50,0	64.000,0	255.000,0	319.000,0	10.633,33

Fuente: Elaboración Propia, CERE (2014)

Todos los sistemas incluyen un costo base, que incluye un sistema base de control de encendido de máquinas térmicas, control de frecuencia y tensión y sistema SCADA para monitoreo remoto, una potencia total de inversores que depende de la potencia de la red y el número de aerogeneradores (se han supuesto todos de 15 kW, clase I) y una potencia de diésel a instalar más un cálculo de costos auxiliares de cableado, refugio e ingeniería. Dicho costo base se calcula de la siguiente manera:

Tabla 5.2.17b – Costo Estimado Base Sistemas Tipo 2 (T2)

Subtipo Generación	Sistema Control +SCADA	Control Costo (US$)	Inversor 3ph P nom (kW)	Inversor 3ph Costo (US$)	Diésel Snom (kVA)	Diésel Costo x2 (US$)	Auxiliares Costo (US$)	Total CB Costo Base (US$)
Diésel /Eólico (T2a)	1,0	25.000,0	30,0	4.000,0	50,0	20.000,0	15.000,0	64.000,0
Diésel /Eólico (T2b)	1,0	25.000,0	75,0	10.000,0	150,0	60.000,0	15.000,0	110.000,0
Diésel /Eólico (T2c)	1,0	25.000,0	60,0	8.000,0	120,0	48.000,0	15.000,0	96.000,0
Diésel /Eólico (T2d)	1,0	25.000,0	15,0	2.000,0	50,0	20.000,0	15.000,0	62.000,0
Diésel /Eólico (T2e)	1,0	25.000,0	45,0	6.000,0	100,0	40.000,0	15.000,0	86.000,0

Fuente: Elaboración Propia, CERE (2014)

El sistema de control puede ser alojado en un container y en muchos casos se podrá reutilizar la infraestructura de redes trifásicas existentes con alguna adecuación, por lo que no se han supuesto costos especiales para estos rubros. El aporte de los eólicos se reduce a un 25% de la energía (va de 20 a 34% según cada configuración) reduciendo de esta manera la penetración eólica posible en potencia a efectos de simplificar el control de la red y mantener acotados los costos.

Los 4 primeros casos incluyen emplazamientos en la zona de Natales y el Payne (Villa Renoval, Puerto Edén y Cerro Castillo, residencial y no residencial), donde se ha supuesto un promedio de viento similar. Para Villa Tehuelches y Villa Ponsomby se ha supuesto un promedio de viento mayor por su cercanía a la zona de Cerro Negro. Para Villa Cameron se supuso un promedio de viento similar al de Pampa Guanaco, una estimación probablemente conservadora, lo mismo que la estimación de viento para Puerto Toro.

❖ **Estimación de Costos de Transmisión - Extensión de Líneas Eléctricas**

De estudio realizado por MaBeCon-CERE para Parque Eólico Seno Otway, se obtuvo un presupuesto de 41.200 US$/km de línea. Se proyectó entonces una línea de 37 km de Pecket-Tres Puentes, a 66 kV, con 10 MVA de capacidad.[75]

Otro antecedente es el publicado por Informe de MásEnergía (2011) que indica un costo de 51.000 (US$/km de línea), en alta tensión. Un tercer antecedente indica 56.300 (US$/km de línea) para una línea en alta tensión de 66 KV con postes de concreto, según "Levantamiento de contenidos mínimos a considerar en la elaboración de las bases del Estudio de Valorización y expansión de los sistemas medianos, Mercados Energéticos y Symex para Comisión Nacional de Energía", (Octubre 2013).

❖ **Estimación de Inversiones para Parques Eólicos (Potencia >1 MW)**

De la experiencia adquirida por la empresa METHANEX Chile S.A. en la construcción, operación y mantenimiento del Parque Cabo Negro, en funcionamiento desde Enero 2011 con una potencia total de 2,55 MW y compuesto por 3 aerogeneradores V52 de 850 KW cada uno, se pueden obtener criterios de costos para la tecnología eólica.

Considerando un costo de inversión de 2.475 US$/KW, incluyendo líneas de alimentación a Central (Informe MásEnergía, p.41), con costo total por aerogenerador instalado de 850 KW de 2,104 MMUS$, que expresado por unidad de potencia da 2.475.000 US$/MW instalado. Se estima que la Vida útil es de 20 años. Usando un Factor de Recuperación de Capital a 20 años y tasa de 10% anual de 0,11746, resulta un Costo Anual Equivalente de capital invertido de 290.713 US$/MW eólico instalado. Sumando el Costo de Mantenimiento, estimado en 51.500 US$/MW/año, resulta un costo total anual total de **342.200 US$/MW** eólico instalado.

De acuerdo a experiencia en Parque Eólico en Falklans con Aerogeneradores de marca Enercon (origen: Alemania) modelo E33 de potencia nominal 330 KW, el costo total de la instalación resultó un valor unitario de 3.520 US$/KW, incluyendo una línea de 10 kilómetros para el transporte de la electricidad aerogenerada hasta la central térmica. Los costos de instalaciones eólicas en Islas Falkland son indudablemente mayores que para Magallanes, por razones de costos de transporte y de montaje. Además, la cifra unitaria para máquinas de inferior potencia resulta mayor que para el caso de aerogeneradores de potencia alta, por razones lógica de economía de escala en la fabricación. A este mismo respecto, otros antecedentes de precios de equipos indican valores de **327.684 US$/MW** como costo anual equivalente total, incluido mantenimiento, de máquinas de

[75] *Fuente: 2002 – Empresa Kipreos*

mayor potencia (Vestas V90 - 1,8 MW), algo inferior al de Parque Cabo Negro (Vestas V52 – 850 KW), como las que se propone usar.

Los equipos Vergnet de 275 KW considerados para los sistemas de baja potencia total, son tecnología apropiada para zonas remotas y de accesos complejos. No requieren de apoyo costoso de grúas para su montaje ni para su mantenimiento. De una cotización obtenida para nueve unidades para instalar cerca de Punta Arenas, se deduce un costo de 1.835 US$/KW, valor que se usará en las estimaciones de costo unitario de generación eólica.

Para una vida útil de 20 años, mantenimiento de 30.000 US$/año por máquina y tasa de uso de fondos del 10% anual, resulta un Costo Anual equivalente, total, de **215.500 US$/MW**, valor que se usará en las aplicaciones de aerogeneradores de 275 KW de potencia.

5.2.7 Estimación de Costos de Electricidad en Centrales con Parques Eólicos

Debido a la intermitencia del viento, y para asegurar la continuidad del suministro eléctrico a la ciudad, es necesario en centrales híbridas térmico-eólicas mantener operando de modo permanente el equipo base, lo que implica que siga consumiendo combustible aunque parte de la producción eléctrica sea provista por los aerogeneradores. Por ello, aunque se reemplace un 35 o 50% de la generación térmica total por electricidad eólica, no hay una reducción del mismo monto en los costos de producción sino en un porcentaje menor, el que depende de características técnicas del sistema conjunto de generación en cuanto a niveles de penetración máxima temporal admitida sin problemas de calidad del producto, así como de predecir los períodos de cada hora del día en se podrían producir intervalos de menor intensidad de viento y su coincidencia con una mayor demanda eléctrica, todo lo cual no es sencillo de calcular.

Dado que en el estudio se ha utilizado un precio para el gas natural menor que el real debido a la existencia histórica de un subsidio –el que es altamente probable sea modificado, hasta incluso desaparecer-, en la estimación del costo combinado de producción híbrida de electricidad se optó por el criterio de considerar que cuando se instalen aerogeneradores, la producción de éstos reemplazará totalmente la fracción correspondiente de la producción mediante máquinas térmicas con gas natural. Este supuesto compensa, de modo aproximado aceptable, el efecto del menor costo actual de generación mediante equipos térmicos que emplean este combustible, y se aplica a todos los sistemas de las cabeceras comunales con la excepción de Puerto Williams. En este caso, cuyos generadores eléctricos actualmente operan con combustible diesel a costos reales, se optó por considerar un menor nivel de penetración eólica –y de reemplazo de combustible- en la producción eléctrica del sistema.

a) Sistemas eléctricos de ciudades cabeceras comunales.

Finalmente, se indica que de acuerdo a los resultados de la posible configuración de las centrales de generación eléctrica bajo los criterios de inyectar el máximo técnico de electricidad aerogenerada –un 35% a 50% de la demanda en el tiempo, resultan los siguientes valores para los costos estimados, para cada localidad, con los criterios que se indican:

Tabla 5.2.18 - Costos de Generación en Sistema eléctrico de Punta Arenas con aerogeneración

Costo Gen. Eólica 2018 (US$/MWh)	Costo Gen. Eólica 2020 (US$/MWh)	Costo Gen. Eólica 2025 (US$/MWh)	Costo Gen. Eólica 2030 (US$/MWh)	Costo Gen. Eólica 2035 (US$/MWh)	Costo Gen. Eólica 2040 (US$/MWh)	Costo Gen. Eólica 2045 (US$/MWh)	Costo Gen. Eólica 2050 (US$/MWh)	Pot. Parque Eólico (MW)
111,3	108,4	102,0	96,2					27,0
				62,5	59,2	56,0	53,6	41,4
Precio ponderado del (KW h) generado								
90,6	89,6	87,3	85,3	70,9	69,3	67,7	66,5	

Fuente: Elaboración Propia, CERE (2014)

Condiciones del cálculo:

- Penetración eólica de 35% hasta 2034; desde 2035 es de 50%.
- El costo de inversión en reemplazo de equipos en 2035 es un 20% menor
- Potencia instalada en 2018 es de 27 MW; en 2035 la potencia total instalada es 41,4 MW
- Precio de electricidad generada con máquinas térmicas a gas natural se mantiene en 79,4 US$/KW para efectos de comparación (Más Energía, 2011).
- Se consideran equipos del tipo Vestas V90 de 1,8 MW a costo total instalado de 2.475 US$/KW.

Tabla 5.2.19 - Costos de Generación en Sistema eléctrico de Puerto Natales con aerogeneración

Costo Gen. Eólica 2018 (US$/MWh)	Costo Gen. Eólica 2020 (US$/MWh)	Costo Gen. Eólica 2025 (US$/MWh)	Costo Gen. Eólica 2030 (US$/MWh)	Costo Gen. Eólica 2035 (US$/MWh)	Costo Gen. Eólica 2040 (US$/MWh)	Costo Gen. Eólica 2045 (US$/MWh)	Costo Gen. Eólica 2050 (US$/MWh)	Pot. Parque Eólico (MW)
153,5	143,4	116,1	97,7					5,95
				100,7	88,9	79,6	72,0	12,6
Precio ponderado del (KW h) generado								
117,2	113,7	104,1	97,7	99,2	93,3	88,6	84,8	

Fuente: Elaboración Propia, CERE (2014)

Condiciones del cálculo:

- Penetración eólica de 35% hasta 2034; desde 2035 es de 50%.
- El costo de inversión en reemplazo de equipos en 2035 es un 20% menor
- Potencia instalada en 2018 es de 5,95 MW; en 2035 la potencia total instalada es 12,6 MW
- Precio de electricidad generada con máquinas térmicas a gas natural se mantiene en 97,7 US$/KW para efectos de comparación (Más Energía, 2011).
- Se consideran equipos del tipo Vestas V9052 de 0,85 MW y V90 de 1,8 MW a costo total instalado de 2.475 US$/KW.

Tabla 5.2.20 - Costos de Generación en Sistema eléctrico de Porvenir con aerogeneración

Costo Gen. Eólica 2018 (US$/MWh)	Costo Gen. Eólica 2020 (US$/MWh)	Costo Gen. Eólica 2025 (US$/MWh)	Costo Gen. Eólica 2030 (US$/MWh)	Costo Gen. Eólica 2035 (US$/MWh)	Costo Gen. Eólica 2040 (US$/MWh)	Costo Gen. Eólica 2045 (US$/MWh)	Costo Gen. Eólica 2050 (US$/MWh)	Pot. Parque Eólico (MW)
142,8	133,4	110,2	94,5					3,95
				89,7	79,7	71,6	67,0	7,65
Precio ponderado del (KW h) generado								
113,0	109,7	101,5	96,1	93,3	88,3	84,3	82,0	

Fuente: Elaboración Propia, CERE (2014)

Condiciones del cálculo:

- Penetración eólica de 35% hasta 2034; desde 2035 es de 50%.
- El costo de inversión en reemplazo de equipos en 2035 es un 20% menor
- Potencia instalada en 2018 es de 3,95 MW; en 2035 la potencia total instalada es 7,65 MW
- Precio de electricidad generada con máquinas térmicas a gas natural se mantiene en 96,9 US$/KW para efectos de comparación (Más Energía, 2011).
- Se consideran equipos del tipo Vestas V52 de 0,85 MW y un par de unidades Vergnet 275 a costo total instalado de 2.475 US$/KW.

Tabla 5.2.21 - Costos de Generación en Sistema eléctrico de Pto. Williams con aerogeneración

Costo Gen. Eólica 2018 (US$/MWh)	Costo Gen. Eólica 2020 (US$/MWh)	Costo Gen. Eólica 2025 (US$/MWh)	Costo Gen. Eólica 2030 (US$/MWh)	Costo Gen. Eólica 2035 (US$/MWh)	Costo Gen. Eólica 2040 (US$/MWh)	Costo Gen. Eólica 2045 (US$/MWh)	Costo Gen. Eólica 2050 (US$/MWh)	Pot. Parque Eólico (MW)
142,8	133,4	110,2	94,5					0,83
				89,7	79,7	71,6	67,0	1,38
Precio ponderado del (KW h) generado								
214,0	210,7	205,1	202,3	180,2	176,4	173,7	172,1	

Fuente: Elaboración Propia, CERE (2014)

Condiciones del cálculo:

- Penetración eólica de 30% hasta 2034; desde 2035 es de 50%.
- El costo de inversión en reemplazo de equipos en 2035 es un 20% menor
- Potencia instalada en 2018 es de 0,83 MW; en 2035 la potencia total instalada es 1,38 MW
- Precio de electricidad generada con máquinas térmicas a gas natural se mantiene en 250 US$/KW para efectos de comparación (Más Energía, 2011).
- Se consideran equipos del tipo Vergnet 275 a costo total instalado de 1.835 US$/KW.

b) Sistemas eléctricos de Cerro Sombrero y Punta Delgada

En el caso de la central Sara que alimenta a Cerro Sombrero, se plantea la incorporación de aerogeneradores del tipo 275 KW para un total inicial de 0,55 MW y se plantea una penetración de 30% hasta el 2034 y de 40% *a posteriori.*

Tabla 5.2.22 - Proyección de producción eólica para Cerro Sombrero

Año	Estructura Parque n x KW	Potencia Eólica a instalar 2018 (MW)	Parque Eólico Total (MW)	Energía total generada por parque (MW h)	% de Consumo cubierto con eólica (%)	Costo del KW h eólico (US$/MW h)	Costo Ponderado (US$/MW h)
2017/ 2018	2 x 275	0,550	0,55	2.000,0	29,7%	59,1	72,3
2035	+ 1 x 275	0,550	1,10	3.000,0	40,4%	63,1	72,9
2050			1,10	3.300,0	40,8%	57,3	70,6

Fuente: Elaboración Propia, CERE (2014)

Se aprecia que por las excelentes condiciones del recurso eólico en el sector, la aerogeneración permite rebajar el costo medio de la electricidad, y desde el inicio del proyecto, se espera un costo menor de generación que el resultante de la generación mediante turbo máquinas a gas natural, a un costo de 79,40 US$/KW h.

Tabla 5.2.23 - Proyección de producción eólica para Punta Delgada

Año	Estructura Parque n x KW	Potencia Eólica a instalar 2018 (MW)	Parque Eólico Total (MW)	Energía total generada por parque (MW h)	% de Consumo cubierto con eólica (%)	Costo del KW h eólico (US$/MW h)	Costo Ponderado (US$/MW h)
2017/18	2 x 275	0,550	0,55	1.800	30,0%	65,7	74,6
2035	+ 2 x 275	0,550	1,10	2.760	40,0%	68,6	75,1
2050			1,10	3.150	40,4%	60,1	71,7

Fuente: Elaboración Propia, CERE (2014)

Al igual que en el caso de Cerro Sombrero, las condiciones del sector permiten aerogenerar electricidad a costos competitivos y así rebajar el costo medio de la electricidad. Se considera que en el sector, el costo de generación mediante turbo máquinas a gas naturales de 79,40 US$/KWh.

Tabla 5.2.24 – Resumen de Costos de Generación para Sistemas mayores a 1 MW

Sistema Eléctrico	Penetración Eólica en Sistema eléctrico			Costo Generación Eólica	Costo de Generación		
	2018	2035	2050	2014	2018	2035	2050
	% Energía	% Energía	% Energía	(US$/MWh)	(US$/MWh)	(US$/MWh)	US$/(MWh)
Punta Arenas	35	50	50	79,4	90,6	70,9	66,5
P. Natales	35	50	50	97,7	117,2	99,2	84,8
P. Porvenir	35	50	50	96,9	113,0	93,3	82,0
P. Williams	30	40	40	250,0	214,0	180,2	172,1
Cerro Sombrero	30	40	40	79,4	72,3	72,9	70,6
Punta Delgada	30	40	40	79,4	74,6	75,1	71,7

Fuente: Elaboración Propia, CERE (2014)

Condiciones del cálculo:

- Se asume una penetración eólica media anual máxima de 35% para la tecnología de control actual, válido hasta 2034; desde 2035 se considera que los sistemas híbridos podrán manejar penetraciones de hasta un 50% promedio anual.

- Se asume que la reposición de equipos a contar de 2035 –fin de vida útil estimada en 20 años- tendrá un costo inferior en 20% al actual, por razones de mejora tecnológica.

- Para el cálculo proyectado del costo ponderado de la electricidad generada mediante sistemas híbridos, se asume que el costo actual es el resultante de operar máquinas térmicas con gas natural a precios corrientes 2014, a excepción del sistema de Pto. Williams, que opera con diésel.

5.2.8 Estimación de Costos de aerogeneración de instalaciones aisladas de pequeña potencia

Los costos de generación eléctrica con sistemas convencionales de tecnología de combustión interna, usando combustible diésel a rendimientos no superiores al 30% de la energía química y sin aprovechamiento de calores residuales, se estiman en el orden de los 300 USD/MWh, cuando se trata de máquinas de baja potencia (10 a 50 KW) cuya vida útil es de unos 30 años, y sumando costo del capital, de operación y mantenimiento y de combustible (Lazard's levelized cost of Energy Analysis, Sept. 2014). Esta cifra puede aumentar de modo importante cuando el combustible se debe transportar a localidades lejanas y no es posible disponer de instalaciones de gran capacidad de almacenamiento de modo de que las compras sean al menor costo unitario del combustible. Para el estudio realizado en las localidades de la XII Región se considerará que el costo de generación convencional con equipos a diésel es de unos 0,40 a 0,50 US$/kWh, dependiendo del lugar, para efectos comparativos de la potencialidad de aerogenerar electricidad e inyectarla a sistemas base que operan con combustible diésel.

Un análisis de los Costos de aerogeneración en cada una de las localidades bajo estudio, indica los valores que se presentan en la Tabla siguiente, utilizando los criterios siguientes de cálculo:

- El Costo total del sistema eólico incluye Inversores, sistema de control SCADA y auxiliares. No se incluyen los costos de los generadores diésel pues se considera que ellos constituyen la Situación Base, optimizada.

- Se considera Vida útil del sistema conjunto de 15 años, con un costo anual de mantenimiento y operación del 5%.

- Se evalúa el Costo Anual como Equivalente CAE usando un factor de recuperación de capital de 0,13147, correspondiente a 15 años y 10% de tasa de uso alternativo de fondos.

- La producción de electricidad eólica se ha calculado con una penetración máxima estimada a partir de la experiencia de sistemas híbridos similares en operación de Alaska, EE.UU. (Ver ***ANEXO E***, Tabla E.2.7)

Tabla 5.2.25 – Resumen de Costos de Generación Eólica para Sistemas Tipos 1 y 2 Aislados menores a 1 MW

Localidad	Producción eólica (Kwh/año)	Potencia Eólica instalada (KW)	Costo Total Sistema Eólico (US$)	Costo Anual Equiv. [10%; 15 a.] (US$/año)	Costo Anual Operación y Mantto. (US$/año)	Costo Total Anual Generación Eólica (US$/año)	Costo de Generación Eólica (US$/KWh)	Penetración Eólica Anual % Energía
Tipo 1:								
6) Puerto Prat	30.000	12	236.380	31.078	1.554	32.632	1,09	63
7) Seno Obstrucción	45.000	18	308.770	40.595	2.030	42.625	0,95	71
16) Pampa Guanaco	9.600	6	163.990	21.560	1.078	22.638	2,36	61
Tipo 2:								
5) Villa Renoval	58.836	30	299.000	39.311	1.967	41.276	0,71	34
8) Puerto Edén	29.412	15	169.500	22.285	1.114	23.399	0,80	25
9) Cerro Castillo	89.592	45	428.500	56.337	2.817	59.154	0,66	22
10) Cerro Castillo (NR)	119.448	60	591.000	77.710	3.890	81.600	0,69	22
12) Villa Tehuelches	169.368	75	747.440	98.269	4.913	103.182	0,61	22
14) Villa Ponsomby	33.876	15	171.500	22.548	1.127	23.675	0,70	20
15) Villa Cameron	108.996	60	591.000	77.702	3.885	81.587	0,75	21
17) Puerto Toro	49.920	30	299.000	39.311	1.966	41.277	0,84	30

Fuente: Elaboración Propia, CERE (2014)

5.3 Evaluación de Instalaciones con Energía Fotovoltaica

5.3.1 Tecnología Solar Fotovoltaica

Para evaluar la instalación de paneles fotovoltaicos integrados a las estructuras de los edificios o en pequeñas centrales, se debe comenzar revisando los conceptos básicos asociados a la tecnología solar fotovoltaica. Detalles se muestran en el ***ANEXO E.3.***

5.3.2 Evaluación de Potencial Fotovoltaico

Esta sección tiene por objetivo estimar el potencial de contribución en el suministro de energía de una determinada localidad en la region de Magallanes, a través de sistemas fotovoltaicos urbanos y rurales instalados en toda el área útil de espacios abiertos y cobertura de edificaciones, situación conocida con el nombre de "techumbre solar fotovoltaica". Además, determinar el potencial de generación de energía en cada una de las ciudades propuestas, a través de diferentes instalaciones fotovoltaicas y estimar los diferentes porcentajes de cobertura de la demanda de cada ciudad así como también presentar una primera aproximación a los posibles costos de estos sistemas de generación eléctrica fotovoltaica para los distintos casos de estudio propuestos.

En la región de Magallanes existen las condiciones mínimas de potencial de recurso solar y de marco legislativo (Ley 20.571), para la utilización de celdas fotovoltaicas en generación distribuida. Detalle de ello se muestra en ***ANEXO E.3.*** Sin embargo, el costo del aprovechamiento de la energía solar en nuestro país sigue siendo superior a otras fuentes no convencionales de energía, con costos entre 2.000 y 3.000 US$/kW instalado, dependiendo de la región del país en la cual se desarrolle el proyecto. En nuestra región podría estar próximo al rango entre los 3.500 y 4.000 US$/kW, lo que ha hecho difícil su ingreso a la matriz energética regional, por el momento, restringiendo su utilización a pequeños proyectos en zonas aisladas.

Por último cabe señalar que, al igual como se han implementado en otros países tales como Alemania o España, la energía solar fotovoltaica necesitaría en la región de Magallanes apoyo de parte del Estado con créditos "blandos" o subsidios para amortizar la inversión inicial, asegurar la compra de esta energía limpia con un con un pago adicional al precio de nudo por (kW h) realmente generado y entregado a la red y gravando la generación en base a combustibles fósiles, siendo esta una alternativa que aceleraría la inclusión de este tipo de tecnología a la matriz energética de nuestra Región.

En el ***ANEXO E.3***, en la sección "Metodología utilizada para evaluar el potencial fotovoltaico de una región", se muestra la metodología empleada para evaluar el potencial de esta tecnología en algunas localidades de la región, que se han usado como casos de análisis.

Inicialmente serán analizadas en detalle 4 propuestas "tipo" de sistemas fotovoltaicos, instalados en cubiertas de Viviendas Residenciales, Naves Industriales, Colegios y una Central Fotovoltaica de pequeño porte instalada en las cercanías de la empresa distribuidora de electricidad. Se supondrá que estos casos "tipo" están ubicados en Punta Arenas o Porvenir. De igual forma, se analiza la factibilidad de un sistema fotovoltaico en una zona aislada, dando como ejemplo un sector sur de Tierra del Fuego. En cada uno de los casos analizados serán descritas las principales características de los sistemas propuestos, será estimado el potencial de generación energética de cada uno de ellos y se entregará una primera aproximación de sus costos. Finalmente y basados en el conocimiento adquirido a través del análisis de los casos "tipo", será presentado el estudio de sistemas fotovoltaicos instalados en diferentes sectores (residencial, publico, industrial, educacional, etc.) de cada una de las ciudades a objeto de estimar el potencial energético de ellas y su eventual aporte a la demanda media proyectada en cada una de las localidades.

El siguiente análisis, tiene por finalidad verificar el potencial de generación eléctrica con sistemas fotovoltaicos en áreas urbanas y rurales de cuatro localidades de la región de Magallanes: Punta Arenas, Puerto Natales, Porvenir y Puerto Williams. Fueron consideradas para este estudio propuestas para el sector residencial, publico, educacional e industrial. El análisis considera que toda el área útil de las coberturas de las edificaciones consideradas sea cubierta por módulos fotovoltaicos. La elección de la tecnología fue hecha de forma de satisfacer las necesidades del consumidor en cuanto a la energía generada, integración a la edificación, área de cobertura disponible, eficiencias en diferentes condiciones climáticas y sobre todo calidad.

a) Caso Sistema Tipo 1: *Vivienda Residencial (2 kW)*

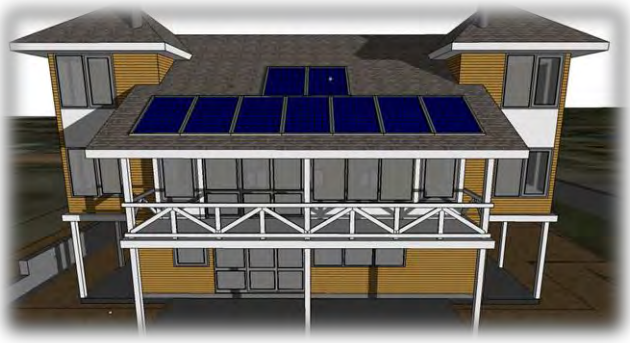


Figura 5.3.1 – Esquema de vivienda residencial con módulos FV en la techumbre
Fuente: Elaboración Propia, CERE (2014)

La producción anual de esta instalación sería de aproximadamente **1,9 MWh** de energía eléctrica de los cuales el porcentaje debido al excedente de energía no utilizado, podría ser inyectado a la red eléctrica convencional (Ley 20.571, ***ANEXO E.3***). El presupuesto aproximado de esta instalación sería de aproximadamente **6.682 US$**. La tipología de esta instalación, considerando el

análisis recién presentado, resulta en un costo específico de **3.341 US$/kWp** instalado. Los detalles de la producción de energía y del presupuesto de esta instalación, se presentan en el ***ANEXO E.3***.

a) Caso Sistema Tipo 2: Tejados fotovoltaicos en Naves Industriales (100 kW)

Figura 5.3.2 - Esquema de nave industrial con módulos FV en la techumbre.
Fuente: Curso, Tecnología Fotovoltaica, presente y futuro, España (2005)

La producción anual de esta instalación sería de aproximadamente **113 MWh** de energía eléctrica que podrían ser generados e inyectados a la red eléctrica convencional. El presupuesto aproximado de esta instalación sería de aproximadamente **272.845 US$**. La tipología de esta instalación, considerando el análisis recién presentado, resulta en un costo específico de **2.728 US$/kWp** instalado. Los detalles de la producción de energía y del presupuesto de esta instalacion, se presentan en el ***ANEXO E.3.***

b) Caso Sistema Tipo 3: Tejados fotovoltaicos en Colegios (20 kW)

Figura 5.3.3 - Imagen de escuela con módulos FV en la techumbre
Fuente: Curso, Tecnología Fotovoltaica, presente y futuro, España (2005)

La producción anual de esta instalación sería de aproximadamente **20.732 KWh** de energía eléctrica que podrían ser generados e inyectados en un cierto porcentaje a la red eléctrica convencional. El presupuesto aproximado de esta instalación sería de **63.947 US$.** La tipología de

esta instalación, considerando el análisis recién presentado, resulta en un costo específico de **3.197 US$/kWp** instalado. Los detalles de la producción de energía y del presupuesto de esta instalación, se presentan en el ***ANEXO E.3***.

b) Caso Sistema Tipo 4: Central Fotovoltaica de pequeño porte (100 kW)

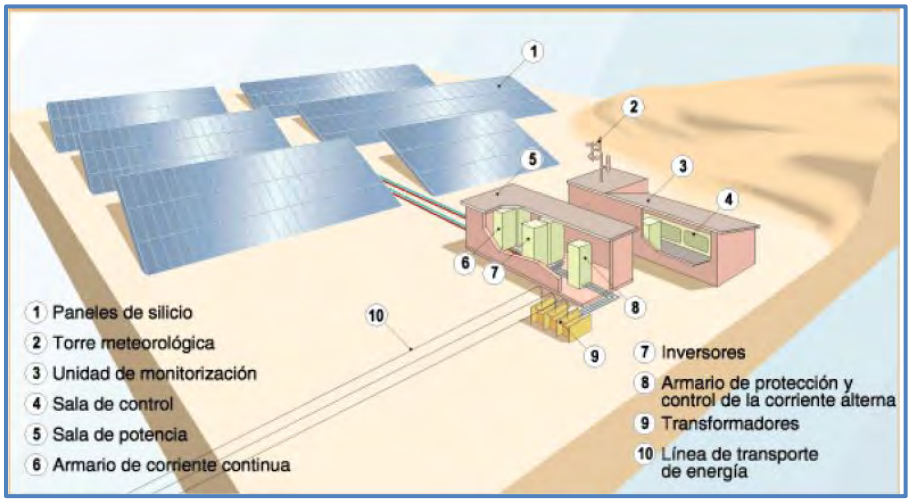


Figura 5.3.4 - Esquema de Central Fotovoltaica
Fuente: MasEnergía (2011)

Esta central fotovoltaica de pequeño porte (100 kW) instalada en Punta Arenas o en la ciudad de Porvenir, genera una cantidad aproximada de **113 MWh** que podrían ser inyectados a la red eléctrica con un factor de planta de la instalación de un 12,9%. Si se considera que el consumo medio anual de un hogar en la región es de 2.580 kWh, la central fotovoltaica conectada a la red sería capaz de satisfacer las necesidades eléctricas de un total de 43 familias. El presupuesto aproximado de esta instalación sería de **328.228 US$**, cuyo detalle se presenta en el ***ANEXO E.3***.

Para el caso de la ciudad **de Natales, la** producción anual de una central fotovoltaica de pequeño porte (100 kW), genera una cantidad aproximada de **95,8 MWh** con un factor de planta de 10,9%. Si se considera que el consumo medio anual de un hogar en la región es de 2.225 kWh, la Central Fotovoltaica conectada a la red sería capaz de satisfacer las necesidades eléctricas de un total de 43 familias, el detalle del cálculo de energía se puede ver en ***ANEXO E.3.*** La tipología de esta instalación, considerando el análisis recién presentado, resulta en un costo específico de **3.156 US$/kWp** instalado.

Siguiendo igual análisis para la ciudad de **Puerto Williams**, la producción anual de una central fotovoltaica de pequeño porte (100 kW), genera una cantidad aproximada de **96,6 MWh** con un factor de planta de un 11 %. Si se considera que el consumo medio anual de un hogar en la región

es de 2.225 kWh, la Central Fotovoltaica conectada a la red sería capaz de satisfacer las necesidades eléctricas de un total de 43 familias. La tipología de esta instalación, considerando el análisis recién presentado, resulta en un costo específico de **3.156 US$/kWp** instalado.

c) Proyecto fotovoltaico localizado en sector rural de Tierra del Fuego

El objetivo de este proyecto es analizar la factibilidad técnica y económica para la instalación de un sistema fotovoltaico de generación de energía eléctrica para una cabaña turística habilitada principalmente durante el periodo de pesca en esta región que va desde octubre a febrero (primavera - verano). Los detalles de esta instalación y el desglose del presupuesto aproximado de **7.658 US$,** se muestran en ***ANEXO E.3.***

Un generador de 3,5 kW consume aproximadamente 0,9 l/hr de combustible y suponiendo un funcionamiento de 24 hr al día tenemos que su consumo diario es de 21,6 l/día. En una temporada (5 meses), esto significa un consumo de 3.240 l a un costo aproximado de US$ 3.661. (Costo diésel = US$ 1,13/l), lo que mensualmente implica un ahorro de US$ 732 que puede ir en beneficio de amortizar la inversión fotovoltaica. Haciendo un análisis simple y sin considerar los costos de transporte del combustible, los ahorros por el no uso de diésel permitirían recuperar la inversión inicial en 2 temporadas. La tipología de esta instalación, considerando el análisis recién presentado, resulta en un costo específico de **3.647 US$/kWp** instalado.

- **Análisis de Riesgo en las instalaciones fotovoltaicas**

En las aplicaciones fotovoltaicas, de la manera en que están siendo propuestas en el presente trabajo, el riesgo en el caso de los sistemas propuestos en Punta Arenas, Porvenir, Natales y Williams, es mínimo debido a que son sistemas de autogeneración donde la red eléctrica siempre está respaldando al sistema. Para el caso en el sector rural comunales, es igual puesto que son sistemas autónomos con banco de baterías y donde generalmente existe el respaldo algún combustible fósil.

5.3.3 Evaluación Territorial de iniciativas Fotovoltaicas

A continuación se presentan los resultados del estudio de sistemas fotovoltaicos instalados en diferentes sectores (residencial, publico, industrial, educacional, etc.) de cada una de las ciudades a objeto de estimar el potencial energético de ellas y su eventual aporte a la demanda media proyectada en cada una de las localidades.

- **Punta Arenas**

Caso de Estudio 1: Tejados fotovoltaicos en Poblaciones

En la ciudad de Punta Arenas, para la estimación del potencial fotovoltaico fueron seleccionados los conjuntos habitacionales que se muestran en la Tabla E.3.22, del ***ANEXO E.3.*** A los sectores poblacionales anteriores deben agregarse las viviendas de las Fuerzas Armadas (FF AA), los cuales se muestran en la Tabla E.3.23, del mismo anexo. Esto significa la posibilidad de contar con una capacidad instalada de cerca de 15.406 kWp y una producción anual aproximada de 154 kWh/m^2 de energía eléctrica, lo cual implicaría una producción anual de cerca de 14.814 MW h de energía eléctrica que podrían ser generados e inyectados a la red eléctrica convencional. El detalle de las energías evaluadas se encuentra en ***ANEXO E.3.***

Si se considera la instalación de paneles fotovoltaicos solo en la población Nelda Panicucci, que posee una superficie útil de techo aproximada de 11.833 m^2, resulta una potencia instalada de 1.893 kWp y una cantidad de energía generada de 1.821 MWh con un costo de inversión aproximado de US$ 6.324.513 (suponiendo un costo de instalación por kW igual a **US$ 3.341/kWp** para cada vivienda residencial, valor que fue obtenido del análisis del caso tipo a).

Caso de Estudio 2.: Tejados fotovoltaicos en Naves Industriales

Algunas de las naves industriales de Punta Arenas más relevantes en cuanto a superficie y que fueron consideradas en este estudio, dan como resultado una estimación de área útil para instalación de módulos fotovoltaicos de 303.150 m^2. Esto significa la posibilidad de instalar una capacidad de cerca de 48.504 kWp y una producción de 153,8 kWh/m^2 de energía eléctrica. Esto implicaría una producción anual de cerca de 46.641 MWh de energía eléctrica que podrían ser generados e inyectados a la red eléctrica convencional.

Esta cantidad de energía generada de 46.641 MWh, tendría un costo de inversión aproximado de 132 MMUS$ (suponiendo un costo de instalación igual a 2.728 US$/kWp, valor que fue obtenido del análisis del caso tipo b) para tejados en naves industriales). El detalle de las energías evaluadas se encuentra en ***ANEXO E.3.***

Caso de Estudio 3: Tejados fotovoltaicos en Colegios

En Punta Arenas, fueron considerados colegios tanto públicos como privados. Estos colegios contribuyen con un área total de cobertura de techo de aproximadamente 171.147 m^2; de esta cantidad cerca de un 50 % del área total, equivalente a 85.574 m^2 podrían ser convertidos en área disponible para instalación de módulos fotovoltaicos (tipo mono-cristalino). Esto significa la posibilidad de contar con una capacidad instalada de cerca de 13.692 kWp y una producción anual

aproximada de 154 kWh/m^2 de energía eléctrica, esto implicaría una producción anual de cerca de 13.166 MWh de energía eléctrica que podrían ser generados e inyectados a la red eléctrica convencional. El detalle de las energías evaluadas se encuentra en ***ANEXO E.3.***

Caso de Estudio 4: Tejados fotovoltaicos en sector Público y Privado

Las instalaciones que fueron consideradas en este análisis de caso se muestran en la Tabla E.3.27, del ***ANEXO E.3***, las cuales suman un total aproximado de cobertura de techo de 150.123 m^2, de los cuales cerca de un 50 % del área total, equivalente a 75.062 m^2 podrían ser convertidos en área disponible para instalación de módulos fotovoltaicos. Esto significa la posibilidad de instalar una capacidad de cerca de 12.010 kWp y una producción de 154 kWh/m^2 de energía eléctrica. Esto implicaría una producción anual de cerca de 11,55 MWh de energía eléctrica que podrían ser generados e inyectados a la red eléctrica convencional. El detalle de las energías evaluadas se encuentra en ***ANEXO E.3.***

Caso de Estudio 5: Central Fotovoltaica de pequeña escala

Una instalación tipo de 100 kW analizada en la sección de aplicaciones "tipo", podría instalarse en el sector aledaño a las instalaciones de la empresa eléctrica de Punta Arenas ubicada en el sector del Barrio Industrial. Recordando el análisis realizado anteriormente, la configuración final de la planta consideraría 288 unidades para el campo de paneles fijos y 282 unidades para el campo de paneles móviles.

Esta distribución requiere de un área mínima para el emplazamiento de la central de 500 m^2. La producción anual de esta central fotovoltaica de pequeño porte (100 kW), generaría una cantidad aproximada de 113 MWh con un factor de planta de 12,9% y que podrían ser inyectados a la red eléctrica. Los datos de producción de energía y costos ya fueron mostrados en el análisis de casos en la sección E.3.5, del ***ANEXO E.3.***

- **Porvenir**

Caso de Estudio 1: Tejados fotovoltaicos en Poblaciones

Se elige una población de 102 viviendas entregadas recientemente, agrupadas en seis manzanas, que de acuerdo a diseño disponen de una superficie útil de 46 m^2 aproximadamente, con una ampliación proyectada de 63 m^2 en el segundo piso y está localizada con una adecuada orientación Noreste. Se estima que cada una de las viviendas aporta con una superficie disponible para instalación de módulos fotovoltaicos de 36 m^2. La población posee un área total de cobertura de techo utilizable de aproximadamente 3.672 m^2 en los cuales podrían ser instalados módulos fotovoltaicos (tipo mono-cristalino). Esto significa la posibilidad de contar con una capacidad

instalada de cerca de 587 kWp y una producción anual aproximada de 154 kWh/m^2 de energía eléctrica. Esto implicaría una producción anual de cerca de 565 MWh de energía eléctrica que podrían ser generados e inyectados a la red eléctrica convencional. El detalle de las energías evaluadas se encuentra en ***ANEXO E.3.***

Caso de Estudio 2: Tejados fotovoltaicos en Naves Industriales

Algunas de las naves industriales más relevantes en cuanto a superficie y que fueron consideradas en este estudio para la ciudad de Porvenir, son las siguientes: Pesquera Nova Austral, Frigorífico Patagonia y Regimiento de Porvenir. Las instalaciones anteriores aportan un área total de cobertura de techo de aproximadamente 8.800 m^2; de esta cantidad cerca de un 45% del área total, equivalente a 3.960 m^2 podrían ser convertidos en área disponible para instalación de módulos fotovoltaicos. Esto significa la posibilidad de instalar una capacidad de cerca de 634 kWp y una producción de 153,85 kWh/m^2 de energía eléctrica. Esto implicaría una producción anual de cerca de 609 MWh de energía eléctrica que podrían ser generados e inyectados a la red eléctrica convencional. El detalle de las energías evaluadas se encuentra en ***ANEXO E.3.***

Caso de Estudio 3: Tejados fotovoltaicos en Colegios

En la ciudad de Porvenir, fueron considerados los siguientes colegios y liceos: Colegio Libertador Bernardo O'Higgins, Liceo María Auxiliadora, Liceo Polivalente Hernando de Magallanes (Antiguo), Liceo Polivalente Hernando de Magallanes (Nuevo). Estos poseen un área total de cobertura de techo de aproximadamente 7.500 m^2; de esta cantidad cerca de un 44,5 % del área total, equivalente a 3.340 m^2 podrían ser convertidos en área disponible para instalación de módulos fotovoltaicos (tipo mono-cristalino). Esto significa la posibilidad de contar con una capacidad instalada de cerca de 534 kWp y una producción anual aproximada de 154 kWh/m^2 de energía eléctrica. Esto implicaría una producción anual de cerca de 514 MWh de energía eléctrica que podrían ser generados e inyectados a la red eléctrica convencional. El detalle de las energías evaluadas se encuentra en ***ANEXO E.3.***

Caso de Estudio 4: Tejados fotovoltaicos en sector Público

En Porvenir se consideran las siguientes instalaciones: Gimnasio Padre Mario Zabattaro, Museo, Sala de Uso Múltiple, Fide XII, Municipalidad, Casa de la Cultura, Edificios Públicos. Estas instalaciones poseen en total un área de cobertura de techo de aproximadamente 4.740 m^2; de esta cantidad cerca de un 55 % del área total, equivalente a 2.620 m^2 podrían ser convertidos en área disponible para instalación de módulos fotovoltaicos. Esto significa la posibilidad de instalar una capacidad de cerca de 419 kWp y una producción de 154 kWh/m^2 de energía eléctrica. Esto implicaría una producción anual de cerca de 403 MWh de energía eléctrica que podrían ser

generados e inyectados a la red eléctrica convencional. El detalle de las energías evaluadas se encuentra en ***ANEXO E.3.***

Caso de Estudio 5: Central Fotovoltaica de pequeña escala

Una instalación de este tipo, 100 kW, analizada en puntos anteriores, podría ubicarse en el sector aledaño a las instalaciones de la empresa eléctrica de Porvenir. Esto significaría disponer de aproximadamente 500 m^2 de superficie para emplazar la Central Fotovoltaica que produciría 113 MWh de energía eléctrica con un factor de planta de 12,9%, con costos mínimos de transmisión dada la cercanía de la planta a la empresa eléctrica. Los datos de producción de energía y costos ya fueron mostrados en el análisis de casos en la sección E.3.5, del ***ANEXO E.***

- **Natales**

Caso de Estudio 1: Tejados fotovoltaicos en Poblaciones

En la ciudad de Natales fueron seleccionados los siguientes conjuntos habitacionales debido a su orientación solar favorable, las cuales se muestran en la Tabla E.3.33, ***ANEXO E.3.*** Los conjuntos habitacionales seleccionados poseen un área total de techumbre de aproximadamente 63.242 m^2 y un área total utilizable 31.622 m^2 en los cuales podrían ser instalados módulos fotovoltaicos (tipo mono-cristalino). Esto significa la posibilidad de contar con una capacidad instalada de cerca de 5.060 kWp y una producción anual aproximada de 131 kWh/m^2 de energía eléctrica. Esto implicaría una producción anual de cerca de 4.153 MWh de energía eléctrica que podrían ser generados e inyectados a la red eléctrica convencional. El detalle de las energías evaluadas se encuentra en ***ANEXO E.3.***

Caso de Estudio 2: Tejados fotovoltaicos en Naves Industriales

Las naves o galpones industriales de Natales, aportan un área total de cobertura de techo de aproximadamente 5.553 m^2. De esta cantidad se estima que cerca de un 50% del área total, equivalente a 2.776 m^2 podrían ser convertidos en área disponible para instalación de módulos fotovoltaicos. Esto significa la posibilidad de instalar una capacidad de cerca de 444 kWp y una producción de 131 kWh/m^2 de energía eléctrica. Esto implicaría una producción anual de cerca de 365 MWh de energía eléctrica que podrían ser generados e inyectados a la red eléctrica convencional. El detalle de las energías evaluadas se encuentra en ***ANEXO E.3.***

Caso de Estudio 3: Tejados fotovoltaicos en Colegios

En Natales, fueron considerados los colegios y liceos indicados en la Tabla E.3.36, ***ANEXO E.3.*** Estos poseen un área total de cobertura de techo de aproximadamente 34.000 m^2 de los cuales, se asume que un 50 % del total, equivalente a 17.000 m^2 podrían ser convertidos en área disponible para instalación de módulos fotovoltaicos (tipo mono-cristalino). Esto significa la posibilidad de contar con una capacidad instalada de cerca de 2.720 kWp y una producción anual aproximada de 131 kW h/m^2 de energía eléctrica. Esto implicaría una producción anual de cerca de 2.2 MWh de energía eléctrica que podrían ser generados e inyectados a la red eléctrica convencional. El detalle de las energías evaluadas se encuentra en ***ANEXO E.3.***

Caso de Estudio 4: Tejados fotovoltaicos en sector Público

En la ciudad de Natales, se consideraron las siguientes instalaciones que se muestran en la Tabla E.3.38, ***ANEXO E.3.*** Este sector, posee un área de cobertura de techo total estimada en 5.338 m^2; de esta cantidad se asume que un 50 % del área total, que equivale a 2.669 m^2 podrían ser convertidos en área disponible para la instalación de módulos fotovoltaicos. Esto significa la posibilidad de instalar una capacidad de cerca de 427 kWp y una producción de 131 kWh/m^2 de energía eléctrica. Esto implicaría una producción anual de cerca de 350 MWh de energía eléctrica que podrían ser generados e inyectados a la red eléctrica. El detalle de las energías evaluadas se encuentra en ***ANEXO E.3.***

Caso de Estudio 5: Central Fotovoltaica de pequeña escala

Una instalación tipo, de 100 kW analizada anteriormente en este estudio, podría instalarse en un sector próximo a las instalaciones de la empresa eléctrica de Natales. Los datos de producción de energía y costos ya fueron mostrados en el análisis de casos en la sección E.3.5, del ***ANEXO E.3.***

- **Puerto Williams**

Caso de Estudio 1: Tejados fotovoltaicos en Poblaciones

Se elige una población de viviendas pertenecientes a un conjunto habitacional de casas SERVIU/FSEV (Fondo Solidario de Elección de Vivienda) llamado Loteo Williams y que actualmente se encuentra en construcción. La población posee un área total de cobertura de techo utilizable de aproximadamente 656 m^2 en los cuales podrían ser instalados módulos fotovoltaicos (tipo mono-cristalino). Esto significa la posibilidad de contar con una capacidad instalada de cerca de 105 kWp y una producción anual aproximada de 153,8 kWh/m^2 de energía eléctrica. Esto implicaría una

producción anual de cerca de 100,9 MWh de energía eléctrica que podrían ser generados e inyectados a la red eléctrica convencional. Esta cantidad de energía generada de 100,9 MWh con un costo de inversión aproximado de US$ 350.805 (suponiendo un costo de instalación por kW igual a US$ 3.341/kWp para cada vivienda residencial, valor que fue obtenido del análisis del caso tipo a)). El detalle de las energías evaluadas se encuentra en ***ANEXO E.3.***

Caso de Estudio 2: Tejados fotovoltaicos en Colegios

En Puerto Williams, fue considerado el Liceo Donald Mc Intyre. Se asume que un 50 % del total del área total proyectada de cobertura de techo, equivalente a 1.420 m^2, podrían ser convertidos en área disponible para instalación de módulos fotovoltaicos (tipo mono-cristalino). Esto significa la posibilidad de contar con una capacidad instalada de cerca de 227 kWp y una producción anual aproximada de 131 kWh/m^2 de energía eléctrica. Esto implicaría una producción anual de cerca de 186 MWh de energía eléctrica que podrían ser generados e inyectados a la red eléctrica convencional. Esta cantidad de energía generada de 186 MWh tendría un costo de inversión aproximado de US$ 725.719 (suponiendo un costo de instalación por kW igual a US$ 3.197/kWp, valor que fue obtenido del análisis del tipo de caso c). El detalle de las energías evaluadas se encuentra en ***ANEXO E.3.***

Caso de Estudio 3: Tejados fotovoltaicos en el sector Público

En Puerto Williams se consideran en el presente estudio las instalaciones que son mostradas en la Tabla E.3.42, ***ANEXO E.3.*** Estas instalaciones poseen en total un área de cobertura de techo de aproximadamente 7.192 m^2; de esta cantidad cerca de un 50 % del área total, equivalente a 3.596 m^2 podrían ser convertidos en área disponible para instalación de módulos fotovoltaicos. Esto significa la posibilidad de instalar una capacidad de cerca de 575 kWp y una producción de 131 kWh/m^2 de energía eléctrica. Como muestra la Tabla E.3.43, esto implicaría una producción anual de cerca de 470,9 MWh de energía eléctrica que podrían ser generados e inyectados a la red eléctrica convencional. Esta cantidad de energía generada de 470,9 MWh tendría un costo de inversión aproximado de US$ 1.568.600 (suponiendo un costo de instalación por kW igual a US$ 2.728/kWp, valor que fue obtenido del análisis del tipo de caso b)

Caso de Estudio 4: Central Fotovoltaica de pequeña escala

En Puerto Williams la central tipo de 100 kW analizada anteriormente en este estudio, podría instalarse en un sector próximo a la central eléctrica de Edelmag en Puerto Williams. La producción anual de esta central fotovoltaica de pequeño porte (100 kW), genera una cantidad aproximada de 96,6 MWh con un factor de planta de 11 %. Si se considera que el consumo medio anual de un hogar en la región es de 2.225 kWh, la Central Fotovoltaica conectada a la red sería capaz de satisfacer las necesidades eléctricas de un total de 43 familias. Esta cantidad de energía

generada de tendría un costo de inversión aproximado de US$ 328.224 (suponiendo un costo de instalación por kW igual a US$ 3.156/kWp, valor que fue obtenido del análisis del tipo de caso d).

5.3.4 Análisis de Energía y Costos de Inversión

Observando los resultados obtenidos para Punta Arenas, en los casos considerados, se puede concluir que si se considera el aporte de todos estos sectores considerados en el análisis del potencial fotovoltaico de la ciudad, resulta una cantidad de energía eléctrica generada anualmente de 86.283 MWh, los que comparados con los 218 MWh proyectados para la demanda media de esta ciudad para el año 2015, representan casi un 40 %, tal como se puede ver en la Tabla 5.3.1.

Tabla 5.3.1 – Resumen Aplicación de E. Fotovoltaica, Punta Arenas

Nombre	E. Total Generada (MW h)
Techumbre Fotovoltaicos en Poblaciones	14.814
Techumbre Fotovoltaicos en Naves Industriales	46.641
Techumbre Fotovoltaicos en Colegios	13.166
Techumbre Fotovoltaicos en Sector Público:	11.549
Central FV de pequeña escala	113
Total	**86.283**

Fuente: Elaboración Propia, CERE (2014)

Finalmente, para la ciudad de **Punta Arenas** se pueden considerar los siguientes escenarios:

Si se considera el aporte de las poblaciones, de los colegios, del sector público y una pequeña central de 100 kW (excluyendo el aporte de los techos de los galpones industriales), se podría obtener una producción de energía de 39.642 MWh anuales. Si se considera que la demanda eléctrica para el año 2015 en Punta Arenas es de 217.753 MWh, la cobertura de la demanda con electricidad generada por paneles fotovoltaicos sería de un 18,2%. Este escenario tendría un costo aproximado de **134 MMUS$.**

Si se considera la mitad del aporte de las poblaciones, de los colegios y del sector público, junto con 4 pequeñas centrales de 100 kW y 10 naves industriales, se podría obtener una producción de energía de 21.346 MWh anuales. Si se considera que la proyección de la demanda eléctrica anual para Punta Arenas es de 217.753 MWh, la cobertura de la demanda con electricidad generada con

paneles fotovoltaicos sería cerca de un 10%. Este escenario tendría un costo aproximado de **70,8 MMUS$.**

De los resultados obtenidos para **Porvenir**, se puede concluir que considerando el aporte de todos los sectores considerados en el análisis del potencial fotovoltaico de Porvenir, resulta una cantidad de energía eléctrica generada de 2.204 MWh al año, los que comparados con los 22.119 MWh proyectados para la demanda media de esta ciudad para el año 2015, representan un 10 %, tal como se puede ver en la Tabla 5.3.2

Tabla 5.3.2 – Resumen Aplicación de E. Fotovoltaica, Porvenir

Nombre	E. Total Generada (MW h)
Techumbre Fotovoltaicos en Poblaciones	565
Techumbre Fotovoltaicos en Naves Industriales	609
Techumbre Fotovoltaicos en Colegios	514
Techumbre Fotovoltaicos en Sector Público:	403
Central FV de pequeña escala	113
Total	**2.204**

Fuente: Elaboración Propia, CERE (2014)

Finalmente, para la ciudad de **Porvenir** se pueden considerar el siguiente escenario:

Si se considera el aporte de las poblaciones, de los techos industriales, de los colegios, del sector público y una pequeña central de 100 kW, se podría obtener una producción de energía de 2.204 MWh anuales. Si se considera que la proyección de la demanda eléctrica para el año 2015 en Porvenir es de 22.119 MWh, la cobertura de la demanda con electricidad generada por paneles fotovoltaicos sería de un 10%. Este escenario tendría un costo aproximado de **7 MM US$.**

De los resultados obtenidos para la ciudad de **Puerto Natales**, se puede ver que el aporte de los sectores considerados en el análisis del potencial FV de la ciudad de Natales, resulta una cantidad de energía eléctrica generada anualmente de 7.197 MWh, los que si se comparan con los 30.124 MWh proyectados para la demanda media de esta ciudad para el año 2015, representan un aporte del 24 %, tal como se puede ver en la Tabla 5.3.3.

Tabla 5.3.3 – Resumen Aplicación de E. Fotovoltaica, Natales

Nombre	E. Total Generada (MW h)
Techumbre Fotovoltaicos en Poblaciones	4.153
Techumbre Fotovoltaicos en Naves Industriales	365
Techumbre Fotovoltaicos en Colegios	2.233
Techumbre Fotovoltaicos en Sector Público:	350
Central FV de pequeña escala	96
Total	7.197

Fuente: Elaboración Propia, CERE (2014)

Este escenario tendría un costo aproximado de **28,5 MMUS$.**

De los resultados obtenidos para la ciudad de **Puerto Williams**, se puede ver que el aporte de los sectores considerados en el análisis del potencial FV de la ciudad de Williams, resulta una cantidad de energía eléctrica generada anualmente de 854,4 MWh, los que si se comparan con los 4.000 MWh proyectados para la demanda media de esta ciudad para el año 2015, representan un aporte del 21 %, tal como se puede ver en la Tabla 5.3.4.

Tabla 5.3.4 – Resumen Aplicación de E. Fotovoltaica, Puerto Williams

Nombre	E. Total Generada (MW h)
Techumbre Fotovoltaicos en Poblaciones	100,9
Techumbre Fotovoltaicos en Colegios	186
Techumbre Fotovoltaicos en Sector Público:	470,9
Central FV de pequeña escala	96,6
Total	854

Fuente: Elaboración Propia, CERE (2014)

Este escenario tendría un costo aproximado de **2,97 MMUS$.**

5.3.5 Penetración de Energía Solar Fotovoltaica en Redes Eléctricas

La energía solar fotovoltaica necesitará minimizar los costos asociados a eventuales refuerzos de las redes eléctricas y a mejorar la gestión de la demanda a fin de evitar que puedan surgir problemas de tensión y de saturación de redes y de esta forma poder aumentar su capacidad de penetración en la red eléctrica de una ciudad como Punta Arenas. Esto obligará a considerar un porcentaje moderado de penetración, de acuerdo al tamaño de la demanda y a las características de la red, que podría ir aumentando con el pasar de los años.

Del análisis internacional, Alemania es el líder en penetración fotovoltaica en el mundo, con un 26%. España, por otro lado, ha llegado en regiones como Extremadura, y Canarias a un 20% y un 12%, respectivamente, de penetración. En Estados Unidos, el estado de California, espera llegar a tener durante este año 2015 un 10% de penetración.

En el norte de Chile, con toda la disponibilidad de recurso solar, y las condiciones atractivas de mercado, hay estudios que proyectan un 5% de aumento en la penetración de energía fotovoltaica cada 5 años.

Finalmente, observando estos valores, y considerando un escenario optimista que contemple una modificación a la actual Ley de los Sistemas Eléctricos Medianos, disminución en los precios de la FV, y libre competencia en la generación eléctrica, en Punta Arenas se podría proyectar un crecimiento de la penetración de la energía fotovoltaica en un 2,5% cada 10 años hasta llegar al 2050 con un máximo de 7,5%. En un escenario conservador, solo se podría llegar a un 5% al 2050. Estos valores se pueden extrapolar a las localidades de Puerto Natales, Porvenir y Puerto Williams, considerando así un 25% menos de lo estimado en un escenario altamente positivo, y un 50% un escenario conservador, obteniéndose los resultados de la Tabla 5.3.5

Tabla 5.3.5 – Porcentaje de Penetración de Energía Fotovoltaica (Paneles)

Comuna	Localidad	Potencial de Energía Fotovoltaica (paneles) (%)	Penetración Máxima (%) 2050 Escenario Positivo	Penetración Máxima (%) 2050 Escenario Conservador
Punta Arenas	Punta Arenas	10	7,5	5
Natales	Puerto Natales	24	18	12
Porvenir	Porvenir	10	7,5	5
Cabo de Hornos	Puerto Williams	21	16	10,5

Fuente: Elaboración Propia, CERE (2014)

5.3.6 Análisis Costo de Energía Solar Fotovoltaica

Debido a que los casos de sistemas fotovoltaicos propuestos en este informe son analizados exclusivamente bajo el concepto de la auto-generación y/o inyección de la electricidad producida a la red disponible, solo se consideran los costos de instalación de cada uno de los sistemas, (US$/kW$_{instalado}$). Es importante señalar, que los costos de operación y mantenimiento de este tipo de sistemas son relativamente bajos, en un rango entre 0,5 y un 1,5%[76] del costo de la inversión inicial, con bajos factores de planta en Punta Arenas entre un 11 y un 13%.

Para tener un orden de magnitud de cuanto podría ser el valor de la energía eléctrica producida con tecnología fotovoltaica en Punta Arenas, se presenta el caso de un sistema fotovoltaico residencial localizado en la ciudad de Puerto Montt (latitud 41º S) analizado en la referencia de "Estudio de aplicaciones de energía fotovoltaica en el sector edificaciones", (D.Watts, PUC 2014). Aquí se presenta una instalación residencial con un costo de inversión de 3.600 US$/kW instalado y una irradiación solar anual de 1,33 MWh capaz de producir 1,09 MWh de energia al año. Lo anterior permite calcular un costo tecnológico de producción de energía eléctrica de **210,25 $/kWh**, lo cual es casi el doble del valor asociado a un tarifa BT1 en dicha ciudad (118,5 $/kWh, año 2013). Se puede inferir entonces, que en el caso de Punta Arenas, al estar ubicada esta ciudad en latitud 53 º S, con menor disponibilidad de recurso solar, el costo de la energía eléctrica generada con fotovoltaica, será mayor que en Puerto Montt.

5.3.7 Evaluación Sistemas Solares Térmicos

En ***ANEXO E.3.***, se muestran los sistemas de colectores solares más comunes que son utilizados para calentamiento de ACS (Agua Caliente Sanitaria). Se debe tener en cuenta que en general este tipo de proyectos a escala no industrial (residencial), es de ahorros y no generador de ingresos, puesto que la capacidad de generación normalmente no alcanza para poder exportar energía y venderla. En el caso de nuestra región, considerada como una localidad situada en altas latitudes y con moderada a baja disponibilidad de irradiación solar directa, este análisis debe ser realizado considerando algunos de los siguientes aspectos:

- Desde el punto de vista económico-financiero mientras más volumen de ACS sea necesario calentar, mayor ahorro se producirá con el sistema solar térmico, por ende el proyecto se hace más rentable. Sin embargo, en lugares con baja irradiación solar, la superficie de colector solar requerida podría ser mayor a la superficie de techo disponible, arriesgando la viabilidad técnica del sistema solar térmico. Lo anterior exige que la etapa de dimensionamiento del sistema solar térmico sea bien realizada.

[76] *Breyer et al, 2009; IEA, 2010*

- Desde el punto de vista de la viabilidad económica, dado que este tipo de sistemas de aprovechamiento solar térmico son de ahorros, debe considerarse el costo del combustible que se está dejando de quemar para poner en valor dichos ahorros. Lo anterior, lleva a pensar que este tipo de sistemas sería más adecuado de implementar en el sector rural (donde se usa propano y diesel para obtener ACS), que en el sector urbano (donde se usa gas natural). Algunos de los elementos que deben ser considerados para evaluar la pre-factibilidad de estos sistemas se muestran en el ***ANEXO E.3.***

A fin de explorar la viabilidad de un sistema de producción de ACS en el sur de Chile, se revisa un caso en la ciudad de **Puerto Montt**, ubicada en latitud 41º S. Las características de dicho proyecto son presentadas en el ***ANEXO E.3.*** En la siguiente Figura 5.3.5, se muestra que el sistema que genera mayores ahorros es el de colectores de tubos al vacío, con un 42% anual comparado con un 32% de ahorro energético anual que genera el de colectores Planos. Por lo tanto se concluye que el mejor sistema solar térmico para las características técnicas de esta evaluación es el de colectores de tubos al vacío (heat pipe).

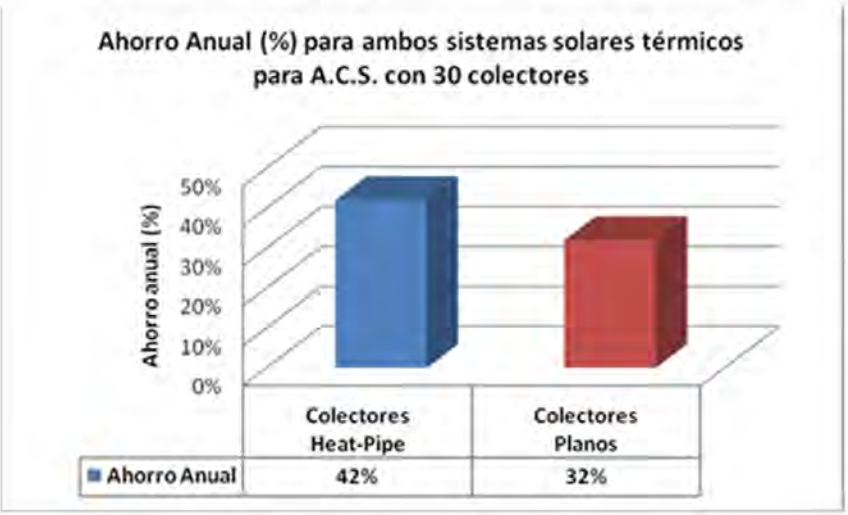


Figura 5.3.5 - Comparación entre colectores solares planos y tubo al vacío (heat pipe) para proyecto localizado en Puerto Montt

Se debe recordar que, un 42% de cobertura ó fracción solar (ahorro anual) indica que del total de energía requerida para satisfacer la demanda de agua caliente del proyecto a la temperatura deseada, solo el 42% proviene de la energía solar, por lo cual el restante 58% debe ser suministrado con alguna fuente fósil de respaldo.

El mismo proyecto evaluado en Punta Arenas (usando el software CENSOL 5.0), con los mismos 30 colectores y la tecnología más eficiente de tubos al vacío, resultaría en un ahorro anual de un 40% para la misma temperatura de acumulación del agua caliente usada en Puerto Montt (44 ºC). Es evidente, que debido a las condiciones climáticas de Punta Arenas, será necesaria una temperatura de acumulación de ACS mayor que la utilizada en Puerto Montt. En la Tabla 5.3.6, se muestra como disminuye el ahorro anual de energía (fracción solar) con el aumento de la temperatura de almacenamiento del ACS.

Tabla 5.3.6– Cobertura o fracción solar de acuerdo a temperaturas de acumulación del ACS

	T^{ra} de acumulación ACS (°C)			
	44	**50**	**55**	**60**
Ahorro Anual	40%	35,4%	32%	29%

Fuente: Elaboración Propia, CERE (2014)

En el escenario de una temperatura de almacenamiento de ACS igual a 60° C, la fracción de ahorro energético sería solo de un 29%, lo cual quiere decir que el 71% de la energía restante deberá ser suministrado por una fuente calórica externa. El escenario anterior, demuestra lo poco atractiva que resulta en términos de ahorro energético usar energía solar para producción de ACS en la región de Magallanes, cuando se considera que el sistema debe funcionar todo el año. Si el uso de estos sistemas fuera solo estacional, evitando los meses de invierno y otoño, la situación de ahorros evidentemente debe mejorar. Por ejemplo, si el sistema funcionara solo los meses de Enero, Febrero, Marzo, Septiembre, Octubre, Noviembre y Diciembre (7meses), la Tabla 5.3.7 quedaría de la siguiente manera:

Tabla 5.3.7 – Cobertura o fracción solar de acuerdo a temperaturas de acumulación del ACS

	T^{ra} de acumulación ACS (°C)			
	44	**50**	**55**	**60**
Ahorro Anual	63,9%	53,7%	47%	42%

Fuente: Elaboración Propia, CERE (2014)

5.4 Evaluación de Instalaciones Hidroeléctricas

5.4.1 Explotación Actual de Recursos Hidroeléctricos

Se presentan los resultados obtenidos al revisar los antecedentes existentes sobre la explotación de los recursos hidroeléctricos de la Región de Magallanes, y se entrega, además, una estimación preliminar de las inversiones asociadas.

Los antecedentes revisados y analizados fueron proporcionados, principalmente, por la Secretaría Regional de Energía de la Región de Magallanes y Antártica Chilena, siendo necesario también mencionar que para la elaboración del presente capítulo, se consideró el informe titulado: "Construcción Minicentral Hidroeléctrica en la Localidad de Puerto Edén. Informe Final" (que fue elaborado por la empresa Plusgener Ltda). Este informe fue proporcionado por la Secretaría Regional de Minería, a solicitud del CERE – UMAG.

De la información consignada en los estudios revisados, se desprende que sólo ha sido explotada una proporción muy pequeña de los recursos hídricos existentes. En efecto, en la Región de Magallanes sólo han sido instaladas centrales hidroeléctricas que permitieron, en su momento, abastecer eléctricamente localidades y/o asentamientos apartados, de muy pequeño tamaño. Actualmente la mayor parte de estas centrales se encuentra fuera de servicio.

Las centrales recién mencionadas son de paso. Todas ellas deben, de acuerdo con la Organización Latinoamericana de Energía (OLADE), ser catalogadas como micro centrales hidroeléctricas o bien como mini centrales hidroeléctricas, toda vez que su potencia instalada es inferior a 500 kW.

El catastro más completo de las centrales instaladas en la Región de Magallanes que ha sido realizado a la fecha, es el que efectuaron Pérez V. y Salgado P. (1988) de la Universidad de Magallanes, si bien en él no se incluyen todas las centrales que han sido instaladas en esta región, contiene la mayor parte de las centrales que se sabe que existieron en Magallanes. A partir de los antecedentes entregados en dicho estudio, se elaboró la Tabla 5.4.1, donde se indica la ubicación de la central catastrada; la provincia donde se encuentra; el caudal de generación; la altura de caída, y la potencia instalada.

Tabla 5.4.1 - Centrales catastradas por Pérez y Salgado (1988)

Central/Ubicación	Provincia	Caudal (m^3/s)	Altura (m)	Potencia (kW)
Ea. Monte Alto	Última Esperanza	0,80	33	224
Aserradero Las Coles	Magallanes	0,65	30	160
Salto Chico	Última Esperanza	(1,14)	7	63
Ganadera Skyring	Magallanes	(0,21)	16	26
Ea. María Felicinda	Magallanes	0,04	25	9,0
Ea. Josefina	s/i	0,10	7	6,7
Llanuras de Diana	Última Esperanza	s/i	7	s/i

Nota: Los valores indicados entre paréntesis no coinciden con lo informado en el estudio revisado. Fueron calculados durante la elaboración del presente informe, a partir de la potencia y altura informada por Pérez y Salgado, considerando un rendimiento global de un 80%.

Las centrales indicadas en la Tabla anterior, no son las únicas que han sido instaladas en la Región de Magallanes. Los antecedentes consignados también dan cuenta de la existencia de las centrales que se señalan en la Tabla 5.4.2. Desafortunadamente no se conoce la potencia, el caudal, ni la altura de caída en todos los casos consignados.

Tabla 5.4.2 - Otras Centrales Hidroeléctricas

Ubicación	Comuna	Caudal (m^3/s)	Altura (m)	Potencia (kW)
Central Puerto Edén	Última Esperanza	0,175	235	90(1)
Base Naval P. Williams	Antártica Chilena	0,350	26,5	82
Puerto Arturo(2)	Tierra del Fuego	s/i	s/i	s/i

Notas: (1) En la Declaración de Impacto Ambiental del proyecto se indica que las obras civiles fueron diseñadas para permitir la instalación de otra turbina, de modo que la potencia total futura de la central sea de 150 kW.
(2) En el estudio titulado "Puerto Arturo, lugar Patrimonial de Tierra del Fuego" (Fernández, M., 2010) se menciona que existió esta central y que con ella se abastecía el poblado. Desafortunadamente no se indica ningún antecedente técnico sobre ella.

De acuerdo con los estudios revisados y basándose, además, en antecedentes de carácter informal recibidos de terceros, se concluyó que de las 10 centrales indicadas en los dos cuadros anteriores, sólo una se encontraría actualmente en funcionamiento (se trata de la central ubicada en la Estancia Monte Alto). Esto significa que la mayor parte de las centrales indicadas en la Tabla 5.4.1 y la totalidad de las centrales indicadas en la Tabla 5.4.2, se encuentran fuera de servicio. Este hecho es particularmente significativo en el caso de la central de Puerto Edén, puesto que ella es de construcción muy reciente.

Lo anterior se explica por la falta de una cultura hidroeléctrica en la Región de Magallanes. Ello ha derivado en problemas de operación y en falta de un mantenimiento adecuado. La preferencia local por el uso de generadores movidos por hidrocarburos, dada por la facilidad de su operación (y por el precio del gas natural), influye de algún modo en el escaso interés que existe en la actualidad en la Región de Magallanes por las centrales hidroeléctricas.

También son factores relevantes para explicar lo anterior: (1) la escasa importancia que históricamente se le ha dado a la correcta evaluación de los recursos hídricos disponibles en la Región de Magallanes, lo que redunda en que algunas centrales experimentaron periodos con falta de agua, que no se sabía o no se esperaba que ocurrieran, y (2) la relativa poca importancia comparativa que se le ha dado al diseño (y a veces también a la construcción) de las obras civiles, por sobre la selección del equipamiento electromecánico, olvidándose de la preponderancia de lo primero en el caso de las centrales hidroeléctricas.

5.4.2 Estimación Preliminar de las Inversiones Asociadas

Generalmente, en una central hidroeléctrica la mayor parte del costo se encuentra asociado con la construcción de sus obras civiles y una parte menos importante se debe a la adquisición e instalación de su equipamiento electromecánico. Este hecho redunda en que el costo de la central tenga una componente local muy importante, dada por las particularidades que presenta el lugar específico donde se ha planificado construirla. Es tan cierto el hecho recién señalado, que en un mismo río el costo de un proyecto hidroeléctrico puede variar significativamente, dependiendo de las ventajas comparativas que presente el lugar escogido.

Adicionalmente son factores relevantes: la potencia instalada y su relación con el régimen hídrico de la fuente que se desea aprovechar, y la distancia entre la central y el lugar donde se encuentra el consumo o la red eléctrica que se desea abastecer. Esto último es más importante en las centrales de pequeño tamaño.

Los costos de operación y mantenimiento normalmente son, por su parte y a diferencia de lo que sucede en otro tipo de centrales de generación, pequeños comparados con la inversión requerida para materializar el proyecto. De acuerdo con lo anterior, resulta difícil establecer cuál es el costo de los proyectos hidroeléctricos que es posible desarrollar en la Región de Magallanes, sin contar con proyectos específicos, elaborados a lo menos a nivel de ingeniería básica.

Idealmente se debiera contar con cubicaciones y presupuestos de construcción, toda vez que, según Gordon (1983), la precisión con la cual es factible determinar el costo de este tipo de proyectos varía entre ± 40 a 50%, para la etapa de pre factibilidad, a ± 5% una vez que se ha

completado la recepción de las ofertas por la construcción de la central y por el suministro de su equipamiento.

Atendido lo anterior, en este punto del informe primero se indican algunos proyectos hidroeléctricos y algunas evaluaciones de potencial realizadas a la fecha; todo a la luz de la información consignada en los estudios revisados. No se trata, en modo alguno, de un catastro completo, sino sólo de información parcial, con cuencas y lugares específicos. Esto se entrega sólo con la finalidad dar una noción del potencial hidroeléctrico factible técnicamente de ser desarrollado y para entregar antecedentes respecto de los consumos que pueden ser abastecidos. Luego, en segundo lugar, se entregan valores de inversión que han sido obtenidos de los antecedentes revisados.

5.4.3 Potencial Hidroeléctrico

De acuerdo con la información entregada por EDELMAG S. A. a la Secretaría Regional de Energía, en la década de 1950 la Empresa Nacional de Electricidad (Endesa) estudió el potencial hídrico de las cuencas de los ríos Serrano (ubicado en la provincia de Última Esperanza) y San Juan (ubicado en la provincia de Magallanes, aproximadamente a 40 kilómetros al sur de la ciudad de Punta Arenas). En cada una de ellas, a la luz de los criterios técnicos y ambientales existentes en esa época, se estableció la posibilidad de instalar tres centrales hidroeléctricas con las potencias que se detallan en la Tabla 5.4.3

Tabla 5.4.3 - Centrales propuestas por Endesa

Central/Ubicación	Comuna	Caudal (m^3/s)	Altura (m)	Potencia (kW)
Grey	Última Esperanza	229,5	68	130.000
Nordenskjöld	Última Esperanza	130,4	58	63.000
Laguna Azul	Última Esperanza	18,5	100	15.400
Agua Fresca 1	Magallanes	4,9	80	3.100
Agua Fresca 2	Magallanes	3,9	45	1.700
Agua Fresca 3	Magallanes	3,9	75	2.900

Nota: Los caudales fueron estimados considerando un rendimiento global de un 85% para las centrales de tamaño superior a 10 MW e igual a un 80% para las centrales restantes.

El anterior no es el único estudio elaborado a la fecha. A principios de la década de 1990 la empresa Geoestudios Ltda., desarrolló estudios de factibilidad en las cuencas de los senos Última Esperanza y Skyring, y en el río Azopardo. Se trata de estudios destinados a establecer la factibilidad (o prefactibilidad) de construir proyectos hidroeléctricos de gran envergadura en relación con el consumo regional, puesto que fueron concebidos para generar grandes cantidades de energía eléctrica con el objeto de alimentar plantas de refinación de aluminio. Ellos

consideraron la construcción de embalses en el seno Última Esperanza, en el seno Skyring y en el río Azopardo, respectivamente.

No obstante que todos estos proyectos fueron desechados en su momento y que no presentan mayor interés para los objetivos del presente estudio, resulta de interés mencionar que particular relevancia adquirió en su momento el proyecto de la central Skyring, basado en el peraltamiento artificial del seno del mismo nombre, con presas que obstruyen pasos marítimos y en otros lugares, cuya potencia instalada sería de aproximadamente 1.000 MW. Esta información es relevante, puesto que permite formarse una idea concreta de la potencia que se buscaba generar y del alto costo e impacto ambiental de los proyectos.

Continuando con la revisión de los proyectos que son de interés para el presente estudio, resulta de interés mencionar que Endesa en el año 1988 realizó un análisis preliminar de los recursos hidroeléctricos de Isla Navarino. Este estudio fue mencionado por la empresa Cener Ltda., precisamente en un estudio de los recursos hídricos del río Róbalo con fines hidroeléctricos que efectuó en el año 1995 a solicitud de la Secretaría Regional de Planificación. En este estudio se propuso rehabilitar, principalmente mediante el cambio de su equipamientos electromecánico, una antigua central existente en la parte baja del río Róbalo (corresponde a la central que se señalada anteriormente, dotándola de una potencia de 70 kW, de modo que, junto con otra central termoeléctrica se pueda abastecer de manera óptima el consumo eléctrico de Puerto Williams.

Es interesante mencionar que Cener Ltda., también señaló, en su estudio, la posibilidad de construir centrales con potencias comprendidas entre 520 kW y 620 kW, haciendo uso de las aguas y desniveles existentes en el río Róbalo. Se trataría de centrales de paso convencionales, con bocatoma, aducción, cámara de carga, tubería en presión y casa de máquinas con descarga al río Róbalo. Naturalmente, como ocurre en este tipo de proyectos, la determinación de la potencia óptima a instalar, la adecuada definición de la ubicación de las obras, el dimensionamiento de un canal de aducción con cámara final de carga y/o su sustitución por una tubería en presión con chimenea de equilibrio, incidirán en la inversión requerida y en el costo final de la energía.

Debido al interesante potencial hidroeléctrico que presenta el río Róbalo, así como también otros ríos ubicados relativamente cerca de Puerto Williams, en el año 2012 EDELMAG S. A. contrató con la empresa Inte-Ingeniería Termo fluidos Ingenieros Asociados Ltda., la elaboración del proyecto de una mini central hidroeléctrica con una potencia instalada de 1.000 kW, de modo de aprovechar las aguas y los desniveles existentes en el río Guerrico, que se ubica aproximadamente a 18 km al oeste de Puerto Williams.

Las características principales de la central proyectada en el río Guerrico, se indican, junto con las de otras centrales hidroeléctricas mencionadas con anterioridad, en la Tabla 5.4.4, que se

presenta en la página siguiente. Sin perjuicio de lo indicado en este cuadro, cabe destacar que para la central del río Guerrico Endesa estimó un factor de planta del 79% y señaló la conveniencia de que disponga de una aducción en presión, con una longitud aproximadamente igual a 2 kilómetros.

Tabla 5.4.4 - Centrales cercanas a Puerto Williams

Central/Ubicación	Comuna	Caudal (m^3/s)	Altura (m)	Potencia (kW)
Puerto Williams$_{(1)}$	Antártica Chilena	0,37	26,5	70
Róbalo 1$_{(2)}$	Antártica Chilena	s/i	s/i	520
Róbalo 2$_{(2)}$	Antártica Chilena	s/i	s/i	620
Guerrico$_{(3)}$	Antártica Chilena	s/i	s/i	1.000

Notas: (1) Corresponde al proyecto de rehabilitación de la central "Base Naval Puerto Williams", indicada en el Cuadro Nº 2, que fue propuesto por Cener Ltda. (1995).

(2) Corresponden a dos centrales alternativas propuestas por Cener Ltda. (1995), para las cuales no se dispone de más información por contar sólo con un extracto parcial del estudio.

(3) No se proporcionan las principales características técnicas de esta central en los informes revisados.

Seguramente existen otros proyectos de pequeño tamaño que resulta difícil conocer sin efectuar un catastro detallado, que escapa de los objetivos del presente estudio. Sin perjuicio de ello cabe señalar que el consultor que suscribe el presente informe ha tomado conocimiento informal de otros proyectos de pequeña envergadura que existirían en la Región de Magallanes y que han sido concebidos para abastecer consumos aislados. El que mejor conoce corresponde a un pequeño proyecto con una potencia cercana a 20 kW, aunque ampliable a 50 kW, aproximadamente, concebido para abastecer instalaciones turísticas ubicadas en el Parque Nacional Torres del Payne. Este tipo de proyectos si bien puede estar sujeto a las restricciones establecidas por los compromisos adquiridos por el Estado de Chile en relación con el uso de las aguas de las cuencas hidrográficas de este parque nacional, tiene la ventaja de desplazar generaciones basadas actualmente en la quema de leña o en el uso de combustibles fósiles (que son transportados por caminos aledaños a ríos y lagos), mediante el empleo de centrales que con un diseño adecuado pueden presentar un escaso impacto ambiental.

Finalmente resulta necesario mencionar que EDELMAG S.A, contrató en el año 2011 la determinación del potencial bruto teórico de ocho cuencas localizadas en la provincia de Magallanes y el establecimiento de lugares factibles para la generación de potencias atractivas para esa empresa, de modo de disponer de una idea concreta del potencial disponible.

Las cuencas analizadas fueron las de los ríos: Rubens, Penitente, Ciaike, Tres Brazos, Las Minas, San Juan, Grande de Isla Riesco y Pérez.

Para efectuar la evaluación se consideró sólo los recursos contenidos en una sólo cuenca, sin contemplar la posibilidad de efectuar trasvases a cuencas vecinas. Las potencias obtenidas se señalan en la Tabla 5.4.5.

Tabla 5.4.5 - Potencia bruta teórica en cuencas estudiadas

Cuenca	Potencia bruta (kW)
Rubens	8.183
Penitente	14.800
Ciaike	89
Tres Brazos	2.938
Las Minas	1.219
San Juan	21.042
Grande	26.888
Pérez	25.336

Fuente: EDELMAG S.A. (2011)

De acuerdo con la información proporcionada por EDELMAG S. A. a la Secretaría Regional de Energía, en base a los resultados obtenidos se seleccionó las cuatro cuencas que se consideró más atractivas (estas son las de los ríos: Rubens, Las Minas, San Juan, Grande y Pérez). En ellas se evaluó la factibilidad técnica de desarrollar proyectos hidroeléctricos con potencias de interés para esa empresa.

De acuerdo con lo señalado por EDELMAG S. A. en los lugares evaluados existirían potencias comprendidas entre 5.000 kW y 500 kW. Los costos de estos proyectos y la factibilidad económica de su desarrollo, debe determinarse caso a caso, mediante la realización de los estudios técnicos correspondientes.

Las distancias existentes entre las cuencas más atractivas para EDELMAG S. A. y los centros de consumo que abastece esta empresa, se indican en la Tabla 5.4.6. Es importante precisar que se trata de distancias medidas en línea recta, por lo que no necesariamente representan las longitudes que deberán tener las líneas de alta tensión que conectarán las centrales con los centros de consumo que contribuirán a abastecer. Sólo se trata de información que permite formarse una idea concreta del orden de magnitud de las distancias que deben salvarse para hacer uso de los recursos hidroeléctricos presentes en cada cuenca.

Tabla 5.4.6 - Distancias a centros urbanos de consumo

Cuenca	Distancia aproximada (Km)	
	Punta Arenas	Puerto Natales
Rubens	140	50
Las Minas	5	190
San Juan	50	240
Grande	70	150
Pérez	100	100

Fuente: EDELMAG S.A. (2011)

Al considerar las potencias anteriormente señaladas y las distancias consignadas en Tabla 5.4.6, se estima conveniente estudiar, en un futuro próximo, la factibilidad económica de abastecer con hidroelectricidad parte del consumo de la ciudad de Punta Arenas con centrales ubicadas en las cuencas de los ríos San Juan y Las Minas, y parte del consumo de la ciudad de Puerto Natales con centrales ubicadas en la cuenca del río Rubens.

No se descarta la posibilidad de que también resulte conveniente hacer uso de los recursos hídricos de otras cuencas que no fueron contempladas en los estudios realizados. Por ejemplo, de cuencas relativamente cercanas a la ciudad de Puerto Natales, ubicadas en la provincia de Última Esperanza. Las potencias determinadas en las ocho cuencas estudiadas por EDELMAG S. A., también podrían servir para abastecer consumos industriales, especialmente de industrias ubicadas lejos de los centros urbanos más importantes.

Desde el punto de vista de los objetivos que se persiguen con el desarrollo del presente estudio, también resulta de interés mencionar la posibilidad de abastecer los consumos de Punta Arenas y Puerto Natales con las centrales propuestas por Endesa en las cuencas del Parque Nacional Torres del Payne. Si bien esta es una alternativa que puede resultar económicamente atractiva, es posible que con su construcción se vulneren compromisos adquiridos por el Estado de Chile ante organismos internacionales y aún que ello no ocurriese, es altamente probable que sus permisos ambientales sean muy difíciles, sino imposibles de conseguir.

En relación con el abastecimiento de los consumos eléctricos de Puerto Williams y de otros poblados ubicados en la isla Navarino, es importante mencionar que los estudios realizados a la fecha muestran la posibilidad cierta de abastecerlos mediante la construcción de centrales hidroeléctricas ubicadas en las cuencas de los ríos Róbalo y/o Guerrico (y posiblemente también mediante el aprovechamiento de otras cuencas que no han sido estudiadas). Esta es una posibilidad que no puede descartarse sin estudiar varias alternativas diferentes de desarrollo hidroeléctrico, y sin efectuar un estudio de los costos reales que tiene la construcción de obras civiles de mediana envergadura en la isla Navarino.

Finalmente, en relación con el abastecimiento de Puerto Edén, es importante mencionar que la rehabilitación de la central existente y la preparación de personal adecuado para su operación y mantenimiento, es una posibilidad que no debe descartarse.

5.4.4 Costos de Inversión

No se cuenta con antecedentes concretos sobre los costos reales de construcción de centrales hidroeléctricas en la Región de Magallanes. Esto se debe a que con excepción de la central ubicada en Puerto Edén, que corresponde a un lugar remoto, los antecedentes tenidos a la vista indican que no han sido construidas, en esta Región, otras centrales hidroeléctricas, al menos recientemente. Además de este hecho, es importante tener presente que sólo para el caso de la central del río Guerrico se cuenta con diseños que permitan una evaluación más confiable del costo de las obras o partidas principales.

Sin perjuicio de lo recién mencionado, es importante señalar que la revisión de los antecedentes disponibles para la preparación de este informe, condujo a la elaboración de la Tabla 5.4.7.

Tabla 5.4.7 - Inversiones Hidroeléctricas

Central	Inversión (M US$)	Potencia (kW)	Energía (MW h/año)
Central Puerto Edén(1)	400	90	s/i
Nordenskjöld(2)	323.876	63.000	443.000
Centrales Agua Fresca(3)	22.145	7.630	35.000
Puerto Williams(4)	90	70	459
Guerrico(5)	6.216	1.000	6.912

Fuente: EDELMAG S.A. (2011)

Notas: (1) Corresponde a la Central Puerto Edén (ver Cuadro Nº 2). Los valores se obtuvieron del Estudio de Impacto Ambiental.

(2) Corresponde a la central del mismo nombre propuesta por Endesa (ver Cuadro Nº 3). Los valores indicados son los informados en el estudio realizado por MásEnergía (2011). Incluyen una línea de transmisión hasta Punta Arenas, con una derivación hacia Puerto Natales.

(3) Corresponde a la construcción de las tres centrales propuestas por Endesa en la cuenca del río San Juan (ver Cuadro Nº 3). La información se obtuvo del estudio realizado por MásEnergía Ltda. (2011). La inversión incluye línea de transmisión hasta Punta Arenas.

(4) Corresponde al proyecto de rehabilitación de una central existente (ver Cuadro Nº 4). Los valores son los indicados en el estudio de Cener Ltda. (1995), considerando la instalación de una turbina Banki de fabricación nacional.

(5) Corresponde a la central del río Guerrico propuesta por Edelmag S. A. (ver Cuadro Nº 4). La Inversión incluye la línea de transmisión hasta Puerto Williams.

Si bien la precisión de las estimaciones presentadas en la Tabla 5.4.7, es diferente, puesto que, como fuera señalado con anterioridad, sólo en el caso del río Guerrico se dispone de un estudio de

factibilidad avanzado, resulta interesante mencionar que – sin considerar el caso de la rehabilitación de un central existente – las inversiones varían entre 6.200 US$/kW, para la Central Guerrico y 2.902 US$/kW, para las centrales Agua Fresca. En la Tabla 5.4.8, se muestra el detalle de la evaluación de para una Mini Central en Puerto Williams, en inmediaciones del Río Guerrico.

Tabla 5.4.8 - Inversiones Hidroeléctricas en Rio Guerrico

ITEMS	COSTOS	
	US$	%
Instalación de Faenas	235.904	4%
Camino de acceso a obra de toma (2 Km)	283.332	5%
Plataforma y zanja tubería de presión	573.194	9%
Obra de Toma	230.880	4%
Desarenador y cámara de carga	168.905	3%
Tubería de Presión (2 Km)	1.205.788	19%
Cámaras de purga y venteo	65.293	1%
Casa de Maquina	296.444	5%
Canal de Restitución	43.921	1%
Equipos Electromecánicos	861.307	14%
Transporte Material Equipos	264.708	4%
Línea Eléctrica	210.258	3%
COSTO NETO	4.439.934	71%
GG, Utilidades e Imprevisto (29%)	1.775.974	29%
Total	**6.215.908**	**100%**

Fuente: Elaboración Propia, CERE (2015)

Esta estimación viene a respaldar la inversión evaluada por la empresa EDELMAG S.A, donde el monto total se estimaba entre 4,6 – 6,2 MMUS$, para una Central de 1 MW. El costo estimado para el valor de la energía es de **0,72 US$/kWh.**

5.5 Evaluación de Instalaciones con Energías Marinas

El Estrecho de Magallanes posee la mayor corriente de mareas de Chile, y representa un emplazamiento ideal para grandes proyectos mareomotrices[77]. Existen además otras oportunidades para el desarrollo de la energía marina a pequeña escala en zonas aisladas como una solución para generación eléctrica. Si bien es poco probable que los recursos de energía undimotriz de los mares de la Región de Magallanes puedan ser desarrollados en un futuro a mediano plazo, existen varias áreas que están permanentemente expuestas al oleaje levantado por el viento (como por ejemplo, las partes más anchas del Estrecho de Magallanes, o el Seno Otway), donde sería posible desarrollar este tipo de proyectos.

Como recomendación se detalla que para favorecer el desarrollo de la energía marina en Magallanes, el Gobierno Regional de Magallanes en el Corto Plazo podría encargar un estudio sobre el potencial undimotriz y mareomotriz existente en la región, que sirva de insumo para generar un plan estratégico para el desarrollo de la energía marina. El estudio podría incluir lo siguiente:

- Identificar los emplazamientos más prometedores para proyectos de energía marina, en coordinación con la Comisión Regional de Uso de Borde Costero (CRUBC).
- Analizar cómo los proyectos podrían ser estructurados para aprovechar los incentivos fiscales y otros de la región, por ejemplo fabricando los componentes localmente.
- Considerar usos alternativos para la energía, por ejemplo, el uso directo por parte de la industria local ("la exportación de potencia incorporada en bienes manufacturados o en forma de hidrógeno"), la electrificación de sistemas de calefacción o usos en sistemas de transporte, producción de hidrógeno, entre otros.

5.5.1 Investigación y Tecnologías Disponibles

En cuanto al desarrollo tecnológico para el aprovechamiento de las corrientes, existen dispositivos comerciales y prototipos de distintos rangos de potencia (100 kW hasta 3 MW), sea operando en eje vertical u horizontal y para rangos de velocidad de corriente desde los 0,4 a los 5 m/s. Actualmente hay proyectos a escala comercial que emplean mareas o corrientes en países como Canadá, Korea, Francia, Portugal, Países Nórdicos y Reino Unido. Así mismo, hay una larga trayectoria de desarrollo de tecnologías que se encuentran a nivel de prototipo, piloto o estudio, sin embargo se espera que con el paso del tiempo y las experiencias de las cuales ya se tienen antecedentes, algunas de estas tecnologías se logren posicionar, y que así puedan ir mejorando en la curva de aprendizaje tecnológico que permita reducir sus costos. Las tecnologías capaces de

[77] *AQUATERA (2014)*

generar energía a partir de las corrientes, son bastante similares a las tecnologías eólicas, con la diferencia de que en este caso los dispositivos se deben encontrar sumergidos en el agua. Debido a que la densidad del agua es mayor, implica que las aspas de los dispositivos pueden ser más pequeñas y girar más lentamente que en el caso eólico, y sin perjuicio de lo anterior, entregan una cantidad de energía bastante significativa. Por ello, para incrementar el flujo y la potencia de salida desde la turbina, se pueden emplear concentradores alrededor de las aspas para generar un efecto más aerodinámico y concentrar el flujo hacia el/los rotor/es.

El estado actual de la investigación y desarrollo tecnológico en Chile, las organizaciones públicas y privadas que se relacionan con las energías marinas e información de costos de inversión y de producción de energía de algunas tecnologías que han sido implementadas en diferentes lugares del mundo, como mareo generadores de eje horizontal y vertical son presentados en el ***ANEXO E.5***.

5.5.2 Propuesta de Desarrollo

- **Generación de Energía Eléctrica**

Un equipo de ingenieros y académicos de la UMAG, se encuentran avanzando en la ingenieria conceptual y evaluación económica de un proyecto que explora la posibilidad de generación de energía eléctrica mediante la utilización del recurso mareomotriz. Los detalles de este proyecto se muestran a continuación. La planta se ubicaría entre Punta Delgada y Punta Arenas en el Estrecho de Magallanes, según se indica en la Figura 5.5.1.

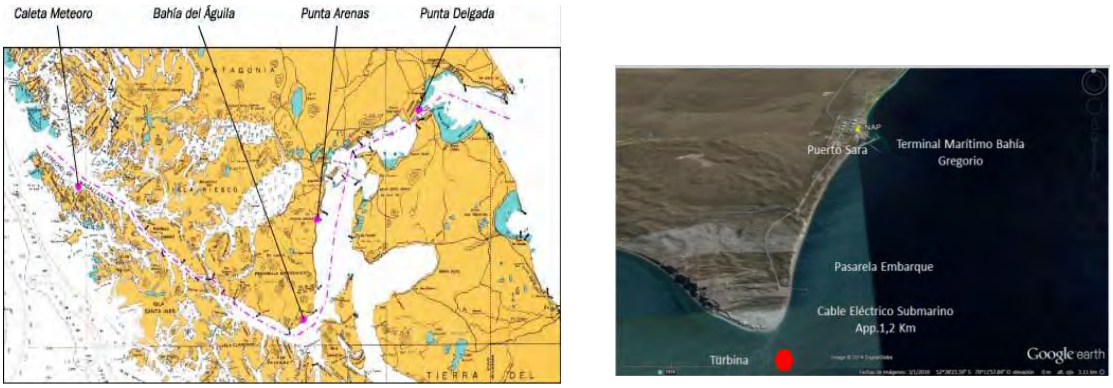


Figura 5.5.1 – Zona Geográfica de Interés entre Punta Delgada y Punta Arenas

El sitio de interés potencial para el proyecto piloto, está situado en la Bahía de San Gregorio, coordenadas geográficas 52° 38’ latitud Sur y 70° 12’ de Longitud Oeste. El área seleccionada, se encuentra aproximadamente a 1,2 Km de la costa y a 5 Km de **la red eléctrica existente ubicada en** Puerto Sara (San Gregorio, instalaciones de ENAP), donde actualmente existe una capacidad

instalada de generación eléctrica de 2 MW. El objetivo del proyecto, es conectarse a la barra de distribución de 400 V y alimentar al sistema de distribución de energía eléctrica de la población existente en dicho sector.

Los factores considerados en la selección del sitio para el proyecto, en base a la información disponible, principalmente son los siguientes: corriente máxima sobre 2,5 m/s, profundidad promedio sobre 30 m, cercanía a la costa, poblado y red de distribución cercano, morfología del fondo marino, fuera del track de navegación, otros.

- **Proceso Tecnológico a utilizar**

Se ha concluido, en base a varios criterios y porque ha sido probada en condiciones reales de operación, que la turbina de 500 kW desarrollada por Open Hydro es la que se adecúa de mejor manera a las condiciones marinas del sector en el Estrecho de Magallanes. En la Figura 5.5.2, se muestra un esquema del sistema

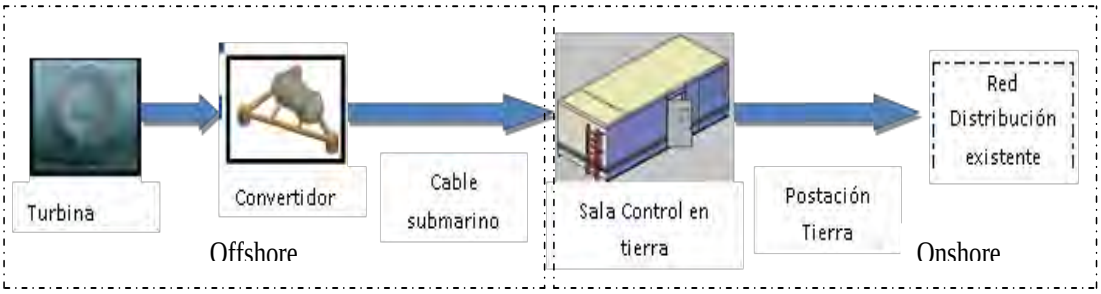


Figura 5.5.2 – Sistema Open Hydro

Los equipos instalados offshore, son la turbina, el conversor y el cable eléctrico submarino. La turbina es capaz de generar 500 kW, tiene 16 m de diámetro y va montada sobre una estructura en forma de trípode, soporte metálico que asienta la turbina en el fondo marino. Trabaja a una profundidad de 35 m de agua. Punto de inicio de generación de 0,7 m/s y alcanza su máxima potencia a los 2,5 m/s de corriente marina. El peso total de la turbina es de aproximadamente 500 Ton (Las turbinas tienen el peso de anclaje suficiente para garantizar la estabilidad). El convertidor, es un sistema sellado, que recibe la corriente generada por la turbina realizando la conversión de potencia (AC – DC) y el aumento de la tensión para exportar hasta la costa, de aproximadamente 9 m de largo, 3 m de diámetro y 65 Ton de peso, montado sobre una estructura metálica que permite el fondeo y la estabilidad en el fondo marino. El cable submarino, transporta la energía generada desde el convertidor (DC +- 5 Kv) hasta la sala de control en tierra. Las instalaciones on shore, son la sala de control y la red de distribución. La sala de control se proyecta instalar en la playa cerca de la pasarela de Gregorio, distante aproximadamente 1,2 km de la ubicación de la turbina marina, la cual tiene como objetivo levantar la tensión a 12.300 V (subestación) para entregar a la línea de alta tensión. Se proyecta construir aproximadamente 5 km de línea de alta

tensión (diseño de acuerdo a la legislación) desde la subestación instalada en playa hasta la barra de distribución en el poblado de Gregorio (400 V).

El montaje de las turbinas comienza por su ensamble en tierra (en Laredo), se transportan y se instalan en el fondo marino utilizando una barcaza. La ventaja de desarrollar este proyecto en la zona es la disponibilidad de barcaza con capacidad de levante de carga suficiente para el peso de las estructuras y el tendido del cable submarino. Las estructuras de soporte de la turbina y del convertidor pueden ser fabricadas en Bahía Laredo (ENAP) utilizando las mismas instalaciones para el montaje de los jackets y mesas de las plataformas que hoy en día están disponibles.

- **Flexibilidad de la tecnología ante un aumento de la demanda**

La tecnología Open Hydro maneja el concepto de granjas marinas, las cuales pueden estar compuestas de una o más turbinas. Por ejemplo, si se proyectara abastecer la demanda de la ciudad de Punta Arenas, se necesitaría instalar 50 granjas (cada una con 4 unidades de 500 kW lo que ocuparía un área de 100 km^2). Esto es equivalente a extraer aproximadamente el 2% de la potencia estimada disponible en el Estrecho de Magallanes. Para tener una idea, los estudios recomiendan extraer como máximo el 20% de la potencia disponible del lugar.

- **Tiempo de ejecución, puesta en servicio y costo aproximado de inversión**

El tiempo estimado del proyecto es de 3 años, (no incluye permisos ambientales) iniciando con la etapa de investigación hasta el informe final del proyecto. La inversión inicial estimada del proyecto es de aproximadamente 3,1 MMUS$. Los factores considerados en el cálculo de la inversión son: cercanía de la costa, lugar poblado con requerimiento de energía eléctrica, altas velocidades de corrientes marinas, profundidad del fondo marino; utilización de equipos, instalaciones, experiencia, embarcaciones y conocimiento de las actividades marinas de ENAP en la etapa de construcción, instalación, montaje, puesta en marcha y prueba del sistema de generación marina.

- **Producción y factor de planta esperados**

De acuerdo a las intensidades de corrientes del sitio seleccionado, a las condiciones de funcionamiento de las turbinas seleccionadas (entre 0,7 a 2,5 m/s) y un factor de planta estimado de 0,7 (factor de planta dependiente de la eficiencia de la tecnología y de las condiciones de corriente del sitio en que se instala), la potencia promedio generada es de aproximadamente 350 kW.

- **Valor estimado de la energía producida en el sector donde se localiza el proyecto**

Se ha realizado una evaluación económica simple del proyecto (inversión inicial, periodo de vida 15 años, una tasa fija de 10%, costos de mantención y operación) y un factor de planta de 0,7, dando como resultado un valor estimado de la energía producida en el sector de generación seleccionado de **180 US$/MWh.**

Un aspecto importante a destacar es que en la localidad de Gregorio, actualmente se tiene un consumo de 193.493 m^3/día de gas natural para una potencia promedio generada de 667 kWh. Al reemplazar la generación térmica por mareomotriz, significaría un ahorro de gas de 193.493 m^3/día de gas, equivalente al 24,19% del consumo de gas de la ciudad de Punta Arenas en el periodo de verano y un 10,75% en el periodo de invierno.

- **Ventajas y externalidades positivas del proyecto.**

- Bajo impacto ambiental en el mar (a la fauna, fondo marino, perturbaciones a las aves, a la actividad industrial y navegación) en la etapa de construcción, instalación y montaje.
- Aporte para establecer un marco jurídico para el desarrollo de este tipo de proyectos.
- Permitirá verificar el comportamiento en condiciones reales de la generación de energía mareomotriz en el Estrecho de Magallanes, los efectos marinos, la energía extraíble y las conexiones eléctricas.
- El piloto permitirá optimizar la tecnología offshore para la etapa de instalación y mantenimiento.
- La localidad de Gregorio, actualmente tiene un consumo de 193.493 m^3/d gas para una potencia promedio generada de 667 KWh. AL reemplazar la generación por mareomotriz, significa un ahorro de gas de 193.493 m3/d gas equivalente al 24,19% del consumo de gas de la ciudad de Punta Arenas en el periodo de verano y un 10,75% en el periodo de invierno.
- Reducción de las emisiones de CO_2.
- Creación de nuevos puestos de trabajo y generación de nuevo conocimiento.
- Aprovechamiento de experiencia, conocimiento, equipamiento, embarcaciones e instalaciones disponibles en ENAP Magallanes.

5.6 Evaluación de Instalaciones con Biomasa

5.6.1 Principales Zonas de Explotación Forestal

- **Tierra del Fuego**

La empresa Forestal Russfin ubicada en la comuna de Timaukel, provincia Tierra del Fuego, se dedica a la producción de madera aserrada de Lenga, seca y clasificada, la cual en su mayoría se destina a la fabricación de muebles finos.

Para el proceso de fabricación, las instalaciones cuentan con 8 cámaras de secado, las cuales requieren calor y vapor para su funcionamiento, en especial para el proceso de homogenización de las tonalidades de la madera entre albura y duramen (vaporizado) en una primera etapa, y posteriormente para el proceso de secado de la madera aserrada.

Inicialmente la obtención de vapor y calor para el funcionamiento de la planta se obtenía de una caldera de vapor de 5 ton, que utilizaba el 20% de los desechos de proceso de aserrío y la generación eléctrica era por medio de 4 grupos electrógenos a diésel.

La empresa desarrolló un proyecto de Cogeneración en el año 2006, mediante el cual se instaló una caldera de 20 ton y una turbina a vapor con una potencia instalada de 1,2 MW, con las cuales se abastecen los requerimientos eléctricos de todas las instalaciones, los térmicos del proceso productivo, además de calefacción y agua caliente del campamento. El monto de la inversión fue de 2,5 MMUS$. La alimentación de la caldera se realiza mediante la utilización de la totalidad de desechos del proceso productivo, los cuales antes de la instalación del proyecto eran un problema por disposición.

Actualmente el consumo de la caldera es de aproximadamente 4.000 m^3 sólidos/h para 1,2 MW de potencia instalada además de la generación térmica 20 kg vapor/h, 20 bar y 275 °C. Según estimaciones de la empresa, el costo de la energía es de 0,093 US$/kW h, considerando despreciable el costo del combustible, ya que corresponde a material residual.

En reuniones sostenidas con representantes de la empresa, y en Taller de Expertos de Biomasa, se ha manifestado el interés de poder aportar a la matriz energética regional, y en especial a comunas aledañas, principalmente en la comuna de Timaukel, donde se ubica la empresa, sin embargo a la fecha no existe un proyecto concreto. En base a esto, se puede comparar el valor entregado por la empresa para la inversión de 2,5 MMUS$ versus los 2,2 MMUS$ estimados según los parámetros económicos entregados luego del estudio de Potencial de la Biomasa en Chile realizado por la Universidad Técnico Federico Santa María.

- **Descripción Tecnología**

Para la generación de energía, se emplea caldera para producción de vapor de alta presión y turbina para generar energía eléctrica. En la caldera, se contempla la utilización de la tecnología de combustión en lecho fluido para la biomasa. Además se considera la cogeneración al utilizar el calor luego de la turbina para obtener ACS en la infraestructura de edificación de la planta. La inversión es de 2,5 MMUS$ (valor informado por la empresa Forestal Russfin), siendo el consumo de la materia prima correspondiente a 4.000 m^3 sólidos/h. Si se asume costo cero del combustible debido a que son desechos forestales de sus procesos, la estructura de costos, se muestra en la Tabla 5.6.1.

Tabla 5.6.1 – Análisis de Costos Tecnología de Combustión Directa Desechos Forestales FR

Inversión				**Según Planta de 1,2 MW**
Caldera	444	(US$/kW)		532.800
Turbina de vapor	148	(US$/kW)		177.600
Des-aereador	56	(US$/kW)		67.200
Torre de enfriamiento	29	(US$/kW)		34.800
Sistema de Control	9	(US$/kW)		10.800
Secador	79	(US$/kW)		94.800
Preparación de Combustible	113	(US$/kW)		135.600
Total Equipos				1.053.600
Terreno	30%	% Inversión de equipos		316.080
Obras Civiles	10%	% Inversión de equipos		105.360
Instalación	30%	% Inversión de equipos		316.080
Contingencia	10%	% Inversión de equipos		105.360
Ingeniería	10%	% Inversión de equipos		105.360
Puesta en Marcha	10%	% Inversión de equipos		105.360
Total Equipos				1.053.600
Costos Operacionales				
Operaciones	22,96	US$/kW-año		$ 27.552
Mantenimiento	36,5	US$/kW-año		$ 43.800
Biomasa	16	US$/m. estéreo		Se considera costo cero
				US$ 2.178.552

Fuente: Elaboración propia en base a Referencia[78].

[78] *Potencial de Biomasa en Chile , UFST(2008)*

- **Última Esperanza**

Tal como se mencionó en Informe de Avance N°1, la empresa Monte Alto Forestal S.A, se encuentra desarrollando, hace ya algunos años, una línea de negocios energéticos, con la venta de astillas y la instalación de calderas a biomasa en hoteles del Parque Nacional Torres del Payne.

La empresa, tiene la intención de construir una alternativa de generación de energía eléctrica mediante la utilización del recurso biomasa, similar a la planta de la empresa Forestal Russfin, pero con el fin de abastecer la ciudad de Puerto Natales. Los detalles de este proyecto son los siguientes y se muestran a continuación:

- **Ubicación de la Planta**

Actualmente la empresa está en el proceso de decidir la localización de la planta de generación de energía eléctrica. Están en la incertidumbre de ubicarla cerca de las instalaciones de Monte Alto en Punta Arenas (Km 9,5 Norte, Ruta 9), en la comuna de Punta Arenas, o cerca de los terrenos forestales de Monte Alto (Km 180 Norte, Ruta 9) en la comuna de Natales. La ubicación en el Km 180, tendría la ventaja de ser mucho más competitiva contra un precio de gas (sin subsidio) y la capacidad de suministrar energía eléctrica a Puerto Natales con un costo más bajo del que existe hoy en día. Pero esta alternativa requiere la construcción de una línea de transmisión, situación que, Monte Alto está estudiando respecto de las opciones del mencionado tendido eléctrico. Es importante destacar que una línea de transmisión que una Punta Arenas y Puerto Natales generaría además la posibilidad de proveer energía a las comunidades más pequeñas que se encuentran a lo largo de la ruta 9.

La tecnología que desean utilizar, corresponde a una caldera de producción de vapor de alta presión, y turbina para generación de energía eléctrica. En la caldera, se contempla la utilización de la tecnología de combustión en lecho fluido para la biomasa. Este tipo de tecnología existe en todo el mundo y en varias Centrales a Biomasa en Chile. Además, es la forma más eficiente y conocida de combustión. Monte Alto proyecta una planta de 8 MW, y esperan mantener esa producción constante, ya que así asegurarán tener la máxima eficiencia de la planta. Han optado por este tamaño de planta debido a los recursos sustentables de biomasa que tienen disponibles, y que la empresa se compromete a abastecer sin mayores inconvenientes al largo plazo, dada su forma de manejo del bosque.

- **Costos de Inversión**

Se tiene pensado tomar la decisión en el primer semestre de 2015, siendo el plazo para la puesta en servicio el año 2017. En estos momentos se encuentran en etapa de definición del costo del proyecto, pero la curva de inversión para su proyecto indica un costo entre 3 a 5 MMUS$ por MW instalado, por lo cual la inversión total aproximada, sería entre 24 y 40 MMUS$.

En la Tabla 5.6.2, se puede apreciar la estructura de costos de LANG, para plantas tipo "fluido", tomando en cuenta el intervalo de costo mencionado anteriormente, y considerando un comportamiento de "fluido" para las astillas utilizadas en el proceso de combustión, y tres posibles montos de inversión para planta de 8 MW.

Tabla 5.6.2 – Estructura de Costos futura planta Forestal Monte Alto

ITEM	Costo de la planta de 8 (MW)		
	3 (MMUS$/MW) instalado	4 (MMUS$/MW) instalado	5 (MMUS$/MW) instalado
Equipos de Proceso sin Instalar	5.867.971	7.823.961	9.779.951
Costo de Instalación	2.757.946	3.677.262	4.596.577
Instrumentación y Control Instalado	1.056.235	1.408.313	1.760.391
Piping Instalado	3.872.861	5.163.814	6.454.768
Instalación Eléctrica	645.477	860.636	1.075.795
Edificios	1.056.235	1.408.313	1.760.391
Urbanización	586.797	782.396	977.995
Instalaciones Auxiliares	4.107.579	5.476.773	6.845.966
Terrenos	352.078	469.438	586.797
Utilidad Contratista	1.232.274	1.643.032	2.053.790
Contingencia	2.464.548	3.286.064	4.107.579
Total US$	**24.000.000**	**32.000.000**	**40.000.000**

Fuente: Elaboración Propia, CERE (2014)

Las plantas de biomasa pueden tener un factor de planta de hasta 92%. Considerando un factor de planta del 90%, la planta de 8 MW proyectada por Monte Alto, puede producir hasta 62.000 MW h por año. Aunque siempre hay riesgos en el suministro de energía, Monte Alto está tomando decisiones desde las primeras etapas para garantizar el éxito de la planta y mitigar cualquier riesgo que pueda surgir. Están trabajando con expertos en logística de la cosecha de biomasa, expertos en la industria electrotécnica, y expertos financieros para asegurar la cadena de valor en el proyecto. Con contratos seguros y planes detallados, estarán preparados para suministrar energía sobre el largo plazo.

El suministro de biomasa para la planta de 8 MW está basado en la cosecha anual sustentable de las 41.000 Ha. que son el patrimonio de la empresa. Es decir, toda la biomasa necesaria proviene de un único patrimonio forestal. En un inicio se dispondrá de la materia prima que genera la empresa de sus desechos forestales, y tal vez de otras empresas en el rubro, pero luego se enfocará el suministro solamente de dicha cosecha.

En cuanto al valor del (kW h) en el centro de consumo (Puerto Natales) en este momento, la empresa se encuentra analizando los precios de la materia prima y del (kW h) de energía eléctrica con una planta de biomasa, en los 2 sectores analizados, lo que implica considerar varios factores, como por ejemplo, la mejor ubicación de la planta, costos de transporte, costos de inversión, la presencia de una línea de transmisión, entre otros.
Lo que la empresa sostiene, es que con una planta en el Km 180, conectada a Natales y Punta Arenas a través de una línea de transmisión, puede bajar el costo de energía eléctrica por un margen significativo en Puerto Natales. Esto, debido al sistema de "cross-subsidy" que existe en Magallanes y también por las Centrales de diésel que mantiene EDELMAG en Natales, que quedarían para respaldo, que forma gran parte del costo de capacidad de Natales.

- **Ventajas y Externalidades Positivas**

Algunas ventajas y externalidad positivas del proyecto son las que mencionan a continuación:

Beneficios Económicos:

- Disminuye el impacto del subsidio de gas para el gobierno (y gente) de Chile.
- Crea trabajo local en la industria forestal y en la operación de la planta. Estiman entre 40-50 trabajos en la cadena de valor.
- Si construyen la planta en el Km 180 y una línea de transmisión conectando Puerto Natales y Punta Arenas, la planta puede dar luz 24 horas al día a las pequeñas comunidades en la ruta y una oportunidad de desarrollo con una fuente de energía eléctrica más económica que petróleo.
- Con la planta en el Km 180, se puede bajar el costo de energía en Natales y fortalecer las familias y empresas allí económicamente.

Beneficios socio-políticos:

- Disponer 15 MM m^3 de gas al año (que se ahorrarían al funcionar la planta en base a biomasa), es decir, casi 15 días del consumo de gas residencial durante el invierno.
- Diversificar la Matriz de Energía en Magallanes. Con un sistema que opera cerca 99% con gas, pueden ofrecer una alternativa y hacer la Región menos dependiente del gas.
- Aumentar la eficiencia del sistema. Con una planta nueva, EDELMAG puede cerrar centrales más antiguas y menos eficientes, lo que también baja el costo al consumidor en forma del pago de capacidad.
- Aumentar el perfil de ERNC con biomasa en Magallanes y en Chile. Crear una señal al mercado para otras plantas de ERNC en Magallanes

Beneficios Ambientales

- Disminuir la emisión de 36.000 toneladas de carbono al año. Equivalente de sacar 7.500 autos de las carreteras.
- Contribuir a la meta nacional de ERNC y promover la importancia de biomasa en alcanzar esta meta.
- Promover el manejo sustentable de los bosques de la Región.

Como parte del estudio de impacto ambiental, tendrían que estudiar la cadena de valor del proyecto que empieza con el manejo y cosecha sustentable del bosque y sus residuos, el transporte de la materia prima, las emisiones procedente de la combustión de la materia prima y tratamiento del efluente de la planta. Son factores claves pero controlables con la tecnología actual. Monte Alto, cuya existencia como empresa sobre el largo plazo depende totalmente en el manejo sustentable de su recurso principal, el bosque, tiene el compromiso de asegurar una armonía entre este proyecto y el medio ambiente.

Según los parámetros económicos obtenidos luego de analizar el estudio de Potencial de la Biomasa en Chile realizado por la Universidad Técnico Federico Santa María, se puede comparar el valor obtenido mediante este cálculo a la propuesta de la empresa Monte Alto para la ciudad de Natales, correspondiente a un valor de 14,5 MMUS$ versus lo estimado por ellos de un rango entre los 24 a 40 MMUS$ de costo de la planta.

- **Descripción Tecnología**

Para la generación de energía, se emplea caldera para producción de vapor de alta presión y turbina para generar energía eléctrica. En la caldera, se contempla la utilización de la tecnología de combustión en lecho fluido para la biomasa. La inversión es de 3 - 5 MMUS$ por MW instalado

(valor informado por la empresa), el consumo de la materia prima corresponde a 4.000 m^3 sólidos/h. Si se asume costo cero del combustible debido a que son desechos forestales de sus procesos, la estructura de costos para el inicio del proyecto, se muestra en la Tabla 5.6.3. en cuanto a asumir el costo de la materia prima producto de los procesos que conlleva la cosecha de la biomasa en las 41.000 ha., no se informó por la empresa, ya que aún en estos momentos se encuentran en una etapa básica del proyecto.

Tabla 5.6.3 – Análisis de Costos Tecnología de Combustión Directa Desechos Forestales MAFSA

Inversión			**Según Planta de 8 MW**
Caldera	444	(US$/kW)	3.552.000
Turbina de vapor	148	(US$/kW)	1.184.000
Des-aereador	56	(US$/kW)	448.000
Torre de enfriamiento	29	(US$/kW)	232.000
Sistema de Control	9	(US$/kW)	72.000
Secador	79	(US$/kW)	632.000
Preparación de Combustible	113	(US$/kW)	904.000
Total Equipos			**7.024.000**
Terreno	30%	2.107.200	2.107.200
Obras Civiles	10%	702.400	702.400
Instalación	30%	2.107.200	2.107.200
Contingencia	10%	702.400	702.400
Ingeniería	10%	702.400	702.400
Puesta en Marcha	10%	702.400	702.400
Total Equipos			**7.024.000**
Costos Operacionales			
Operaciones	22,96	US$/kW-año	183.680
Mantenimiento	36,5	US$/kW-año	292.000
Biomasa	16	US$/m. estéreo	Se considera costo cero
			US$ 14.523.680

Fuente: Elaboración propia en base a Referencia[79].

5.6.2 Tecnologías a Pequeña Escala

- **Gasificador de Biomasa All Power Lab/ Power Pallet 10 kWe**

Otra forma de utilizar la biomasa y sacarle provecho para producir energía térmica o eléctrica es mediante su gasificación. El CERE, ha estado realizando pruebas experimentales con un gasificador de procedencia estadounidense, como parte del Proyecto FONDEF D11R1002, equipo que a la fecha, ha arrojado valores de rendimiento de 1,85 (m^3 de gas pobre/ kg de astillas), donde las

[79] *Potencial de Biomasa en Chile , UFST(2008)*

astillas de Lenga provienen de la empresa Monte Alto S.A. Una composición química promedio de este gas, es la que se muestra en la Tabla 5.6.4.

Este equipo tiene una potencia nominal de 7,5 kW y un consumo de aproximadamente 10,5 kg/hora, y además su tolva de almacenamiento es de 40 kg que da una autonomía de aproximadamente 5 horas. En la Figura 5.6.1, se muestran sus principales componentes. Se encuentra en desarrollo la elaboración de un Manual de Funcionamiento y Recomendaciones de Uso, que estarán disponibles en Mayo de 2015 al finalizar el proyecto en curso.

Tabla 5.6.4 – Composición promedio del SYNGAS producido con Lenga

%CO	$\%CO_2$	$\%CH_4$	$\%H_2$	$\%O_2$	$\%N_2$
26,6	11,5	3,0	20,2	0,0	38,7

Fuente: Elaboración Propia, CERE (2014)

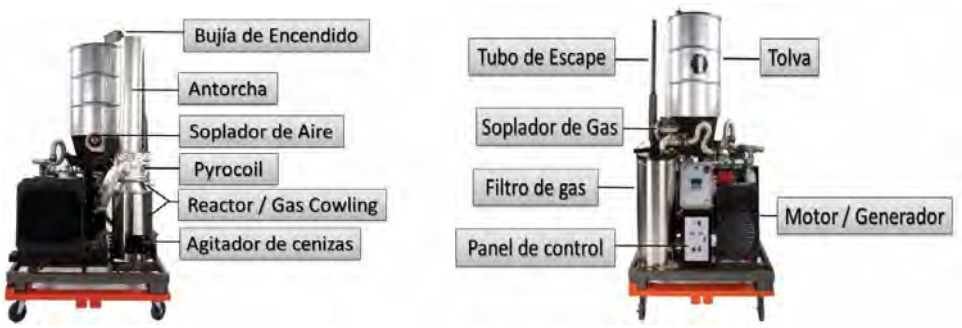


Figura 5.6.1 – Vistas Componentes Gasificador ALL POWER LABS

Fuente: Elaboración Propia, CERE (2013)

- **Descripción Tecnología**

Para la generación de energía, se emplea gasificación de astillas de madera de Lenga, para la producción de gas de síntesis, el cual se envía a un motor gasógeno que acoplado a un generador produce electricidad. El CERE de la Universidad de Magallanes, posee una unidad de experimentación de 10 kW. Cabe mencionar que la empresa que provee el equipo, también comercializa equipos de 20 kW y 25 kW. Además a fines del año 2015, comenzarían a comercializar un equipo llamado Powertainer el cual entregaría una potencia de 100 kW. La inversión es de 19 MUS$ (Equipo de 10 kW más traslado). El consumo de materia prima, en promedio, es de 10,5 kg/h de astillas de madera.

- **Gasificador ANKUR WBG-40 de 20 kWe**

La empresa Ankur Scientific Energy Technologies comercializa gasificadores de diversos modelos. Ella los clasifica en base a los que funcionan con combustible mixto, utilizando diésel y biomasa y los que funcionan solamente con biomasa. El modelo adquirido por la I. Municipalidad de Cabo de Hornos, para ser instalado en la localidad de Puerto Toro, que ahora se encuentran en Puerto Williams, sin instalación, utilizan solo biomasa como combustible. El modelo del gasificador es el WBG-40 de 20kWe. Algunos parámetros para este modelo son los expuestos en la Tabla 5.6.5.

Tabla 5.6.5 – Especificaciones técnicas para gasificador Ankur WBG-40

Modelo del gasificador	WBG-40	
Tipo de gasificador	Downdraft	
Especificaciones del combustible		
Tamaño (mm)	Mínimo: Diámetro – 10 mm; Largo – 10 mm	
	Máximo: Diámetro – 50 mm; Largo – 10 mm	
Contenido de humedad (%)	< 20% (base húmeda)	
Contenido de cenizas (%)	< 5%	
Salida del gasificador		
Tasa de flujo de gas (Nm^3/hr)	90	
Valor calorífico promedio del gas ($Kcal/Nm^3$)	>1.100	
Tasa peak de salida térmica (Kcal/hr)	99.000	
Tasa de consumo peak de biomasa (kg/hr)	Máximo 36	
Temperatura de gasificación (°C)	1050-1100	
Modo de gas caliente (sin depuración)	>85%	
Modo de gas frío (con depuración)	>75%	
Temperatura gas en salida del gasificador	300 a 500 °C	
Alimentación de biomasa		
Modo	Manual	
Frecuencia	Cada 60 minutos	
Extracción de cenizas	Continua a través del control del propietario y sello de agua / sistema de extracción de las cenizas de carbón secas	
Enfriamiento del gas (para modo de fregado y ultra limpieza del gas)	Sección Venturi con recirculación de agua	
Limpieza del gas (para modo de gas ultra limpio)	A través del propietario y los filtros finos patentados	
Encendido	A través de bomba de fregado / Soplador	
Composición típica del gas	CO 21 ± 3% CO_2 11 ± 3% O_2 0,2 – 0,9 %	H_2 16 ± 4% CH_4 1 – 2,5 % N_2 restante
Costo (US$)	**40.400**	

Fuente: Ankur Scientific Energy Technologies (2014)

- **Pellets**

Existe una empresa regional, Maderas San Vicente, quien se encuentra interesada en comercializar pellets y/o briquetas, elaboradas a partir de residuos de Lenga, sin embargo, su instalación se encuentra todavía a nivel piloto. En ***ANEXO E.6***, se muestra un detalle de las formas de comercialización de éste producto, y algunos ejemplos de artefactos que emplean pellet, que son probadamente más eficientes que la combustión directa de la leña.

5.6.3 Calefacción Distrital

La Calefacción Distrital o District Heating (DH) por sus siglas en inglés, es un sistema que básicamente consiste en distribuir calor a partir de un sistema degeneración de energía centralizado, es decir un conjunto de componentes o elementos organizados y relacionados entre sí, que interactúan para lograr un objetivo final. El sistema de DH está compuesto por tres componentes esenciales, estos son la planta de producción de calor, la red de distribución y la central de entrega de calor en la vivienda. Los componentes de un sistema DH se esquematizan en la siguiente Figura 5.6.2.

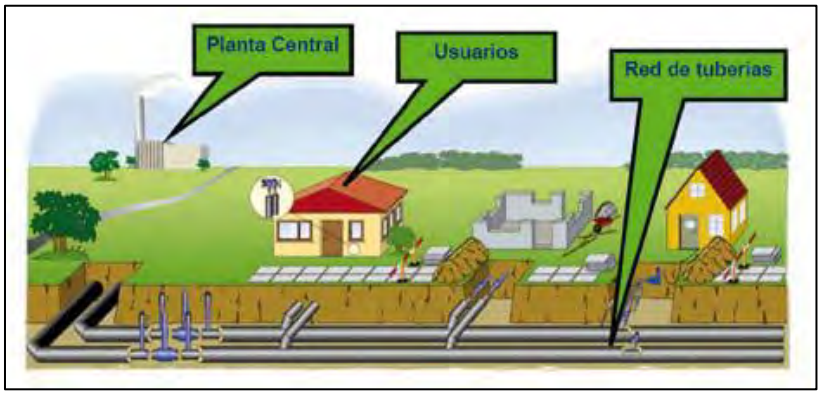


Figura 5.6.2 – Esquema básico de red de distribución térmica
Fuente: Biomasa: Redes de Distribución térmica, Madrid (2008)

Los sistemas de calefacción distrital, tienen el potencial de utilizar diversas fuentes de energía en forma eficiente y controlada, permitiendo un uso óptimo de los combustibles utilizados, reduciendo a su vez las emisiones de Gases de Efecto Invernadero (GEI) que provocan el proceso de Cambio Climático. La eficiencia energética de los sistemas de Calefacción distrital, junto con la reducción de emisiones contaminantes, son las principales razones que justifican la implementación de este tipo de sistema. Cabe destacar que el uso eficiente de combustible y la consiguiente disminución del consumo de leña, contribuye a su vez a disminuir la presión sobre la deforestación del Bosque Nativo.

Existen diversos factores que influyen en la implementación de un sistema DH, entre estos factores están, el marco regulatorio o legal que condiciona la puesta en marcha del sistema,

aspectos de oferta y demanda por combustible, la tecnología disponible, aspectos relacionados con los barrios y viviendas, aspectos socioeconómicos de la población y lo relacionado con la gestión y administración operativa del sistema. Las partes y componentes de un sistema de calefacción distrital, como se mencionó anteriormente, están compuestos por tres componentes esenciales que se caracterizan a continuación:

- **Planta de Producción de Calor**

La planta de producción de calor es el componente principal de un sistema de calefacción distrital, es el lugar en el que se produce la energía necesaria para abastecer de calefacción a un determinado conjunto de viviendas. En la planta de producción de calor se realiza el proceso de generación de agua caliente o vapor, mediante la combustión eficiente y controlada de combustible, en sistemas automatizados de calderas programadas que permiten su uso óptimo, disminuyendo emisiones y optimizando la capacidad de entrega de energía. Según el estudio "Evaluación de alternativas de calefacción distrital para las comuna de Temuco y Padre Las Casas", realizado por la consultora POCH Ambiental S.A., la planta de calor consta de:

- Sistema automático de carga de combustible.
- Un sistema de recuperación de calor de desecho.
- Un sistema de combustión de biomasa para carga base.
- Un sistema de calefacción de respaldo opcional para carga de horas punta.

El esquema de funcionamiento de una planta de calor a biomasa, se puede apreciar en la siguiente Figura 5.6.3.

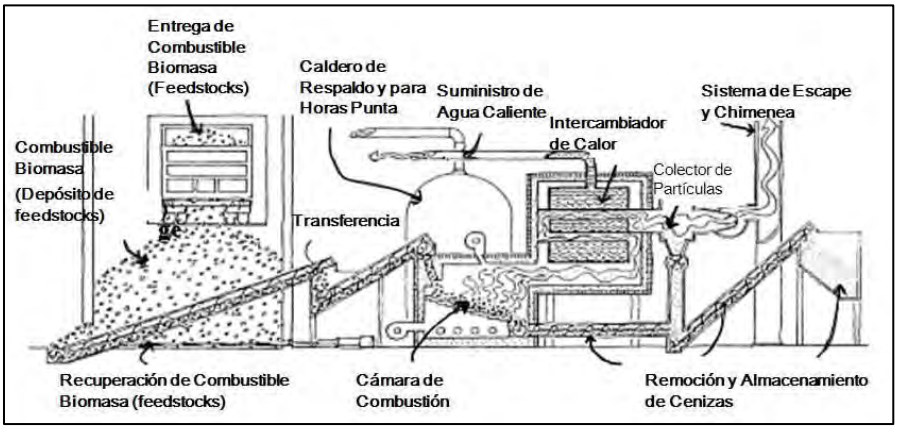


Figura 5.6.3 – Esquema de funcionamiento de central de calor
Fuente: POCH (2012)

Con respecto al espacio físico que necesitan las plantas de calor, se puede mencionar como referencia una planta de calor de 2 MW de potencia de la empresa sueca Janrforsen, para la que es necesario un terreno de 320 m^2 la que incluye la central térmica, el espacio necesario para el

alimentador de combustible y la chimenea para evacuar las emisiones provocadas por la combustión de biomasa.

- **Red de distribución de calor**

En la red de distribución el elemento principal es la tubería, la que es diseñada para optimizar la entrega de calor minimizando las pérdidas mediante un sistema de aislación térmica. La red de distribución está compuesta por un sistema de tuberías de entrega de agua caliente (80-90 (°C) aprox.) a los consumidores finales y un sistema de retorno de agua al sistema de producción de calor a menor temperatura (45-60 (°C) aprox.) para volver a ser calentada, cerrando el circuito. Según POCH, el sistema de tuberías debe ir enterrado a una profundidad que va entre los 0,6 a 0,8 m bajo el suelo, y su diámetro es variable dependiendo de la demanda de energía del sistema. Entre los otros elementos que se encuentran en la red de distribución están las estaciones de bombeo de agua o sistema de impulsión, las que facilitan la circulación del agua en el sistema cerrado de tuberías, entregando agua caliente a los puntos de consumo. En las siguientes figuras se grafica la red de distribución y su diseño de aislación térmica:

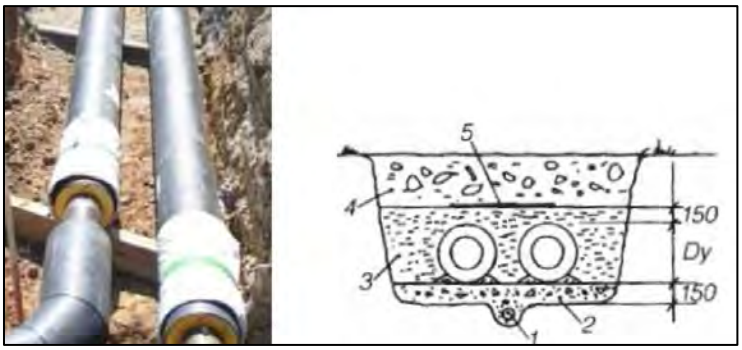


Figura 5.6.4 – Características de la red de distribución
Fuente: POCH (2012)

- **Central de entrega de calor en la vivienda**

Una vez que el calor es distribuido por la red de tuberías, es entregado al consumidor final mediante algún sistema al interior de la vivienda. Existen principalmente dos formas de entregar el calor al interior de la vivienda, una mediante el sistema de losa radiante y otra mediante radiadores. El sistema por losa radiante se instala en general en el momento de construcción de la vivienda, debido a que este sistema se ubica bajo el piso de la vivienda y consta de una red de tuberías donde circula el agua caliente irradiando calor a la vivienda. El sistema de radiador se instala al interior generalmente adosado a una pared de la vivienda una vez construida. El radiador transmite calor por convección al aire, está construido con acero o aluminio que son buenos transmisores térmicos, el agua caliente circula a baja velocidad por el radiador el cual cuenta con una alta superficie de intercambio con el aire para promover la emisión de calor al recinto.

Figura 5.6.5 – Características del sistema de entrega de calor con losa radiante
Fuente: POCH (2012)

Otra alternativa de calefacción distrital es mediante la cogeneración, esto consiste en una producción simultánea de dos o más tipos de energía utilizable de una sola fuente de energía, por ejemplo el aprovechamiento del calor residual de una planta de generación de electricidad en base a central termoeléctrica. Este tipo de calefacción distrital es promovido por su alta eficiencia, sin embargo para esto es necesario contar con algún proyecto de generación de energía eléctrica que produzca calor residual aprovechable. Tal es el caso de la empresa Forestal Russfin, la cual posee una planta de cogeneración utilizando como combustible, los desechos de madera de sus procesos en forma de astillas.

Según conversación con Michael Schmidt, gerente general de Energía del Sur, en Marzo del año 2013, en una entrevista que le hizo la revista Sustentabit, dice que "la calefacción distrital te refleja un ahorro, en relación a los combustibles fósiles, de alrededor del 50% en tu gasto de combustible. Tiene la ventaja que es el que entrega más energía por volumen, esto quiere decir que necesito menos espacio para almacenar el combustible y facilita la alimentación del calefactor, haciéndolo en forma automática. Por lo tanto, es el combustible perfecto para aplicaciones pequeñas residenciales o comerciales donde hay un problema de espacio. En el otro extremo, está la biomasa en forma de astilla o chip de madera húmeda, no tratada. Este combustible se extrae de los restos de los árboles de la producción de celulosa, por ejemplo, que pasan por la chipeadora. Tienen un mínimo de valor agregado. Representan un ahorro de hasta un 75% versus el combustible fósil, pero para su adecuada combustión se necesitan instalaciones más grandes, por lo que no son una buena opción para lugares con poco espacio. Es un combustible óptimo para aplicaciones industriales y comerciales de gran tamaño. En términos concretos y comparativos, el promedio general respecto a los costos de aplicación y consumo de un sistema de calefacción distrital, es de 3,11 UF el MW h con combustible fósil y de 0,8 UF el MW h con biomasa (chip de madera)".

En términos concretos y comparativos, el promedio general respecto a los costos de aplicación y consumo de un sistema de calefacción distrital, es de 3,11 UF el MW h con combustible fósil y de 0,8 UF el MW h con biomasa astilla de madera.

A continuación se presentan las inversiones y costos de una alternativa de calefacción distrital para la localidad de Puerto Williams, tomando como referencia el proyecto que preparó la Unidad de Desarrollo Tecnológico de la Universidad de Concepción "Calefacción distrital con biomasa en Chile", desarrollado para el Ministerio de Energía y el Ministerio del Medio Ambiente en Septiembre del año 2013, en el cual se cita como ejemplo un conjunto habitacional en Rancagua, información que se muestra en la Tabla 5.6.6, siendo un resumen de inversión en central térmica.

Tabla 5.6.6 – Ejemplo de inversión en conjunto habitacional de 538 viviendas

	Dimensión	Cantidad	Costo Total(MM$)
Caldera ACS biomasa	300 kW	1	65
Caldera calefacción biomasa	2,0 MW	1	180
Caldera respaldo gas licuado	2,0 MW	1	80
Estanque inercia	10.000 litros	6	42
Precipitador electrostático	--	1	80
Terreno	500 m^2	1	20
Edificación	300 m^2	1	60
Obra civil, fletes, seguros y montaje		1	157
Total inversión		**684**	

Fuente: Calefacción distrital con biomasa en Chile (2013)

Considerando el ejemplo de la Tabla 5.6.6, con un costo total de inversión de 1,14 MMUS$, si se toma en cuenta la totalidad de las viviendas en Puerto Williams, incluyendo las pertenecientes a la Armada de Chile y civiles, estimándose más de 700 viviendas, los costos de inversión serían de aproximadamente **1,5 MMUS$.** Otra alternativa a modo de ejemplo, para comparar los costos de energía, en base a diferentes conjuntos habitacionales, son los estudios de viabilidad para loteos en Temuco y Chillán que realizó la empresa Bioinnova Spa, para el Ministerio de Energía el año 2013, donde se analiza la "Prefactibilidad de Proyectos de Calefacción Distrital con Biomasa en zonas saturadas por MP 2,5 en Chile". En las siguientes Tablas 5.6.7, 5.6.8 y 5.6.9, se muestran los resúmenes urbanísticos, energéticos y económicos por sector, respectivamente. Cabe mencionar que, para los cálculos se considera la transmitancia del envolvente para la Zona 5, la cual es diferente para la región de Magallanes, donde en base a la reglamentación, se debería aplicar los valores de la Zona 7.

Tabla 5.6.7 – Resumen Información Urbanísticos

Ciudad	Loteo	Unidades conjunto habitacional
Chillán	Barrio privado andino	101
	Río Serrano	216
	Nueva Toledo	128
Temuco	Mirador la frontera	88
	Maquehue	376
	Altos del Bosque	34

Fuente: Elaboración propia, en base a Bioinnova Spa. (2013)

Tabla 5.6.8 – Resumen Información Energética

Ciudad	Loteo	Potencia calefacción (kW)	Potencia ACS (kW)	Potencia total (kW)	Demanda calefacción (kW h/Año)	Demanda ACS (kW h/Año)
Chillán	Barrio privado andino	402,82	264,11	666,93	824.822,62	235.491,60
	Río Serrano	975,75	660,40	1.636,15	2.121.718,17	619.039,80
	Nueva Toledo	735,82	672,00	1.407,82	1.632.549,84	298.444,80
Temuco	Mirador la frontera	914,07	495,99	1.410,06	1.952.354,20	265.219,50
	Maquehue	1.773,78	786,59	2.560,37	3.925.383,38	876.681,60
	Altos del Bosque	240,42	178,50	418,92	534.212,84	97.927,20

Fuente: Elaboración propia, en base a Bioinnova Spa. (2013)

Tabla 5.6.9 – Resumen Información Económica

Ciudad	Loteo	Potencia Loteo (kW)	Inercia (Litros)	Inversión (sin IVA) MMUS$
Chillán	Barrio privado andino	500	10.000	0,564670
	Río Serrano	1.000	20.000	1,301551
	Nueva Toledo	1.000	20.000	0,907962
Temuco	Mirador la frontera	1.000	20.000	0,907045
	Maquehue	2.000	45.000	1,620280
	Altos del Bosque	320	8.000	0,387213

Fuente: Elaboración propia, en base a Bioinnova Spa. (2013)

Finalmente, los costos de energía por calefacción distrital para estos proyectos, se muestran en la siguiente Tabla 5.6.10, donde se muestra una comparación entre el costo de la energía original, de calefacción individual centralizada, y el costo de la energía en base a Calefacción Distrital por Biomasa.

Tabla 5.6.10 – Resumen Comparación Costos de Energía.

Ciudad	Loteo	Energía original	Costo calefacción original (US$/kW h)	Costo Calefacción Distrital (US$/kW h)
Chillán	Barrio privado andino	Gas/gas	0,15	0,13
	Río Serrano	Pellet/gas	0,10	0,08
	Nueva Toledo	Gas/gas	0,13	0,09
Temuco	Mirador la frontera	Gas/gas	0,13	0,09
	Maquehue	Pellet/gas	0,10	0,08
	Altos del Bosque	Gas/gas	0,13	0,11

Fuente: Elaboración propia, en base a Bioinnova Spa. (2013)

5.7 Evaluación de Instalaciones para producción de Hidrógeno

Independiente del origen donde esté contenido el H_2, siempre se obtiene mediante un proceso, para el cual es necesario aplicar energía. Esta podría ser una ventaja del uso del H_2 ya que para su producción no es necesario emplear energía proveniente de combustibles fósiles o fuentes sucias, siendo la energía eólica, solar, mareomotriz y geotérmica, fuentes primarias ideales para ello.

El mejor ejemplo de un compuesto que contiene H_2 es el agua, que está formada por dos átomos de H y uno de oxígeno. Para generar hidrógeno a partir del agua, la electrólisis es actualmente y en un futuro previsible, el único proceso significativo entre las distintas alternativas tecnológicas existentes. Una gran ventaja de este método de obtención es que permite la obtención del H_2 en estado puro. Como la generación de H_2 por medio de electrólisis del agua usa energía eléctrica, este proceso es viable económicamente solo en aquellas regiones del mundo donde la energía eléctrica pueda ser producida en forma muy económica.

Este es el caso de Magallanes, donde el recurso eólico para generar energía eléctrica es muy abundante y se han verificado instalaciones eólicas con un elevado factor de planta. Asi mismo, el reconocido gran potencial de energía mareomotriz en algunos sectores del Estrecho de Magallanes nos llevan a pensar que la generación de H_2 usando los recursos renovables mencionados anteriormente, es una opción cuyo estudio debiera ser estimulado a través de una instalación experimental.

5.7.1 Generación de Hidrógeno

- **Generación de H por electrólisis (usando energía eólica)**

La tecnología de producción de H_2 por hidrólisis ha experimentado un crecimiento que ha ido dejando atrás la etapa de curiosidad científica, para competir fuertemente por espacios en la escala industrial. Un desarrollo industrial en Magallanes basado en producción de H_2 (su

combustión no produce emisiones de C) mediante electricidad aerogenerada, permite visualizar un potencial enorme para la XII Región dada la gran abundancia del recurso eólico.

Un ejemplo de esta realidad, la encontramos en la vecina localidad argentina de Pico Truncado (provincia de Santa Cruz) a poco más de 900 km de Punta Arenas, la cual se ha convertido en la única ciudad productora de hidrógeno de ese país y de Latinoamérica, gracias a la construcción de una planta experimental de Hidrógeno, inaugurada el 7 de diciembre de 2005.

Esta planta, cuya producción de hidrógeno proviene de la vía eólica – electrolítica, obtiene la energía eléctrica necesaria para el proceso de hidrólisis aprovechando las condiciones de viento abundantes de la región con un parque eólico ubicado en las cercanías de la planta, compuesto por 4 aerogeneradores Enercon E40, de 600 kW cada uno sumando una potencia instalada de 2,4 MW. Desde el 2012 se encuentra instalado un hidrolizador suizo marca AccaGen de 500 kW, el cual posee una capacidad de producción de 100 m^3/h nominal de hidrógeno y 50 m^3/h de oxígeno operando en baja presión (6 a 10 bar). El costo estimado de inversión de esta planta, sin considerar la instalación eólica, es de 1,5 MMUS$ lo que incluye el hidrolizador de 500 kW, estanques, transformadores, equipo de osmosis inversa triple y 2 surtidores de H_2 conocidos como "hidrogeneras" (una de H_2 puro y la otra para mezcla de H_2+GNC).

Figura 5.7.1 Planta experimental de Hidrógeno en Pico Truncado.

Esta planta experimental de hidrógeno, cuyo esquema se muestra en la Figura E.7.1 del **ANEXO E.7,** es pionera en la reconversión de un motor gasolinero a un sistema de funcionamiento dual gas natural comprimido + hidrógeno (GNC+H_2), donde la mezcla se obtiene con 80% de GNC y 20% de H_2. Este motor híbrido presenta significativas ventajas puesto que el uso del hidrógeno mezclado con el gas natural le confiere un mayor potencial de combustión, menor desgaste de las partes móviles del motor y mantiene el aceite libre de contaminación, pudiendo convertirse en una alternativa de combustible para el sector de transporte vehicular y reducción de consumo del

recurso GN. En la actualidad, la planta se encuentra en una etapa de transición, de etapa experimental a semi industrial, en un proceso que definirá su capacidad final de producción.

El H_2, considerado como un transportador de energía, además de ser usado como combustible en motores, turbinas y hornos, puede ser transportado hacia otros puntos de distribución para su consumo. Más aun, de gran interés para la región de Magallanes, el hidrógeno podría ser generado fuera de las ciudades (donde se encuentran los mayores potenciales de viento) e inyectado a las redes de gas natural de éstas. Lo anterior, se conoce como los sistemas **'Power 2 Gas'**, que utilizan nuevos electrolizadores (Membrana de Polímero Electrolítico, PEM) de alta potencia tipo modular para la conversión de excedentes de energía eléctrica renovables (ej. generadores eólicos) en Hidrógeno gaseoso que se inyecta sin tratamiento en gasoductos existentes (la normativa difiere en distintos países, pero un máximo conservador es el permitido por Alemania y es de un 6%), para recarga de tanques y surtidores de Hidrógeno. Un prototipo de este tipo de instalaciones, que utiliza la energía eólica como fuente de generación de H_2 (potencia eólica de 2 MW) fue puesto en marcha recientemente en la ciudad de Falkenhagen, Alemania, comprobando que esta tecnología está disponible y es aplicable a la industria de la energía.[80]

- **Generación de H_2 por electrólisis (usando energía mareomotriz)**

El prestigioso Centro Europeo de Energías Marinas (EMEC), se encuentra actualmente evaluando un proyecto de producción de hidrógeno que utilizará la energía eléctrica generada por turbinas marinas instaladas en la región de Orkney, en Escocia. Dicho centro espera tener el proyecto instalado y en operación el próximo año.[81] A continuación se presenta el avance de una propuesta de desarrollo de este tipo, impulsada por una empresa magallánica.

5.7.2 Propuesta de Desarrollo

La empresa regional IMPA, se encuentra avanzando en un proyecto que explora la generación de hidrógeno mediante la utilización del recurso mareomotriz. El sector en el cual se está proponiendo el proyecto es en la Primera Angostura del Estrecho de Magallanes, localidad cuya principal desventaja es que se encuentra muy distante de las zonas con mayor densidad poblacional y demanda de energía. Otra de las desventajas de un proyecto que busque aprovechar el inmenso potencial mareomotriz del sector de la Primera Angostura, es la condición comercial poco atractiva de la demanda energética de Magallanes, lo cual obliga a transformar este potencial en un commodity transportable para que los proyectos tengan justificación económica y sean atractivos comercialmente. Es aquí donde un vector energético, como lo es el ***hidrógeno***, permitiría transportar energía a las distintas y distantes zonas de necesidad en la región y/o el país.

[80] *Ver http://youtu.be/BpZV6qtl_kY*
[81] *Ver http://tidalenergytoday.com/2015/02/16/emec-tidal-energy-to-produce-hydrogen/*

Otro de los objetivos del proyecto es poder explorar la aplicación de la tecnología P2G, conocida como Power to Gas, que consiste en inyectar un % de H_2 a la matriz de gas natural, generando un ahorro de este recurso y aprovechando la red de gasoductos existentes en el área, llegando a los centros de consumo regionales.

El otro potencial del hidrógeno lo representa su utilización como combustible vehicular. Esta es una forma ampliamente desarrollada y con gran éxito en varios países donde se han implementado una red de *hidrogeneras* para abastecer el mercado de vehículos eléctricos con celdas de combustible. Los detalles de la propuesta de producción de H_2 con energía mareomotriz, se muestran a continuación:

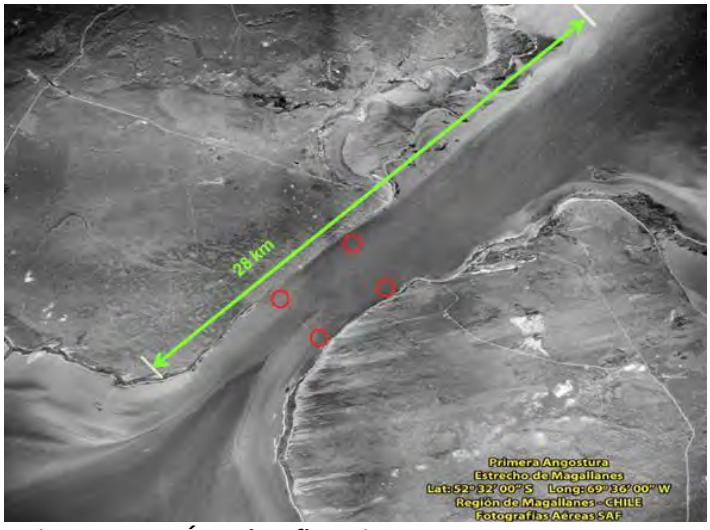


Figura 5.7.1 – Área de Influencia Propuesta Proyecto Caso 2.

El proyecto se sitúa en la primera angostura del Estrecho de Magallanes el cual tiene una longitud aproximada de 28 km y alrededor de 4 km de ancho, tal como se ve en la Figura 5.7.1. Este sector está distante a 170 km de distancia de la ciudad de Punta Arenas. En la Figura 5.7.2, se muestra la localización de la planta.

Figura 5.7.2 – Ubicación Planta Proyecto Caso 2.

- **Descripción Tecnología**

El proceso contempla el uso de una turbina mareomotriz para la generación de electricidad, un electrolizador que convierte la electricidad en hidrógeno, una celda de combustible para la generación eléctrica y un estanque de almacenamiento. La turbina de centro abierto, desarrollada por la empresa OpenHydro se distingue por la simplicidad al momento de instalarla, ya que la turbina finalmente descansa en su posición final sobre el lecho marino. Está diseñada de forma robusta para soportar las condiciones de corrosión y de corrientes marinas. Posee una velocidad de partida de 0,7 m/s y una velocidad de generación de potencia nominal a los 2,57 m/s. El hidrógeno producido en el hidrolizador, se almacena para ser utilizado cuando exista la necesidad de energía ya sea como hidrógeno comprimido en cilindros o aprovechándolo directamente para su inyección a la red de gas natural (P2G). La celda de combustible utiliza hidrógeno como combustible para generar electricidad y calor mediante un proceso limpio y de alta eficiencia y con cero huella de carbono.

- **Flexibilidad de la tecnología ante un aumento de la demanda a satisfacer.**

El proyecto tiene como objetivo que sea replicable-escalable y se pueda modificar con cierta facilidad ante un aumento de demanda, ya que al aumentar la demanda se acoplan al sistema nuevas turbinas, electrolizadores, celdas de combustible y estanques de almacenamiento como fuesen necesarios. El tamaño inicial de la planta piloto se ha proyectado con una potencia instalada de 2 MW.

- **Tiempo de ejecución, puesta en servicio y costos aproximados de Inversión del proyecto.**

Se estima un plazo de 2 años para la construcción y puesta en operación de la planta. La mayor demora está en la fabricación de los equipos, dado que estos se fabrican a pedido. El trabajo de campo se estima en tres meses. En la Tabla 5.7.1 se aprecia la estructura de costos de la propuesta.

Tabla 5.7.1 – Costos de inversión de la planta piloto de 2 MW.

ITEM	Monto (MUS$)
Turbina mareomotriz Open Hydro (2 MW)	3.500
Electrolizador (2 MW)	4.000
Celda de Combustible (1 MW)	3.200
Estanques de acumulación H2	500
Montaje	1.000
Ingeniería, supervisión y M.O	500
Compresor de H2	400
Inversión Total	**13.100**

Fuente: IMPA (2014)

- **Producción de Hidrógeno y Factor de Planta**

Tabla 5.7.2 – Factor de planta y producción de Hidrógeno

Item	Producción
Producción de H2 (a plena potencia)	18 (kg/h)
Factor de planta (60%)	11 (kg/h)
Producción diaria esperada	264 (kg) 2.933 (m3)
Producción anual de H2	1.070.545 (m3) 10.985 MMBTU

Fuente: IMPA (2014)

- **Transporte del hidrógeno producido hacia Punta Arenas**

El Hidrógeno se puede transportar de manera similar a cómo se hace con el GNC. En el mercado existen estanques diseñados para soportar 350 bar o 700 bar, que son las presiones más comunes para el uso de hidrógeno. Otra forma utilizada es el transporte como hidrógeno líquido, de forma similar a lo que hoy se realiza en Chile con la importación de GNL, es decir altas presiones y temperaturas criogénicas. La tercera forma es la utilización del metano hidrogenado, conocido

también como P2G, proceso que consiste en incorporar hasta un 10% de H2 en los gasoductos de gas natural, logrando bajar el consumo del gas (elemento escaso) y mejorando considerablemente la calidad de combustión . En este caso se utiliza la red de gasoductos actualmente existentes.

- **Valor Estimado de la Energía**

En la siguiente Tabla 5.5.3, se presenta un análisis preliminar, solo de carácter ilustrativo, con el escenario de un proyecto que fuera capaz de satisfacer toda la demanda de Magallanes con H_2 generado a partir de energía mareomotriz.

Tabla 5.7.3 – Análisis Preliminar del Valor de Energía

EJERCICIO FINANCIERO REEMPLAZO POTENCIA ELÉCTRICA DE MAGALLANES POR ERNC + H2		
Potencia a instalar en Magallanes	56	MW
Cantidad de turbinas de 2MW con FP 55%	51	
Si generamos 32kw/kg H2 = > se necesitan	1.750	kg H2/h
Un electrolizador de 2MW genera	33	khH2/h
Cantidad de electrolizadores de 2MW	53	
Cantidad de celdas de combustible de 2MW	28	
Inversión	503	MMUS$
Consumo anual Energía Eléctrica en Magallanes	266	GWh
Venta anual @ US$ 100/MWh	26.600.000	US$
Venta anual @ US$ 100/MWh	27	MMUS$
Payback a 25 años con tasa 2% annual	- 26	*
Consumo anual Energía Eléctrica en Magallanes	266	GWh
Venta anual @ US$ 150/MWh	39.900.000	US$
Venta anual @ US$ 150/MWh	40	MMUS$
Payback a 15 años con tasa 2% anual	- 39	**

(*) Demuestra que la inversión se paga a los 25 años, pero sin margen comercial
(**) Demuestra que la inversión se paga a los 15 años, pero sin margen comercial
Fuente: IMPA (2014)

- **Proyección y posibles usos del Hidrógeno en Magallanes.**

La utilización del hidrógeno a partir de energías renovables (mareomotriz y eólica), muy abundantes en Magallanes, permite que en el mediano-largo plazo, toda la energía necesaria en la región sea proveniente de las ERNC, utilizando H_2 como vector energético. También podría contribuir al sector rural, siendo transportado en cilindros a presión, similares en tamaño a los de GNC, a lugares donde se requiere combustible entre grandes distancias, como por ejemplo:

estancias, islas. El modelo es totalmente escalable y puede ser integrado a la matriz energética nacional, dando paso a una energía sustentable y absolutamente descontaminante.

- **Ventajas y externalidades positivas del proyecto.**

- Facilidad de aumento de capacidad de la planta ante una eventual alza en la demanda.
- Generación de energía mediante turbinas mareomotrices 100% sumergidas en el mar, lo que provoca 0% impacto visual.
- Generación de H_2 como un combustible 100% amigable con el medio ambiente. 0% emisiones contaminantes al medio ambiente como resultado del ciclo completo del proceso. Cero huella de carbono. Cero aporte de CO_2 a la atmosfera.
- Inyección de H_2 a la matriz de gas natural para Magallanes. Mediante realizar power to gas (P2G) se incorpora hidrógeno a la actual matriz de gas natural, lo que implica una reducción inmediata del volumen de gas natural.
- Actualmente, el gas natural es indispensable para Magallanes, por lo cual si se puede reducir en un porcentaje el consumo de este fósil mediante inyectar H2, resulta en una gran ventaja y extiende los años de este recurso no renovable (Gas natural).
- El hidrógeno resulta ser un vector energético, perfectamente compatible con otras fuentes de energías renovables disponibles, las cuales pueden ser consideradas a futuro por medio de un hibridaje eólico-mareomotriz.
- Diversifica la matriz energética futura de nuestra Región.
- Facilidad de transporte a lugares alejados, por ejemplo mediante camión o embarcaciones.

5.8 Comentarios y Recomendaciones

Con relación a la evaluación de Generación Eólica:

- Los costos de prospección del recurso eólico a alturas de 60 y 80 m.s.n.s. son elevados, variando entre 23 y 25 millones pesos respectivamente, donde el mayor costo está en la torre, su armado e instalación, correspondiendo este costo a casi un 75% del total. Si sólo se midiera el recurso a 30 m.s.n.s., los costos asociados a la torre disminuyen en porcentajes alrededor del 50%.
- La ventaja más importante que presenta la aerogeneración, es el desplazamiento de centrales que utilizan combustibles fósiles. Se estima que cada (MW h) producido mitiga la emisión de 0,9 Ton de CO_2 en comparación con una central a carbón, y 0,41 Ton para el caso de una central de gas natural. Además, es compatible con otras actividades como la ganadería o la agricultura, dado que tiene un uso no invasivo de las superficies en que se instalan. En comparación con otras tecnologías renovables, tiene una mayor madurez tecnológica y un

gran desarrollo comercial, lo que ha incrementado exponencialmente la capacidad instalada a nivel mundial y el número de empresas que desarrollan esta tecnología.

- Los escenarios supuestos para los sistemas Tipo 1 (que corresponden a equipos que se adicionan a un diésel existente, y se caracterizan por ser sistemas en general monofásicos, con salida tipo domiciliario de 220V/50Hz y para los sistemas del Tipo 2 (que son micro redes trifásicas, cuya configuración es variable pero en general tienen rangos de potencia mayor que las tipo 1 y permiten cubrir distancias mayores, teniendo la opción de utilizar transformadores convencionales para ampliar su rango), se basan en un crecimiento de la demanda del 35%, y un crecimiento de viviendas del 30% para el dimensionamiento de los sistemas, además de considerar la operación continua 24hs. Existe una gran dispersión sobre las condiciones particulares de cada comunidad, pero la experiencia internacional es que la mayor disponibilidad de energía eléctrica favorece el asentamiento y permanencia de la población, y asimismo permite el establecimiento de actividades económicas adicionales a las básicas que nuclean las poblaciones existentes. Para ambos sistemas, la expansión de potencia es relativamente sencilla desde el punto de vista técnico aunque resulta importante su adecuado dimensionamiento en cada caso.
- Para los sistemas Tipo 1 que corresponden a equipos que se adicionan a un diésel existente, y se caracterizan por ser sistemas en general monofásicos, con salida tipo domiciliario de 220V/50Hz, (menos de 10 kW, baterías e inversor auto conmutado) la implementación, soporte comercial y disponibilidad de repuestos está ampliamente garantizada, dado que se trata de tecnologías relativamente consolidadas. La restricción técnica es la disponibilidad de equipos eólicos con certificación internacional IEC Clase 1, dado que si bien los promedios de viento son relativamente bajos a alturas de 10 a 18 m, existen picos de velocidad y tormentas extendidas (sobre todo en verano) en exceso de los 35 m/s que hacen poco confiables a los equipos de clases 2 y 3. Dicha clasificación y las certificaciones asociadas están fuertemente difundidas para equipos de gran potencia (Tipo 3 en nuestra clasificación) pero no tanto en equipos de potencia baja. Por otro lado, en los sistemas Tipo 1 resulta técnicamente viable y deseable la incorporación de equipos fotovoltaicos, como elementos complementarios para la carga de los bancos de baterías. Si bien la zona magallánica tiene promedios de 1 a 2 kWh/m^2 día de radiación, y tiene un ciclo de bajas radiaciones que coincide con épocas de menor viento (invierno) la misma es comparativamente elevada en verano y resulta un complemento importante, considerando la fuerte baja en el costo de los paneles fotovoltaicos y la facilidad técnica de su incorporación, especialmente en sistemas de 48 V como los propuestos para la presente solución. Para los sistemas considerados no suele realizarse el tendido de líneas extensas, dados los bajos niveles de tensión, por lo cual la ubicación de los aerogeneradores será dentro de los 200 m de los emplazamientos.
- Para los sistemas Tipo 2, que son micro redes trifásicas, cuya configuración es variable pero en general tienen rangos de potencia mayor que las tipo 1 y permiten cubrir distancias mayores, teniendo la opción de utilizar transformadores convencionales para ampliar su rango, (micro y mini redes trifásicas hasta 100 kW, generadores térmicos y renovables

acoplados a través de inversores conmutados por red) se agrega la complicación adicional de la baja estandarización y soporte comercial. Se trata de redes trifásicas de baja potencia pero con relativamente fuerte componente de aporte eólico y/o fotovoltaico cuya inyección de potencia es esencialmente aleatoria. No existe capacidad significativa de almacenamiento de costo razonable con las tecnologías actuales, por lo cual los sistemas siguen dependiendo fuertemente del aporte térmico, aunque los consumos de combustible en un sistema bien diseñado pueden reducirse significativamente. Es posible técnicamente obtener sistemas de mini-redes que funcionen 100% con eólica por ejemplo, pero su costo todavía es elevado y las experiencias se limitan básicamente a islas en el norte de Europa con presupuestos millonarios. Sin embargo, los avances en electrónica y sistemas asociados hacen pensar que este tipo de sistemas concebidos como redes inteligentes para generación distribuida (sobre lo cual se está invirtiendo mucho dinero en tiempos recientes) tengan un avance que las haga aplicables a sistemas aislados dentro de las dos próximas décadas. Otras tecnologías de baterías (litio, NaS) que permitan cantidades crecientes de almacenamiento, el uso de ruedas de inercia estandarizadas o combinaciones de electrolizador/celdas de combustible PEM compactas de mayor potencia y bajo costo pueden influir en la mayor viabilidad de sistemas con alta penetración de renovables en un futuro cercano. La extensión de las redes puede realizarse hasta niveles de media tensión sin requerimientos técnicos adicionales (transformadores convencionales) pero por razones de costo se considera que los equipos estarán instalados dentro de los 1000 m de los emplazamientos residenciales. Para estos sistemas Tipo 2 también resulta importante la implementación con aerogeneradores que cuenten con una certificación de Clase 1, que permita elevar la confiabilidad de los sistemas para las particulares condiciones de la estepa magallánica y Tierra del Fuego.

- Los costos de aerogeneración de electricidad en los sistemas de generación eléctrica de las ciudades cabeceras de comunas resultan mayores en un 12%, en general, que los de la electricidad actualmente generada con sistemas basados en máquinas térmicas que operan con gas natural, debido principalmente al bajo precio actual de venta del combustible. Por ello, los costos proyectados de producción de electricidad mediante sistemas híbridos con una penetración eólica anual del 35% son superiores a los actuales, excepto en los sistemas de menor potencia de Cerro Sombrero y Punta Delgada y en el de Pto. Williams, que opera a un costo mayor, a base de diésel transportado desde Punta Arenas.
- La aerogeneración de electricidad -gracias al alto rendimiento de los equipos en las condiciones de la Región de Magallanes con Factores de Planta cercanos al 50% (a excepción de Puerto Williams, donde se puede esperar 30%) resulta muy competitiva respecto de la electricidad tradicionalmente producida con máquinas de combustión que usan gas natural de bajo precio;
- A contar de 2035, cuando se considera que la penetración eólica técnicamente factible de inyectar subirá en 15 puntos hasta 50% como media anual y el costo que se proyecta para los equipos es un 20% inferior al actual, el costo ponderado de la generación híbrido de electricidad resulta inferior al actual. Para esa fecha se estima que el costo de aerogenerar

electricidad será claramente inferior al costo alternativo actual, basado en hidrocarburos tradicionales como gas natural local, gas natural licuado procedente del centro del país, o gasificación de carbón. Solamente competirá con la electricidad de origen eólico la generación mediante turbinas que utilicen gas natural sintético producido a partir de carbón regional, especialmente si aquel llega a producirse en la región para satisfacer primeramente la demanda por energía térmica (modelo 600 +30 MW).

- El costo de aerogeneración de electricidad es muy sensible a la producción de electricidad y una estimación más conservadora de la producción de aeroelectricidad que puede ser inyectada a las redes de las ciudades asegurando no afectar la estabilidad de los sistemas y calidad del producto afecta el valor unitario. Un análisis centrado en la velocidad medida de vientos en Cabo Negro y la demanda por electricidad puede reflejar una producción eólica posible de inyectar a la red inferior en un 10% o más (E. Schiappacasse, Pecket Energy, Comunicación personal); ello determinaría que el costo de la aeroelectricidad sería superior al de la generación térmica usando Gas Natural (estimado a USD 76,9/MWh). Sin embargo, si este costo sube a unos USD 100/MWh, la situación se revierte a la antes descrita y para el año 2035 se podría esperar que los parques eólicos instalados contribuyan a reducir el costo de la electricidad de Punta Arenas.
- Lo anterior refuerza la importancia de la utilización de los excedentes de la producción de aeroelectricidad no inyectada a la red, por razones de respetar los límites de penetración instantánea y asegurar su estabilidad. El costo nulo de tal electricidad aerogenerada –cuyos montos pueden ser de un monto significativo –en períodos de baja demanda (nocturnos) y estacionales (estivales donde la abundancia de vientos es mayor) abre una oportunidad muy interesante para el desarrollo de nuevas aplicaciones energéticas como la generación de hidrógeno para usos diferentes de valor agregado y en calefacción.
- La aerogeneración de electricidad en villas y localidades aisladas de la XII Región, y de baja demanda proyectada resulta a costos elevados, mayores que con la generación convencional a base de combustible diésel. Esto se debe al mayor costo relativo de las máquinas eólicas de baja potencia ante la carencia de economías de escala. Un precio futuro más elevado de combustible podría permitir que la electricidad aerogenerada a baja potencia pueda ser competitiva.
- Considerando los elementos ambientales que deben orientar las decisiones estratégicas de diseño de los sistemas de energía de la XII Región, la utilización de energía eólica para la generación de electricidad presenta claras ventajas que aconsejan comenzar a aprovecharla a la brevedad. Aunque actualmente se inyectan volúmenes de electricidad eólica no superiores a un 35% como promedio anual por razones principales de calidad del servicio, es altamente probable que la tecnología de aerogeneradores y de sistemas de control permita en el corto plazo operar con niveles superiores y a costo de inversión, decrecientemente inferiores a los actuales. La enorme abundancia del recurso eólico de la XII Región debe ser considerada como un recurso energético de primer nivel, dada la clara orientación ecológica de las actividades productivas con mejores perspectivas.

- Los sistemas aislados de aerogeneración para proveer electricidad a poblados de tamaño pequeño no permiten competir directamente en costos con los sistemas de generación térmica basados en diésel. Del ejercicio de diseño de sistemas realizado para las diferentes localidades menores de la XII Región se desprende que el bajo nivel de producción no permite aprovechar las economías de escala tanto de las turbinas eólicas mismas como de los equipos auxiliares necesarios. Se puede apreciar de los resultados que a medida que las demandas atendidas son mayores, el costo unitario de aerogenerar electricidad disminuye pero los costos aproximadamente llegan a duplicar a los de generación mediante motogeneradores a diésel en algunos casos. Sin embargo, debe tenerse presente que los costos del combustible diésel tienden a un alza en el mediano/largo plazo –esté éste originado en petróleo local o provenga a futuro de la carboquímica regional mediante tecnología de producción de 'gas a líquidos'.
- En un escenario futuro de restricciones en el suministro –o de aumento significativo del precio del gas natural de Magallanes- el aprovechamiento de la energía eólica es una necesidad que debe abordarse prontamente para cristalizar nuevos proyectos de aerogeneración como el exitoso Parque Eólico Cabo Negro, que significan reducir el consumo de hidrocarburos y las emisiones al ambiente asociadas y entrar a valorizar un recurso renovable, de gran abundancia.
- Entre los beneficios adicionales que traería la implementación de proyectos de aerogeneración de electricidad a media/gran escala en un futuro de mediano plazo, están el desarrollo de aplicaciones basadas en el hidrógeno como vector energético. Este elemento que se puede fabricar mediante electrólisis de agua usando el total de la electricidad aerogenerada, sin limitaciones de penetración a sistemas base, podría constituir una forma de almacenar la inagotable energía del viento de la Región.
- Dada la abundancia del recurso eólico en muchas localidades de la XII Región, especialmente en lugares remotos que poseen gran potencial productivo para sistemas sustentables –cultivos acuícolas, en particular, ganadería y otros- una visión prospectiva del desarrollo energético mediante sistemas aislados aconseja promover su instalación. La XII Región puede así desarrollar una capacidad técnica en la construcción, mantenimiento y operación de sistemas de aerogeneración de electricidad, con buenas proyecciones laborales y derivadas de la innovación tecnológica.
- Existe un potencial de recurso atractivo, cercano al que poseen algunas ciudades de Alemania en igual latitud que la región, dentro de lo que se podrían instalar paneles fotovoltaicos, en edificios públicos, casas e incluso naves industriales, sin embargo, su mejor utilización en la Región, es en sistemas aislados particulares (estancias, lodge de pesca, cabañas, etc.)

Con relación a la evaluación de Sistemas con Geotermia

- Los proyectos de generación eléctrica por geotermia de alta y mediana entalpia son soluciones de largo plazo cuando se trata de temas energéticos, puesto que tienen una vida útil mayor a los 40 años. Esta es una alternativa que debe ser analizada detalladamente, y por ahora no existe información sobre su potencial en la Región.
- El mayor costo de inversión al instalar una central eléctrica por geotermia de alta o media entalpía, corresponde a la perforación de los pozos productivos, estos deben tener una profundidad de más de dos kilómetros para alcanzar las zonas internas del planeta de altas temperaturas. Ahora bien, para el caso de geotermia de baja entalpía, también los mayores costos de implementación corresponden a la perforación de pozos.
- La implementación de una planta de generación eléctrica por geotermia no es posible de aplicar a corto plazo, se requiere un margen de 5 a 10 años para llevar a cabo esta actividad.
- La utilización de energía geotérmica de baja y muy baja entalpia es un recurso disponible en casi todo el mundo, solo depende del gradiente geotérmico del subsuelo de cada localidad. Los costos de inversión para este tipo de tecnología son moderados y con retorno de inversión menor a 4 años. Existe un atractivo potencial para aplicar esta tecnología en las comunas de Primavera y San Gregorio en el corto plazo, a través de proyectos pilotos

Con relación a la evaluación de Tecnologías con Biomasa:

- La utilización de energía proveniente de la biomasa, es una opción posible para sistemas aislados y zonas donde el recurso forestal este presente, y donde los residuos de su procesamiento y explotación puedan ser empleados. Las tecnologías disponibles como cogeneración y posterior distribución distrital son atractivas para aquellos desarrollos futuros, en territorios que presentan belleza de su paisaje, pristinidad y que se deben mantener con la menor intervención de recursos fósiles posibles. Sin embargo, el formato para su utilización debe ser astillas o pellets puesto que existen ventajas tecnológicas y ambientales con los equipos hoy presentes en el mercado.
- La utilización de biomasa en generación elétrica, al igual que para calefacción se recomienda en zonas aisladas y poco intervenidas donde exista el recurso, ya que la transmisión eléctrica o bien el tralados de la materia prima, aumentan los costos de la generación.
- Con relación a la utilización de biomasa para generación eléctrica en la ciudad de Puerto Natales, los antecedentes existentes al momento de la evaluación, aportados por la empresa Monte Alto Forestal, no permiten evaluar la viabilidad de esta tenología, pues se requiere un grado mas de detalle del proyecto, para la determinación de los costos de generación e incluso de los montos de inversión.

Con relación a la evaluación de Energía Fotovoltaica:

- Existe un potencial de recurso atractivo, cercano al que poseen algunas ciudades de Alemania en igual latitud que la región, dentro de lo que se podrían instalar paneles fotovoltaicos, en edificios públicos, casas e incluso naves industriales, sin embargo, su mejor utilización en la Región, es en sistemas aislados particulares (estancias, lodge de pesca, cabañas, etc.)
- Observando los resultados obtenidos para Punta Arenas, en los casos considerados, se puede concluir que si se considera el aporte de todos estos sectores considerados en el análisis del potencial fotovoltaico de la ciudad, y considerando la mitad del aporte de las poblaciones, de los colegios y del sector público, junto con 4 pequeñas centrales de 100 kW y 10 naves industriales, se podría obtener una producción de energía de 21.346 MWh anuales. Si se considera que la proyección de la demanda eléctrica anual para Punta Arenas es de 217.753 MWh, la cobertura de la demanda con electricidad generada con paneles fotovoltaicos sería cerca de un 10%. Este escenario tendría un costo aproximado de 70,8 MMUS$.
- De los resultados obtenidos para Porvenir, se puede concluir que considerando el aporte de todos los sectores considerados en el análisis del potencial fotovoltaico de Porvenir, resulta una cantidad de energía eléctrica generada de 2.204 (MW h) al año, los que comparados con los 22.119 MWh proyectados para la demanda media de esta ciudad para el año 2015, representan un 10 %.
- De los resultados obtenidos para la ciudad de Puerto Natales, se puede ver que el aporte de los sectores considerados en el análisis del potencial FV de la ciudad de Natales, resulta una cantidad de energía eléctrica generada anualmente de 7.197 (MW h), los que si se comparan con los 30.124 MWh proyectados para la demanda media de esta ciudad para el año 2015, representan un aporte del 24 %.
- De los resultados obtenidos para la ciudad de Puerto Williams, se puede ver que el aporte de los sectores considerados en el análisis del potencial FV de la ciudad de Williams, resulta una cantidad de energía eléctrica generada anualmente de 854,4 MWh, los que si se comparan con los 4.000 MWh proyectados para la demanda media de esta ciudad para el año 2015, representan un aporte del 21 %.
- Con relación a los porcentajes de penetración de energía solar fotovoltaica en redes eléctricas, considerando un escenario conservador, se tendría para el año 2050, una penetración de 5%, 12%, 5 % y 10,5%, para localidades de Punta Arenas, Puerto Natales, Porvenir y Puerto Williams, respectivamente.

En relación a la evaluación del la Hidroeletricidad:

- Se deben completar los estudios realizados en Puerto Williams, tendientes a lograr abastecer su consumo eléctrico mediante hidroelectricidad. Para ello se deben estudiar todas las cuencas cercanas a esta ciudad, y plantear, en cada una de ellas, diferentes configuraciones de desarrollo hidroeléctrico. Para cada alternativa se recomienda realizar anteproyectos

avanzados de sus principales obras civiles, considerando diseños y materiales diferentes. También se recomienda la realización de un estudio acabado de precios unitarios, de modo de establecer costos reales de construcción. Se recomienda que este estudio de precios unitarios se realice en forma separada al de las centrales, de modo de considerar una base de precios común, que sólo deba corregirse en función de la ubicación y particularidades de cada alternativa.

- Se recomienda arbitrar las medidas necesarias para que se complete la evaluación del potencial hidroeléctrico de las cuencas localizadas en las cercanías de Puerto Natales y/o de Punta Arenas, incluyendo diseños con el nivel de desarrollo suficiente como para establecer en la forma más precisa posible el precio de la energía generable. Dado el marco regulatorio actual, estos estudios debieran ser realizados por EDELMAG S. A. Sin embargo, el cambio en la legislación que regula la generación de energía eléctrica en la Región de Magallanes, para acercarla a la que regula el funcionamiento del Sistema Interconectado Central, permitiría que otros actores participen activamente en la evaluación y/o en el desarrollo proyectos de este tipo.
- Se deben adoptar medidas para evitar que se presenten problemas como los detectados en la central hidroeléctrica de Puerto Edén y en otras centrales de pequeño tamaño que existieron en la Región de Magallanes. Se recomienda, para tal efecto, recurrir a evaluaciones y diseños que consideren las particularidades climáticas, hidrológicas y de conformación del suelo que presenta la Región de Magallanes; evitar que el diseño de la central sea abordado como si se tratase de la instalación de un equipo electromecánico similar a una turbina diésel o a gas, y capacitar técnicamente a los encargados del mantenimiento y operación de la central. Esto requiere algún grado de urgencia, sobre todo si se está pensando en financiar una nueva minicentral para la localidad de Puerto Edén.

En relación a la evaluación del recurso Mareomotriz:

- El progreso significativo en las tecnologías de energías renovables marinas comenzó hace unos 10 años, y ciertas tecnologías de primera generación tienen un costo de desarrollo asociado de entre 50 a 100 MMUS$. La inversión en este desarrollo contribuye a establecer el costo comercial de las tecnologías, de esta forma, la siguiente generación de dispositivos de energía marina tendrá menores costos e importantes mejoras de rendimiento.
- Se recomienda, la posibilidad de desarrollar un proyecto piloto de energía mareomotriz, que permita determinar la capacidad real de generación de energía eléctrica, en el Estrecho de Magallanes, y que permitirá determinar las condiciones óptimas para su utilización furtura en la matriz energética. Este proyecto piloto debería potenciar también la generación de hidrógeno, más aún si existe interés regional en este desarrollo.

6. Análisis Territorial

6.1 Evaluación Territorial Matrices Energéticas

En el presente capítulo, se analiza la composición de las actuales matrices térmica y eléctrica, de cada comuna de la Región de Magallanes, con el fin de ir armando las alternativas posibles a proponer en función de una serie de criterios, que permiten seleccionar los recursos y las tecnologías de generación que presentan mayores posibilidades de inclusión o mantención en la matriz energética regional, y alternativas específicas para algunas comunas.

Dentro de los criterios considerados, para los recursos y tecnologías, se tienen:

- **Disponibilidad del Recurso**. Este criterio es muy relevante, indica el potencial de un recurso y además entrega antecedentes para determinar el grado de autonomía y seguridad en el abastecimiento futuro de la matriz energética.

- **Ubicación del Recurso**. Son preferibles recursos presentes en la comuna, con potenciales evaluados, salvo algunos casos puntuales que se detallan más adelante.

- **Costos de Transporte del Recurso**. Los costos asociados al transporte de energéticos, ya sea por ductos, camiones, barcos, o líneas de transmisión eléctrica, pueden encarecer un determinado proyecto, sobre todo en la Región de Magallanes y Antártica Chilena, donde las distancias son considerables, por lo cual, se ha considerado minimizar este factor, evaluando alternativas con recursos en lo posible disponibles en una determinada comuna, o bien, donde se pueda emplear infraestructura ya existente, y sólo en casos particulares, se incluye nueva infraestructura de transporte. En la Figura 6.1.1, se muestra un esquema de las distancias existentes, desde la ciudad de Punta Arenas, que permite apreciar además que es imposible acceder vía terrestre a todas las comunas de la región.

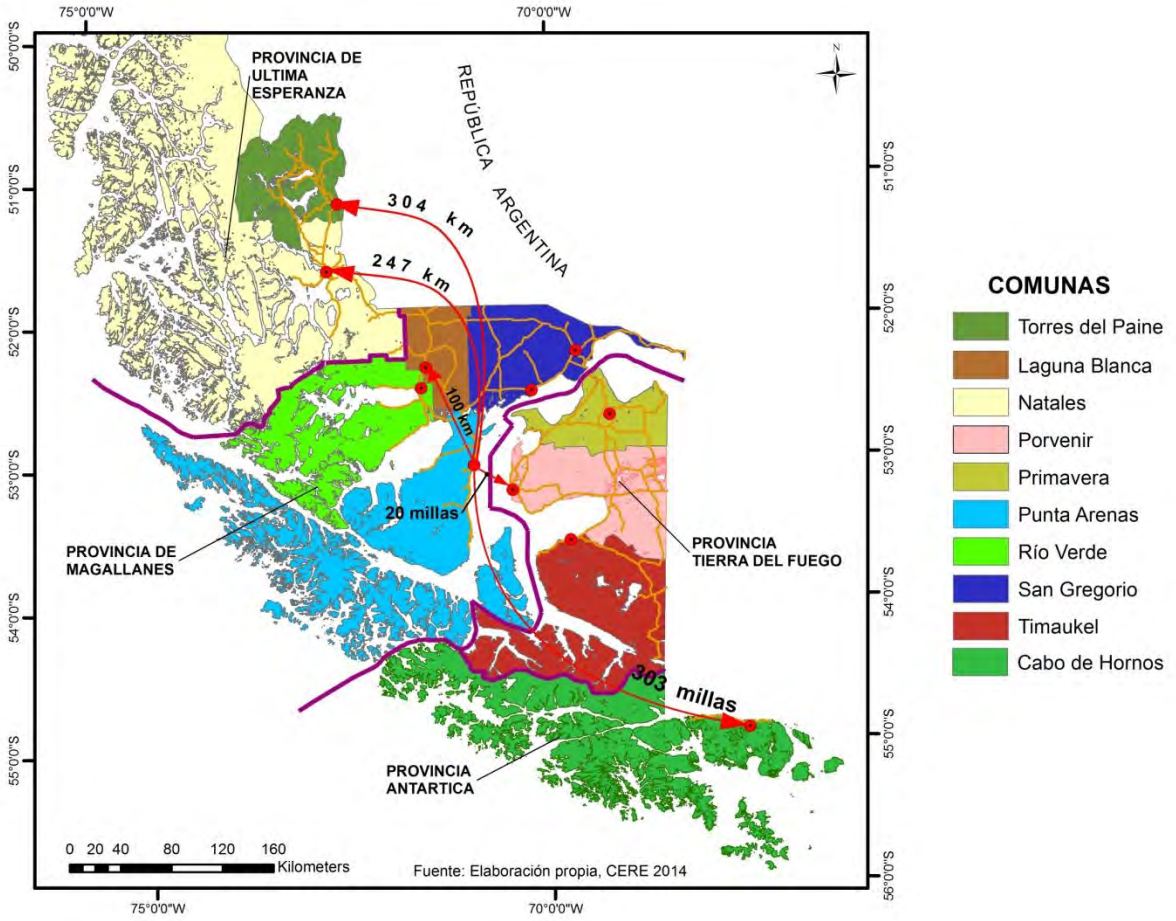


Figura 6.1.1 - Distancias regionales, desde Punta Arenas
Fuente: Elaboración Propia CERE

- **Sustitución de Recursos**. Se considera que para la Región de Magallanes y Antártica Chilena, un criterio relevante para la selección de recursos que pueden incorporarse para la matriz energética es la sustitución, principalmente para el caso del gas natural, lo que permitiría diversificar la matriz, dándole mayor nivel de flexibilidad y seguridad. Esto aplica también para el diésel, demandado en zonas aisladas.

- **Tecnologías solicitadas en TdR**. Existen algunas tecnologías específicas, que se ha solicitado evaluar tales como GNL, Gasificación de Carbón y Propano/Aire. Para estos casos se analizaron las alternativas posibles de implementación según las demandas de energía y sus proyecciones, evaluadas en los primeros capítulos de este trabajo.

- **Madurez de la Tecnología**. Este criterio, no sólo se asocia a la utilización de energías renovables, sino que también a la utilización de recursos fósiles como gas natural y carbón. Es fundamental el conocimiento existente sobre la tecnología, a nivel internacional, nacional y en lo posible regional, y la experiencia adquirida por empresas que puedan dar soporte técnico ante necesidades de mantención de determinados equipos.

- **Escala de la Tecnología**. Un criterio relevante a la hora de analizar un determinado proyecto energético, son los tamaños económicos a considerar, es decir, la relación entre costo de inversión y valor final del energético. Existen tecnologías que requieren de un tamaño mínimo, para tener un costo final del energético competitivo.

- **Factores de Planta**. Otro criterio relevante, que permite determinar el porcentaje de aporte a la matriz es el factor de planta de una determinada tecnología, que corresponde al cociente entre el aporte energético real en un periodo (normalmente anual), y la energía que hubiera aportado trabajando a plena carga, durante todo el período.

- **Costo final del Recurso**. Este criterio indica el valor final del recurso y permite comparar las diversas alternativas desde el punto de vista económico. Los principales factores que influyen en este costo son: valor de los insumos, costo del proceso, eficiencia del proceso, inversiones asociadas, factor de planta, costos de transporte.

Dentro de los criterios empleados relacionados con el territorio, se tienen:

- **Población a atender**. Este criterio es fundamental para decidir si se considera un energético y/o tecnología que pueda dar respuesta a la demanda de un conjunto de comunas, la totalidad de una comuna o a localidades puntuales, donde exista un poblado necesario de atender o de mejorar su calidad de vida. Asociado a este punto, se encuentra un sub criterio que sería la existencia o no de redes de transporte y distribución, junto al costo asociado.

- **Vocación del territorio**. El uso principal del territorio, las proyecciones de desarrollo futuro, y la presencia de ecosistemas importantes de conservar, son factores que influyen de forma directa en los recursos y tecnologías a proponer.

6.1.1 Matriz Térmica

La situación actual, con relación a qué energéticos satisfacen la matriz térmica en la Región de Magallanes y Antártica Chilena, se puede representar en la Tabla 6.1.1, donde se observa la alta dependencia del gas natural en las zonas urbanas, y de la biomasa y el propano (gas licuado) en las zonas rurales, este último distribuido en camiones o en cilindros pequeños (15, 54 y 90 Kg). Es importante recordar también que para el caso de las capitales provinciales, como Punta Arenas, Puerto Natales y Porvenir, donde existe red de distribución de gas natural, ésta llega a zonas más allá de los límites urbanos, permitiendo a algunas zonas rurales comunales acceder a este recurso. Lo mismo ocurre con comunas rurales tales como Laguna Blanca, San Gregorio y Primavera.

Tabla 6.1.1 – Matriz Térmica por comunas, para la Región de Magallanes

Comuna	Matriz Térmica Urbana	Matriz Térmica Rural
Cabo de Hornos	Biomasa	Biomasa
	Propano	
Porvenir	Gas Natural	Biomasa
		Propano
Primavera	Gas Natural	Propano
Timaukel	Biomasa	Biomasa
	Propano	Propano
Puerto Natales	Gas Natural	Biomasa
		Propano
Torres del Payne	Biomasa	Biomasa
		Propano
Laguna Blanca	Gas Natural	Biomasa
	Biomasa	
Río Verde	Biomasa	Propano
		Biomasa
San Gregorio	Gas Natural	(*)
Punta Arenas	Gas Natural	Propano
		Biomasa

Fuente: Elaboración Propia CERE

Nota: Para las comunas denominadas "Rurales" se indica como urbano donde se ubica el edificio municipal y otras instalaciones; La utilización de GLP viene dada por los clientes comunales indicados por GASCO S.A.;
(*) No se cuenta con recurso biomasa, pero sobre todo en estancias, es posible su utilización. Sin embargo no se tiene registros.

Los recursos energéticos que pueden suplir la demanda de la matriz térmica regional son:

- Gas natural de yacimientos
- Gas natural proveniente de GNL
- Gas proveniente de la gasificación de carbón
- Propano (Gas Licuado de Petróleo)
- Biomasa, como leña, astillas o densificados (pellets y briquetas)
- Solar térmica
- Geotermia de baja entalpía
- Propano Aire

Es importante señalar que recursos como la energía solar térmica, empleada para producción de agua caliente sanitaria, puede estar presente como solución acompañante de otras en todas las comunas, aunque posee limitaciones en su uso, sobre todo en la región, debido a las pocas horas de luz en varios meses del año. Su utilización por lo tanto, se recomienda para proyectos individuales en zonas aisladas, y no para toda una localidad. De igual forma, la geotermia de baja entalpía, puede estar presente en toda la región, pero sólo en algunas comunas se ha realizado a lo menos una evaluación de los gradientes de temperatura del suelo, que permiten su utilización en el corto y mediano plazo.

Para el uso de la biomasa, si bien, es parte de la matriz térmica actual, en su formato leña, se recomienda su uso de forma más eficiente en aquellas comunas que poseen el recurso, y tienen una alta dependencia de él, pero en un formato como astillas o pellets ya que permite la incorporación de tecnologías más eficientes presentes en el mercado.

El propano sigue siendo una opción viable, más por su disposición (producción regional) que por su costo, pero se recomienda sólo si no existe otra alternativa de uso de algún recurso renovable, y en zonas aisladas.

Con relación a mantener la utilización de gas natural en la matriz, esto se ve posible en la medida que se siga la exploración y explotación de yacimientos de gas no convencional y que los resultados aseguren nuevas reservas de este recurso con costos competitivos. Más adelante se analiza en detalle este punto. Es fundamental eso sí, que este recurso se use de forma eficiente.

Las alternativas de GNL y GNS (Gas Natural Sintético de la gasificación de carbón), pueden ser opciones donde existen las mayores demandas, en específico en la comuna de Punta Arenas, donde además se tiene la infraestructura portuaria y de almacenamiento.

Finalmente, el propano aire, no se considera una alternativa para sustituir el gas natural, sólo para respaldar el sistema, y debiera considerarse su implementación en ambos casos (GNL y GNS), mientras se implementan alternativas al largo plazo.

A continuación, se indica para cada comuna de la Región las posibilidades energéticas en el mediano y corto plazo:

Comuna de Cabo de Hornos: La comuna de Cabo de Hornos intenta lograr un desarrollo a través del turismo de intereses especiales y su mayor cercanía a la Antártica, por lo cual cualquier alternativa propuesta debe tener en consideración minimizar los impactos en el ecosistema, considerando además que, gran parte de la Provincia es Reserva de la Biósfera del Cabo de Hornos. Teniendo presente esta situación prístina, la mantención de la actual forma de satisfacer su matriz térmica (usando biomasa como leña), a la larga afectará el patrimonio ambiental de la comuna, por lo cual, es necesario intensificar la fiscalización de la extracción de dicho recurso, y establecer una planificación estratégica para su uso. Al respecto se debieran hacer varias consideraciones para el manejo forestal de dicha zona, teniendo en cuenta que la biomasa es el principal recurso energético para la matriz térmica, por lo cual es necesario emplearla de la mejor forma posible. Sumado a lo anterior se encuentra la presencia de especies invasoras, como el castor, que afectan el ecosistema bosque también de forma significativa, y al no existir un manejo adecuado de dicha especie, la vulnerabilidad del bosque se acrecienta.

Si bien es cierto que el Ministerio de Energía se encuentra elaborando un Plan Estratégico para Puerto Williams, éste se debe implementar junto a una serie de iniciativas de otros organismos, para asegurar la sustentabilidad del bosque en el largo plazo, que deberían llevarse a cabo en el corto plazo, como una medida intermedia, mientras se implementa una opción alternativa para la matriz térmica, como la venta de leña seca y el uso de los calefactores y cocinas más adecuados.

Con relación a la Eficiencia Energética, se requiere de una Política de Estado, que genere un incentivo, por ejemplo, para el diseño de casas tipo para la comuna de Cabo de Hornos, que considere medidas de eficiencia energética tal que disminuya las actuales necesidades térmicas, y se lleve a cabo en los próximos 3 años, la implementación de un programa intensivo de RTV para las construcciones ya existentes. Es claro, que esto significará una mayor inversión inicial pero a la larga impactará positivamente en menores costos operacionales y requerimientos energéticos.

Estas medidas también debieran incluir a los edificios públicos locales que utilizan leña en sus calderas, y podría implementarse la utilización de residuos de la explotación forestal llevándolos a un formato de “astillas” o “pellets”, empleando artefactos como calderas y calefactores más eficientes.

Dentro de las alternativas, se evalúa la posibilidad de incorporar un sistema de calefacción distrital para aproximadamente 500 casas, que permitiría centralizar el uso de la biomasa y disminuir el consumo de propano. Sin embargo, existen consideraciones que se detallan en el Capítulo 10, de Análisis de Factibilidad de Matrices, dado que este sistema requiere de un grado de intervención importante de la zona urbana (calles) y al interior de las casas y edificios que no cuenten con sistema de distribución interior de agua caliente y/o vapor.

Otra alternativa a considerar, teniendo casas acondicionadas térmicamente, es la incorporación del recurso geotérmico de baja entalpia, para calefacción de las viviendas, que es bastante menos invasivo que un sistema de calefacción distrital. Se propone incorporar un proyecto piloto en Puerto Williams en un grupo de casas que se construya, previa evaluación del recurso.

El diferencial de requerimientos energéticos para la matriz térmica, debería ser provisto a partir de uso de la energía eléctrica, la que debería satisfacer los requerimientos de agua caliente, cocción de alimentos y diferencial térmico no provisto por la geotermia de baja entalpia, con los recursos que se verán en el análisis de la matriz eléctrica.

Con relación a la incorporación de gas natural a la matriz de Cabo de Hornos, el Ministerio de Energía (2014) a través de la División de Seguridad y Mercado de Hidrocarburos, envió una evaluación de alternativas de transportar GNL a la localidad de Puerto Williams, y también la de llevar gas natural por medio de la construcción de un gasoducto submarino desde Ushuaia (Swap). Si bien las alternativas se indican como técnicamente factibles, existen una serie de limitaciones sobre todo en el caso de un Swap, puesto que implica lograr un acuerdo político con Argentina para la realización del intercambio de gas natural, permitiendo su libre tránsito sin que el gas ingrese aduaneramente a Argentina. Otro punto importante en términos de acuerdo internacional, es el turismo, puesto que en Ushuaia se cree que si Puerto Williams tiene acceso al gas natural, su turismo aumentará, pudiendo hacer que disminuya el turismo en el lado argentino. Por otro lado, el informe señala que el volumen transportado hacia Ushuaia es sustancialmente superior a lo que demanda Puerto Williams. Por lo tanto, la demanda de Puerto Williams no sería incidente en el abastecimiento de Ushuaia, por lo que en un acuerdo entre Chile y Argentina para realizar el swap debiera ser factible lograr un compromiso de mantener abastecida toda la demanda de Puerto Williams.

Comuna de Timaukel: El principal recurso energético que satisface la matriz térmica es la biomasa. Las características de una baja densidad poblacional, actividad industrial concentrada en Russfin, una vocación agroindustrial y una apuesta a futuro en el turismo y conservación, hacen de esta comuna un caso especial en la Región de Magallanes. Este sello debería mantenerse y no incorporar nuevas fuentes fósiles, sustituyendo las ya existentes, por lo que el Estado debería desarrollar una estrategia para potenciar el uso de la biomasa y la geotermia de baja entalpia, y potenciar esta comuna como sustentable y autónoma energéticamente.

Por lo anteriormente indicado, y el hecho que todavía no se puede determinar si los yacimientos de gas natural en las cercanías (Lago Mercedes), serán explotables comercialmente, sumado al alto costo que significa la construcción de un gasoducto para una demanda todavía muy baja, no hacen viable incorporar el gas natural en la matriz térmica.

Se plantean como alternativas el uso de biomasa y geotermia de baja entalpía para Pampa Guanaco, considerando el Plan Seccional que se encuentra desarrollando el municipio, y que en un futuro cercano, ubicaría esta localidad como capital comunal[82]. Cabe señalar que existe una oportunidad para definir dicho territorio con un uso preferente de energías renovables.

Comuna de Porvenir: Esta comuna constituye el principal centro poblado de la provincia de Tierra del Fuego. El sector urbano utiliza intensivamente el gas natural en su matriz energética. Ante un escenario de disminución en la región del recurso gas natural, y dada la todavía baja demanda, en comparación con la comuna de Punta Arenas, es posible mantener este recurso en la matriz, pero aplicando medidas de eficiencia energética e incorporando alternativas en la matriz eléctrica como se verá más adelante. La alta dependencia del gas natural hace que una disminución drástica de este recurso, impacte profundamente en la comuna, por lo cual para este caso, las alternativas seguirían siendo recursos fósiles, como el GNL o el GNS (Gas Natural Sintético de Carbón) o el propano, para aprovechar la infraestructura de distribución de gas existente en la comuna. Las posibilidades de diversificar su matriz térmica con energías renovables apuntan sólo al uso de la geotermia de baja entalpia ya que no disponen de otras fuentes de recursos renovables para estos efectos, sin embargo, se debe estudiar la potencialidad del recurso geotérmico en esta comuna.

Comuna de Primavera: Esta comuna se ubica en el centro motor de la industria de hidrocarburos en Tierra del Fuego, concentrando una parte importante de su población en su capital comunal Cerro Sombrero. El sector rural resuelve sus necesidades térmicas con el uso de propano, mientras que en el sector urbano se usa intensivamente gas natural. La actividad económica de la comuna está asociada principalmente a la explotación de hidrocarburos, sin embargo, poco a poco se ha incorporado algo de actividad industrial.

La incorporación de nuevos energéticos en la matriz térmica, debería estar asociada al uso de geotermia de baja entalpía para calefacción. El Estado debería aprovechar la información existente en ENAP, de mediciones geotérmicas, y a partir de ella generar un estudio que permita evaluar, la potencialidad del uso de la geotermia en esta comuna, que según antecedentes bibliográficos y físicos (presencia de pozo de agua caliente, según conversación personal con Sr. Alcalde Municipio de Primavera, 2015), se podría incluso aprovechar la geotermia de alta entalpía, por lo cual una prospección exhaustiva del sector sería fundamental.

[82] *Conversación personal con Sr. Alfonso Simunovic, Alcalde I.Municipalidad de Timaukel (2015)*

Se plantea como alternativa un proyecto piloto de geotermia de baja entalpía.

Comuna de San Gregorio. En esta comuna, al igual que en la comuna de Primavera, se concentra la actividad de explotación de hidrocarburos. Lo anterior, ha permitido que la capital comunal Villa O'Higgins o Villa Punta Delgada como también se conoce, use gas natural para su matriz térmica y eléctrica. Al igual que la comuna de Primavera, el escenario de incorporación de renovables o de medidas de eficiencia energética debe tener como condición previa, traspasar la responsabilidad de la distribución de gas natural a un ente que regule su uso. La incorporación de renovables en esta comuna debería estar asociada al uso de la geotermia de baja entalpia para calefacción. El Estado debería aprovechar la información generada por ENAP, y profundizar el conocimiento de la zona con un estudio de la potencialidad del uso de la geotermia, puesto que todo el sector del Parque Nacional de Pale Aike y alrededores, presenta características volcánicas, que pueden incluso implicar la presencia de geotermia de alta entalpía.

Se plantea como alternativa un proyecto piloto de geotermia de baja entalpía, y un proyecto piloto de energía mareomotriz.

Comuna de Laguna Blanca. Comuna de vocación ganadera con un centro poblacional y capital comunal, donde se encuentra Villa Tehuelches, que cuenta con 51 casas y el resto de la población se encuentra disperso en estancias. A partir del 2012, y como un efecto de la construcción del gasoducto Pecket –Esperanza, para abastecer de gas natural a la comuna de Natales, pasa de incorporar en su matriz térmica la biomasa (leña) y algo de propano (gas licuado), al uso de gas natural. Las posibilidades de diversificar su matriz térmica con renovables apuntan al uso de biomasa pero de forma más eficiente, no como leña, sino empleando sistemas individuales de calefactores y/o calderas a astillas y pellets, o empleando geotermia. Al respecto, en la comuna existe un sector (el Zurdo) con presencia de geotermia de alta entalpía, pero se encuentra muy alejado del poblado de Villa Tehuelches. Ante un escenario de disminución del gas natural, la alternativa más viable es la utilización de GNL o GNS, dada la infraestructura de ductos existentes. Sin embargo, es importante que se realicen estudios del potencial de geotermia del sector señalado.

Comuna de Río Verde. Esta comuna hasta el año 2012 tenía una vocación eminentemente ganadera y con algunos emprendimientos de agroturismo y una población dispersa no concentrada en su capital comunal. La posterior instalación de explotación de la minería del carbón en Isla Riesco, significó la presencia de un centro poblacional relativamente importante, que requiere satisfacer sus necesidades energéticas, pero ellas al ser parte del proceso productivo, son resueltas por la actividad fabril propiamente tal, donde se emplea principalmente propano para la matriz térmica. En el resto de la comuna se emplea biomasa (leña) y propano en menor escala. A pesar de poseer el recurso carbón, al igual que la comuna de Natales, se hace inviable su utilización por el tamaño requerido de planta, y el uso directo de carbón en forma individual, por

temas ambientales tampoco es una opción hoy en día. De igual forma, la posibilidad de llevar un energético gaseoso, por un ducto a construir, se ve poco viable por el valor que tendría el energético, dado el tamaño de demanda existente en esta comuna y la gran dispersión poblacional. Por lo cual las posibilidades de diversificar su matriz térmica con energías renovables apuntan al uso de biomasa pero de forma más eficiente, no como leña, sino empleando sistemas individuales de calefactores y/o calderas a astillas y pellets, o empleando geotermia de baja entalpía, para lo cual es necesario conocer sus potenciales.

Comuna de Punta Arenas. La comuna de Punta Arenas como capital regional y provincial es el principal centro poblado de la región, y a su vez es responsable del consumo de más del 85% de la energía demandada en la región. Comuna altamente dependiente del gas natural para satisfacer tanto su matriz térmica como eléctrica. Ante un posible escenario de disminución del gas natural en la región, y dada la alta demanda por este recurso, no sería posible mantener este recurso en la matriz, aún aplicando medidas de eficiencia energética e incorporando alternativas en la matriz, por lo cual, las alternativas seguirían siendo recursos fósiles, como el GNL o el GNS (Gas Natural Sintético de Carbón), teniendo la opción de emplear Propano/Aire como respaldo, para aprovechar la infraestructura de distribución de gas existente en la comuna.
La diversificación de la matriz térmica incorporando energías renovables, solo podría lograrse mediante el uso de biomasa o de geotermia de baja entalpía, pero como soluciones en sistemas individuales (edificios o casa), o distrital en nuevas poblaciones, ya que estas opciones no serían alternativas viables en forma masificada, dado a que toda la construcción actual se ha adaptado al uso de gas natural como fuente de energía térmica.

Se plantea como alternativas independientes el uso de GNL y de GNS (gas natural sintético de carbón) dentro de un escenario en que la producción de gas natural vaya en descenso o bien en el supuesto de que los resultados e inversiones exploratorias de ENAP no tuvieran éxito.

Comuna de Torres del Payne. La vocación de esta comuna está relacionada con la ganadería y el turismo, siendo este último sector, un eje fundamental de su quehacer, dada la presencia del Parque Nacional Torres del Payne. Su población se encuentra dispersa en los diferentes establecimientos ganaderos y turísticos existentes en la comuna y un reducido número de personas se concentra en su capital comunal Cerro Castillo. Lo anterior hace que la matriz térmica se satisfaga de manera individual, para cada asentamiento humano, usando para ello biomasa o propano (para producción de agua caliente sanitaria principalmente). La incorporación de renovables en la matriz térmica se limita al igual que para Cabo de Hornos, a un uso más eficiente de la biomasa y al uso de geotermia de baja entalpia en algunos complejos turísticos, cuya valor de implementación en esos casos, pueden ser traspasados al servicio ofrecido. De igual forma, la eficiencia energética en la materialidad de la aislación térmica de las construcciones es fundamental, para la aplicación de cualquier recurso.

Comuna de Puerto Natales. Es el principal centro poblado de la provincia de Ultima Esperanza, su sector rural usa biomasa o propano para satisfacer los requerimientos de la matriz térmica, mientras que el sector urbano la satisface con el uso de gas natural. Ante un escenario de disminución del gas natural en la región, y dado que aún la demanda es baja por este recurso, en comparación con la comuna de Punta Arenas, es posible mantener el gas natural en la matriz, pero aplicando medidas de eficiencia energética e incorporando alternativas en la matriz eléctrica como se verá más adelante. La alta dependencia del gas natural hace que una disminución drástica de este recurso, impacte profundamente en la comuna, por lo cual aquí, las alternativas seguirían siendo recursos fósiles, como el GNL o el GNS (Gas Natural Sintético de Carbón) o propano/aire para aprovechar la infraestructura de distribución de gas existente en la comuna. Las posibilidades de diversificar su matriz térmica con energías renovables apuntan al uso de la geotermia de baja entalpía y biomasa, ésta última de forma eficiente, no como leña, sino empleando sistemas individuales de calefactores y/o calderas a astillas y pellets, ya que un sistema distrital para una comuna consolidada urbanamente, aumenta el valor del energético, por las inversiones requeridas para estos efectos. Sin embargo, se puede emplear la biomasa disponible y ya comercializada como astillas por una empresa de la comuna (Monte Alto Forestal S.A), cuyas instalaciones se encuentran a 50 km de esta ciudad.

La implementación de una planta de gasificación de carbón ubicada en Puerto Natales, se hace inviable por el tamaño requerido, a pesar que la comuna contaría con el recurso carbón, sin embargo, ante un escenario de déficit de gas natural, será posible transportar GNL o GNS (Gas Natural Sintético de Carbón) desde la comuna de Punta Arenas usando la red de gasoductos existente.

6.1.2 Matriz Eléctrica

La situación actual, con relación a qué energéticos satisfacen la matriz eléctrica en la Región de Magallanes y Antártica Chilena, se representa en la Tabla 6.1.2, donde se observa la alta dependencia del gas natural en las zonas urbanas, y de diésel en las zonas rurales. Es importante recordar también que para el caso de Punta Arenas, se cuenta con la presencia de energía eólica, en el Parque Eólico Cabo Negro, que satisface parte de la demanda eléctrica de la planta de producción de metanol, por lo cual constituye una solución particular. Con relación a la distribución de energía eléctrica, en aquellas comunas donde existe la presencia de la empresa distribuidora, como Punta Arenas, Puerto Natales, Porvenir, y Puerto Williams, la red de distribución eléctrica, llega a zonas más allá de los límites urbanos, permitiendo a algunas zonas rurales comunales acceder a este recurso.

Actualmente se encuentra planificado, en el Plan Regional de Zonas Extremas (2014), que la red eléctrica de Puerto Natales, se extienda hasta la localidad de Cerro Castillo, en la comuna de

Torres del Payne. Con la extensión de la red eléctrica se busca terminar con el sistema vigente en Cerro Castillo, sustentado en la generación a partir de un motor diésel, y contar con una fuente de energía constante, segura y que permita el desarrollo y crecimiento de la economía local. Se estimaba que el perfil del proyecto estuviese terminado la segunda semana de febrero del 2015, y una vez revisado éste, el Municipio será el encargado de ingresar los antecedentes al BIP para su posterior revisión en el Ministerio de Desarrollo Social. Además, ya se entregó presupuestos por parte de la empresa EDELMAG sobre el costo del proyecto.

Tabla 6.1.2 – Matriz Eléctrica por Comunas, para la Región de Magallanes

Comuna	Matriz Eléctrica Urbana	Matriz Eléctrica Rural
Cabo de Hornos	Diésel	Diésel
Porvenir	Gas natural	Diésel
Primavera	Gas natural	Diésel
Timaukel	Diésel	Diésel
		Propano
Puerto Natales	Gas natural	Diésel
Torres del Payne	Diésel	Diésel
Laguna Blanca	Gas natural	Diésel
Río Verde	Diésel	Diésel
San Gregorio	Gas natural	Diésel
Punta Arenas	Gas natural	Diésel
		Eólico

Fuente: Elaboración Propia CERE

Los recursos energéticos que pueden suplir la demanda de la matriz eléctrica regional son:

- Gas natural de yacimientos
- Gas natural proveniente de GNL
- Gas proveniente de la gasificación de carbón
- Carbón para termoeléctrica
- Propano (Gas Licuado de Petróleo)
- Biomasa, como astillas y/o pellets
- Solar fotovoltaica
- Residuos urbanos (biogás)
- Mareomotriz
- Hidroeléctrica

Con relación a los residuos urbanos, si bien se reconoce la existencia de tecnologías en otros países que pueden emplear gran parte de ellos en sistemas de cogeneración principalmente, no se cuenta con información sobre su potencial o valorización energética, por lo cual sería recomendable un futuro análisis, sobre todo en Punta Arenas, donde el volumen de residuos es más importante. No obstante lo anterior, existe un proyecto que no se concretó de generación eléctrica con biogás en las inmediaciones del vertedero de Punta arenas, el cual no presentó viabilidad económica.

Con relación a la generación de electricidad con energía mareomotriz, hoy en día no es una opción para incorporar a la matriz eléctrica regional, dada la madurez de la tecnología, pero si existe una oportunidad de desarrollar un proyecto piloto que permita evaluar el comportamiento de este recurso en la generación.

La utilización de biomasa en la generación eléctrica, es posible con tecnologías a pequeña escala en zonas aisladas, ya que para proyectos de mayor envergadura, superiores a 1MW, es necesario evaluar de mejor forma su viabilidad económica, para lo cual es necesario contar con proyectos donde se tenga un grado de avance mayor en el desarrollo de su ingeniería conceptual.

El propano no es una opción viable para generación eléctrica, por los altos costos que demanda su traslado en zonas muy aisladas del sur de Tierra del Fuego, donde existe su utilización en una iniciativa de turismo. Se recomienda sólo si no existe otra alternativa de uso de algún recurso renovable presente en las inmediaciones.

Es importante señalar que recursos como la energía solar fotovoltaica, puede estar presente en todas las comunas, sin embargo, sólo se propone su utilización en las comunas con mayor densidad poblacional, sin que esto limite su utilización a menor escala en forma individual.

Para el uso de la energía eólica, presente como recurso en prácticamente toda la Región, se plantean propuestas en las comunas capitales provinciales y en pequeñas localidades de algunas comunas rurales, las cuales en el Capítulo 5, se han diferenciado en Sistemas > 1 MW y Sistemas < 1MW de potencia instalada.

La hidroelectricidad es una opción atractiva a pequeña escala en zonas aisladas, a través de minicentrales de paso, y donde se tiene información sobre sus potenciales que permitan dimensionar una central con esta tecnología, como es el caso de Puerto Williams en la comuna de Cabo de Hornos.

Con relación a mantener la utilización de gas natural en la matriz eléctrica, esto se ve posible en la medida que se siga la exploración y explotación de yacimientos de gas no convencional y que los

resultados aseguren nuevas reservas de este recurso con costos competitivos. Más adelante se analiza en detalle este punto. Es fundamental eso sí, que este recurso se use de forma eficiente.

Las alternativas de GNL y GNS (Gas Natural Sintético de la gasificación de carbón), pueden ser opciones al igual que en la matriz térmica, donde existen las mayores demandas, en específico en la comuna de Punta Arenas, donde además se tiene la infraestructura portuaria y de almacenamiento. Por otro lado, fue evaluado el uso de carbón directamente en una central termoeléctrica, sin embargo, no se considera como alternativa por temas ambientales principalmente.

A continuación, se indica para cada comuna de la Región las posibilidades energéticas en el mediano y corto plazo:

Comuna de Cabo de Hornos. Esta comuna presenta en la actualidad un 100% de uso diésel en su matriz eléctrica, sin embargo, dispone de condiciones óptimas para su sustitución en un alto porcentaje, dado los recursos renovables disponibles, lo cual le daría una mayor autonomía, sin embargo, debe haber intervención del Estado para llegar a dichos niveles de sustitución.

Se plantean como alternativas, la energía hidroeléctrica, eólica y solar fotovoltaica.

Comuna de Timaukel. El principal recurso energético empleado en la actualidad para generación eléctrica es el diésel, seguido del propano, empleado en una iniciativa de turismo en Lago Deseado. La presencia de biomasa, y la experiencia de cogeneración ya presente en la comuna (Forestal Russfin), hacen de ésta una alternativa relevante a considerar sobre todo para las instalaciones municipales y civiles proyectadas en Pampa Guanaco, según plan seccional en elaboración. De igual forma, se puede emplear la energía eólica en menor escala tanto en Pampa Guanaco como en Villa Cameron (actual capital comunal) con sistemas híbridos eólico-diésel, o en su defecto, si sólo se considera uso de energías renovables, un sistema eólico-biomasa. En forma individual en los futuros desarrollos turísticos, también es posible emplear estos sistemas, sobre todo en los sectores más al sur, cercanos a Lago Fagnano – Caleta María. Algo similar puede aplicarse con la energía fotovoltaica, posible de instalar en sistemas individuales.

La administración de la energía es un punto importante a resolver, hoy en día de carácter municipal. Esta situación genera ineficiencias en el sistema, puesto que no existe evaluación de la demanda de Villa Cameron, ni proyecciones de la misma, ya que no se realiza medición de los consumos, aun cuando se cuenta con un equipo, recientemente adquirido el año 2012, junto a los nuevos generadores.

Comuna de Porvenir. Existe una posibilidad importante de incorporación de energía eólica en esta comuna dados los potenciales evaluados, sin embargo, se debe siempre considerar el uso de gas

natural o el diésel para sustentar el resto de la matriz eléctrica. El gas natural sigue siendo una opción para ello, dado que la demanda no es alta, pero se proponen medidas de eficiencia energética complementarias. La utilización de energía fotovoltaica también es posible para soluciones particulares en sectores poblacionales, edificios públicos e industriales.

Comuna de Primavera. La incorporación de renovables y de medidas de eficiencia energética, para optimizar el uso de gas natural, debe tener como condición previa traspasar la responsabilidad de la generación y distribución de energía eléctrica de manos de ENAP a un ente municipal u otro, que regule su uso en la localidad de Cerro Sombrero. Hoy en día, al no existir cobro por el uso de energía eléctrica, se genera un problema económico, que induce a un sobreconsumo, el cual se ve reflejado en el aumento de los volúmenes de gas y energía eléctrica asociados al consumo residencial de la comuna, sin que tenga un correlato en un aumento poblacional o de actividad económica. Alternativas como definir niveles de consumos mínimos que sigan con los beneficios de la gratuidad cobrando aquellas cantidades que sobrepasan estos valores deberían ser estrategias necesarias a considerar de manera de controlar una situación que ya es compleja, y puede tornarse inmanejable a futuro. El resto de las localidades de la comuna corresponden a campamentos de ENAP y CEOP, y estancias que poseen generación propia.

Dentro de las alternativas de incorporación de energías renovables a la matriz eléctrica, está el uso de energía eólica dado que ya existen algunas experiencias al respecto, tanto a nivel privado como a nivel municipal. Los factores de planta evaluados, hacen necesario un respaldo, el que puede realizarse con gas natural. La utilización de energía fotovoltaica también es posible para soluciones particulares.

Comuna de San Gregorio. Esta comuna posee administración municipal de la generación y distribución de la energía eléctrica en su capital comunal de Villa Punta Delgada, donde se han detectado ineficiencias en el sistema, según se ha indicado en la evaluación del PER - Programa de Electrificación Rural - (GORE, 2012). El resto de las localidades de la comuna corresponden a campamentos de ENAP y CEOP, y estancias que poseen generación propia.

Como alternativa de incorporación de energías renovables a la matriz eléctrica, se encuentra el uso de energía eólica dado que ya existen algunas experiencias al respecto a nivel privado, y sus potenciales son de los más altos medidos en la región. Los factores de planta evaluados, hacen necesario un respaldo, el que puede realizarse con gas natural. La utilización de energía fotovoltaica también es posible para soluciones particulares.

Se plantea también realizar un proyecto piloto de energías marinas (mareomotriz) dados los altos potenciales existentes en la primera y segunda angostura del Estrecho de Magallanes.

Comuna de Laguna Blanca. Hasta el año 2012, el principal recurso empleado en la matriz eléctrica comunal era el diésel. En la actualidad fue sustituido por gas natural en su capital comunal Villa Tehuelches, donde la generación y distribución de la energía eléctrica es de administración municipal, lo que puede generar ineficiencias en el sistema, como en otras comunas con esta condición ya que no existe un claro registro de los consumos comunales, según se ha indicado en la evaluación del PER - Programa de Electrificación Rural - (GORE, 2012). La utilización de energía fotovoltaica también es posible para soluciones particulares.

Se plantea como alternativa el empleo de energía eólica, con un sistema de respaldo a gas natural, que permita disminuir la presión sobre este recurso.

Comuna de Río Verde. Al igual que en otras comunas de la región su principal generación es en base a diésel. En las instalaciones de Mina Invierno, la empresa regional EDELMAG administra la generación eléctrica.

Se presenta como alternativa al diésel la incorporación de energía eólica, con el debido sistema de respaldo para esta localidad. La utilización de energía fotovoltaica también es posible para soluciones particulares.

Comuna de Punta Arenas. Existe una posibilidad importante de incorporación de energía eólica en esta comuna dados los potenciales ya probados en el Parque Eólico Cabo Negro, sin embargo, dado los factores de planta y la variabilidad de la velocidad del viento, se requiere que actúe en conjunto con otras fuentes, las que además deben proveer de un sistema de respaldo a los equipos eólicos. Las otras fuentes pueden corresponder a generación con gas natural y/o diésel ya que las turbinas con que cuenta EDELMAG son duales. Se proponen medidas de eficiencia energética complementarias. La utilización de energía fotovoltaica también es posible para soluciones particulares en sectores poblacionales, edificios públicos e industriales.

Las otras alternativas consideran uso de GNL, GNS, y respaldo de Propano/Aire, aprovechando la infraestructura de ductos y las turbinas a gas de EDELMAG que pueden operar con estos energéticos.

Comuna de Natales. Existe una posibilidad importante de incorporación de energía eólica en esta comuna dados los potenciales evaluados, sin embargo, se debe siempre considerar un sistema de respaldo complementario, por los factores de planta con que cuenta ésta tecnología, que al igual que en Punta Arenas puede ser con gas natural, dado que la demanda no es alta, o bien con diésel. Se proponen medidas de eficiencia energética complementarias. La utilización de energía solar fotovoltaica también es posible para soluciones particulares en sectores poblacionales, edificios públicos e industriales.

Existe una alternativa adicional que podría complementar la matriz eléctrica con un alto porcentaje de energías renovables, a través de la opción híbrida eólico-biomasa, empleando para la generación: biomasa, astillas o pellets como formato. Esta alternativa se ve más factible que la alternativa de cogeneración evaluada, por Forestal Monte Alto, cuyos montos de inversión, y cantidad y costos de la materia prima deben evaluarse de mejor forma con un estudio de ingeniería conceptual y básica, no disponible aún a la fecha de realización de este trabajo.

Comuna de Torres del Payne. Las alternativas al uso del diésel, tendrían que ser enfrentadas con sistemas híbridos eólico-diésel o eólico-biomasa al incorporar biomasa en la generación eléctrica. La segunda alternativa, desde el punto de vista de su vocación productiva, potenciaría más la actividad del turismo, al incorporar elementos renovables en la generación eléctrica desplazando el uso de diésel. Esto se podría complementar con soluciones particulares de uso de energía hidroeléctrica con pequeñas centrales de paso, que no impacten el alto potencial turístico de esta comuna. La utilización de energía fotovoltaica también es posible para soluciones particulares.

6.2 Análisis de Alternativas de Matrices

La necesidad de diversificación de la matriz energética regional, tiene varias aristas; entre ellas, la disponibilidad futura de gas natural para satisfacer la demanda proyectada sobre todo residencial, la posibilidad de ir desplazando el uso de combustibles líquidos como el diésel, en aquellas zonas que presentan características especiales sobre todo para el desarrollo del turismo, la necesidad regional de impulsar el desarrollo de actividades productivas que se encuentran en zonas apartadas de los centros urbanos, y finalmente la posibilidad de hacer de Magallanes un polo de innovación en el ámbito energético, a través del desarrollo proyectos que permitan utilizar el potencial de recursos existentes. Al respecto, y considerando la información analizada en capítulos anteriores, se observa la posibilidad de incorporar alternativas de corto, mediano y largo plazo, que permitan el ingreso de otros energéticos a la matriz, o bien, se potencien aquellas fuentes que hasta ahora han tenido una baja participación en la matriz energética regional, considerando principalmente la diversificación de la matriz térmica y eléctrica.

6.2.1 Matriz Alternativa 0

En la Tabla 6.2.1, se muestra la Alternativa 0, comuna a comuna, correspondiente a la continuidad de la utilización del gas natural proveniente de yacimientos regionales, pero con énfasis en la producción de no convencionales. Esto significa, que gran parte del gas producido provendrá de sectores de Tierra del Fuego, donde hasta ahora, y según lo informado por ENAP, existen mayores perspectivas de desarrollo de este recurso, para lo cual, además del desarrollo de exploración y explotación, será necesario fortalecer sistemas de líneas y transporte (compresión), aspectos importantes a considerar dentro de las inversiones futuras.

Por lo anteriormente expuesto, para esta alternativa, las diferentes comunas conectadas a la red de gasoductos existente, mantienen su situación actual, pero se contempla la incorporación de medidas de eficiencia energética y energías renovables en la matriz eléctrica, tendientes a disminuir la presión por el recurso gas natural.

De igual forma, se incorporan medidas de eficiencia energética en comunas que actualmente emplean leña, principalmente promoviendo el uso de equipos a astillas o pellets, y la aplicación de reacondicionamiento térmico según lo analizado en el Capitulo 4. También se incorpora el uso de energías renovables en la matriz eléctrica, para disminuir la utilización, o bien sustituir, el uso de diésel.

Como el sistema eléctrico no está interconectado como el sistema térmico, se debe analizar la incorporación de renovables en cada una de las comunas. A modo de ejemplo, se muestra la propuesta para las comunas capitales provinciales, es decir, Punta Arenas, Natales, Porvenir, y Puerto Williams.

Tabla 6.2.1 Alternativa Energética 0

Alternativa	Solución Energética		Observación	
0	Continuidad en la utilización del gas natural de yacimientos regionales, pero con énfasis en la producción de los no convencionales.		Producción principal de ENAP Magallanes.	
Comuna	**Intervención en Matriz Térmica**	**Intervención en Matriz Eléctrica**	**Observaciones**	**Energéticos Complementarios**
Punta Arenas	Continúa situación actual de uso de gas natural, pero aplicando medidas de Eficiencia Energética.	Se incorporan medidas de E. Energética y Energías Renovables: Eólica, Fotovoltaica.	Se mantiene gas natural para generación de GNC para el transporte público y privado que lo utiliza.	Para el sector transporte se mantiene uso de diésel y gasolinas para aquellos vehículos que lo demanden, kerosene de aviación para aeronaves y diésel marino en naves. Se mantiene uso de diésel antártico, y del propano con fines térmicos en zonas aisladas.
Natales	Se mantiene utilización de gas natural de yacimientos regionales. Se incorporan medidas de Eficiencia Energética.	Se incorporan medidas de Eficiencia Energética y Energías Renovables: Eólica, Fotovoltaica y en menor medida biomasa.	Se mantiene situación actual para transporte público y privado que utiliza GNC.	Para el sector transporte se mantiene uso de diésel y gasolinas para aquellos vehículos que lo demanden. Se mantiene uso de diésel para generación, pero ojalá sólo como respaldo, al igual que el propano para fines térmicos en zonas aisladas.
Porvenir	Se mantiene utilización de gas natural de yacimientos regionales. Se incorporan medidas de Eficiencia Energética.	Se incorporan medidas de Eficiencia Energética y Energías Renovables: Eólica, Fotovoltaica.	No hay observaciones.	Para el sector transporte se mantiene uso de diésel y gasolinas para aquellos vehículos y maquinarias que lo demanden.
Primavera	Se mantiene uso de gas natural de yacimientos para suplir demanda térmica residencial, comercial (pequeños emprendimientos) e industrial.	Se incorporan Energías Renovables: Eólica	Se deben mejorar condiciones de administración de energéticos: generación y distribución de energía eléctrica.	Para el sector transporte se mantiene uso de diésel y gasolinas para aquellos vehículos y maquinarias que lo demanden.
San Gregorio	Se mantiene uso de gas natural de yacimientos para suplir demanda térmica residencial.	Se incorporan Energías Renovables: Eólica.	Se deben mejorar condiciones de administración municipal de la generación eléctrica.	Para el sector transporte se mantiene uso de diésel y gasolinas para aquellos vehículos y maquinarias que lo demanden.
Laguna Blanca	Se mantiene uso preferente de gas natural de yacimientos para suplir demanda térmica residencial, comercial (pequeños emprendimientos). Se recomienda la incorporación	Se incorporan Energías Renovables: Eólica.	Se deben mejorar condiciones de administración municipal de la generación eléctrica.	Para el sector transporte se mantiene uso de diésel y gasolinas para aquellos vehículos y maquinarias que lo demanden.

	de equipos más eficientes que utilicen astillas o pellets para quienes aún emplean biomasa.			
Río Verde	Se mantiene situación actual de uso de propano (cocción alimentos y ACS) y leña para calefacción. Se recomienda la incorporación de equipos más eficientes que utilicen astillas o pellets.	Se incorporan Energías Renovables: Eólica.	Se deben mejorar condiciones de administración municipal de la generación eléctrica.	Para el sector transporte se mantiene uso de diésel y gasolinas para aquellos vehículos y maquinarias que lo demanden.
Timaukel	Se mantiene uso de propano (cocción alimentos y ACS) y leña para calefacción. Se recomienda la incorporación de equipos más eficientes que utilicen astillas o pellets.	Se incorporan Energías Renovables: Eólica.	Se deben mejorar condiciones de administración municipal de la generación eléctrica.	Para el sector transporte se mantiene uso de diésel y gasolinas para aquellos vehículos y maquinarias que lo demanden.
Cabo de Hornos	Se incorporan medidas de Eficiencia Energética y de manejo y uso de la biomasa. Se recomienda la incorporación de equipos más eficientes que utilicen astillas o pellets.	Se incorporan medidas de Eficiencia Energética y Energías Renovables: Eólica, Fotovoltaica e Hidroeléctrica.	Es posible tener un porcentaje mayor de energía hidroeléctrica al propuesto (central de paso), en la medida que se tenga una mejor evaluación de los potenciales de los diferentes ríos de la zona.	Para el sector transporte se mantiene uso de diésel y gasolinas para aquellos vehículos y maquinarias que lo demanden y de propano con fines térmicos.
Torres del Payne	Se incorporan medidas de Eficiencia Energética y de manejo y uso de la biomasa. Se recomienda la incorporación de equipos más eficientes que utilicen astillas o pellets.	Se incorporan medidas de Eficiencia Energética y Energías Renovables: Eólico, y biomasa.	Para zonas aisladas dedicadas a turismo, se pueden incorporar energías renovables: eólico, fotovoltaico, solar térmico e hidroeléctrico (pequeñas centrales de paso) con soluciones particulares.	Para el sector transporte se mantiene uso de diésel y gasolinas para aquellos vehículos y maquinarias que lo demanden y de propano con fines térmicos.

Fuente: Elaboración Propia CERE

6.2.2 Matriz Térmica Alternativa 0

La matriz térmica queda con un alto porcentaje de utilización de gas natural, similar a la situación actual, pero se aplican medidas de eficiencia energética indicadas en Capítulo 4, sobre todo al considerar uso de artefactos (calefactores) más eficientes. Se recomienda también retomar la investigación y regularización en torno a la "cocina magallánica", ya que ante la dificultad de ser erradicado su uso en el corto y mediano plazo, se debe generar un producto más eficiente.

Con relación al uso de leña, se mantiene su uso en aquellas zonas aisladas que posean este recurso, pero considerando un mejor manejo en su utilización y promoviendo el formato astillas o pellets en artefactos más eficientes. Se mantiene también el, uso complementario de propano con fines térmicos (cocción y ACS).

En la Figura 6.2.1, se muestra la propuesta de matriz térmica, proyectada al 2050. Como se puede observar se mantiene sobre un 95% de uso de gas natural, sólo considerando crecimiento vegetativo de la población, y manteniendo el uso de energía térmica de la biomasa y propano en las mismas proporciones que se emplean actualmente.

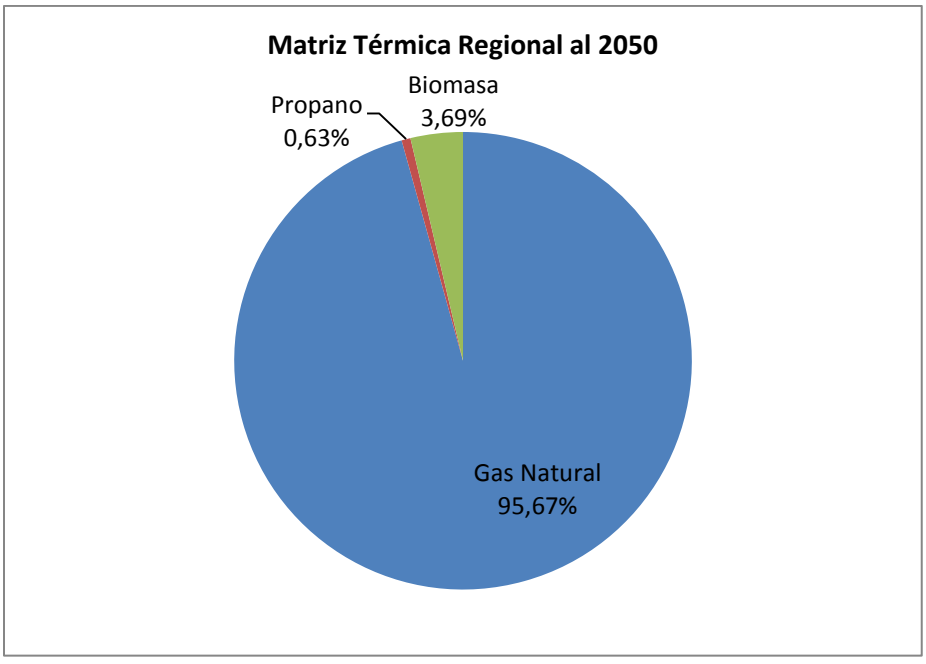


Figura 6.2.1 - Matriz Térmica Regional proyectada al 2050
Fuente: Elaboración Propia CERE

6.2.3 Matriz Eléctrica Alternativa 0

- **Punta Arenas**

En la Figura 6.2.2, se muestra la Demanda de Energía Eléctrica, proyectada al 2050, para la comuna de Punta Arenas, considerando aplicación de medidas de eficiencia energética, y en las Figuras 6.2.3 y 6.2.4, se muestra la incorporación de energías renovables en la matriz eléctrica de Punta Arenas, donde se aprecia que al año 2050 se podría llegar a tener un 52% de energía eólica, un 4% de fotovoltaica, aplicando medidas individuales, y un 44% de uso de gas natural, en este caso aportado por yacimientos regionales.

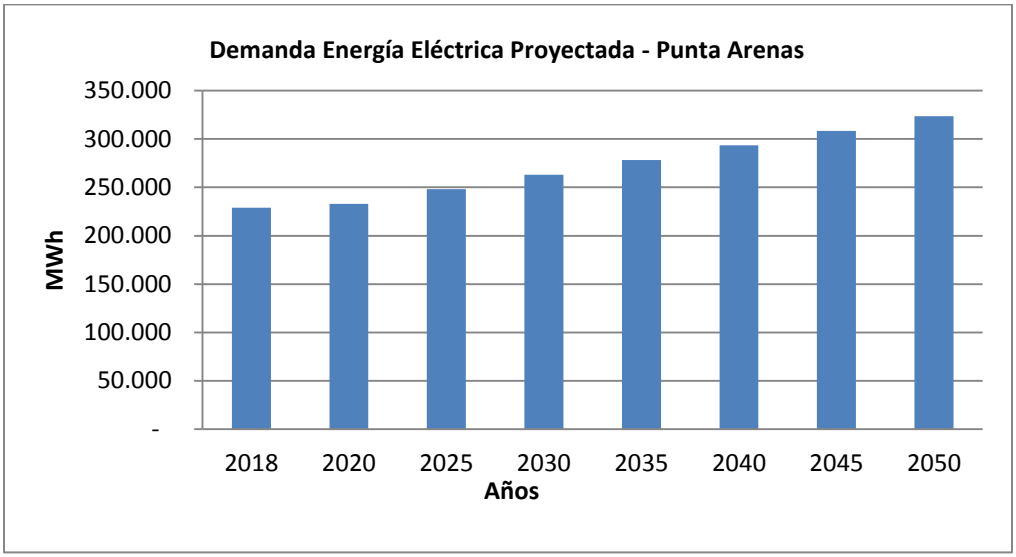


Figura 6.2.2 - Proyección de la Demanda de Energía Eléctrica con E. Energética, Punta Arenas

Fuente: Elaboración Propia CERE

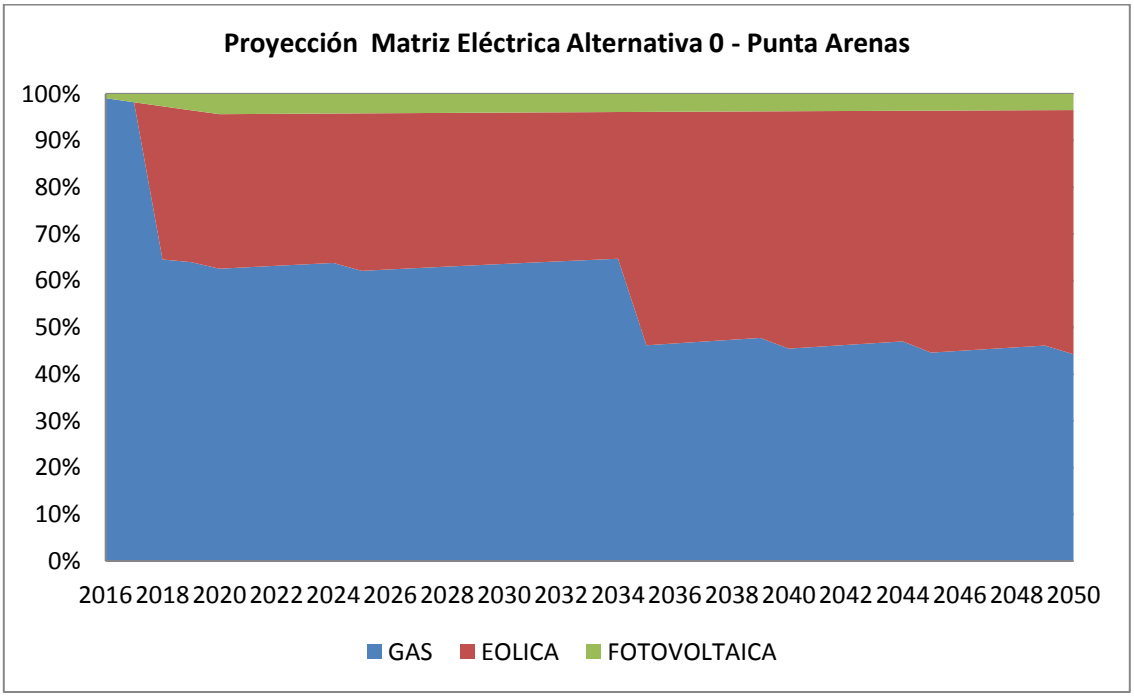


Figura 6.2.3- Proyección Matriz Eléctrica al 2050 Alternativa 0, Punta Arenas

Fuente: Elaboración Propia CERE

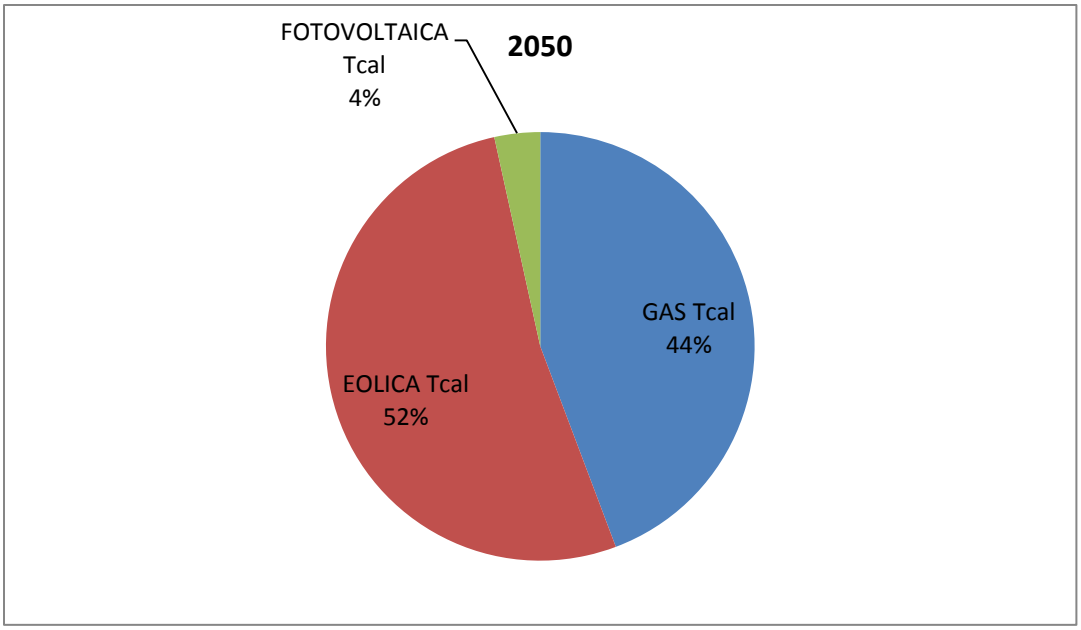


Figura 6.2.4 - Incorporación de Energías Renovables, Punta Arenas al 2050

Fuente: Elaboración Propia CERE

Para el caso de la energía eólica, de acuerdo a la proyección descrita de demanda –y con los criterios de que sea posible una penetración anual de Aero generación en cada sistema del 35% hasta 2034 y de 50% a contar del 2050, y considerando que la vida útil técnica de los equipos sea de casi 20 años en las condiciones de la Región, se deberá instalar una potencia inicial en equipos eólicos (en 2018 aproximadamente) que permita cubrir las demandas por electricidad eólica por los siguientes años (hasta 2034), minimizando el capital ocioso; se considera óptimo que un parque esté operando a una capacidad en torno del 80% o más a lo largo de cada año. Para el año 2050, se deberá implementar el reemplazo de los equipos por otros de mejor tecnología y costo inferior en un estimado de un 20% y agregar la potencia necesaria para repetir el servicio por los veinte años siguientes. Esta incorporación de energía eólica permite liberar gas natural, tal como se aprecia en la Figura 6.2.5.

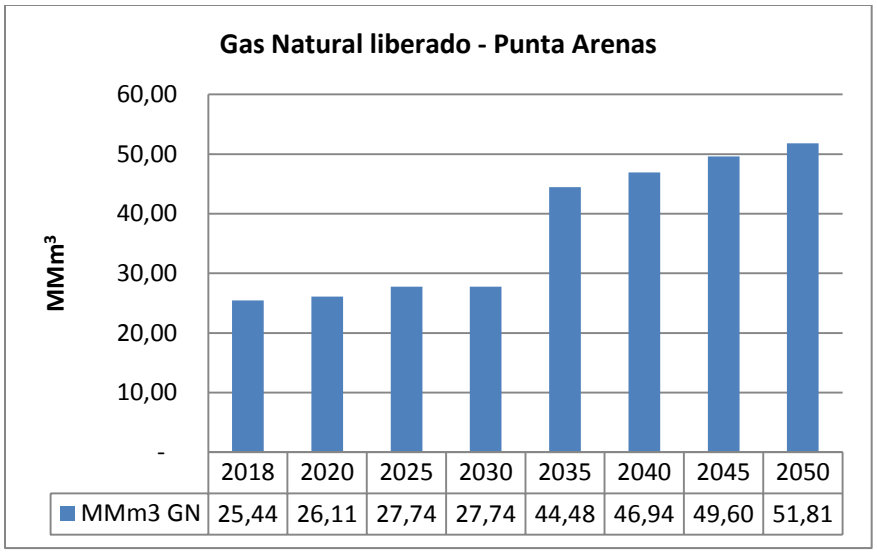


Figura 6.2.5 - Proyección de gas natural liberado por uso de E. Eólica, Punta Arenas
Fuente: Elaboración Propia CERE

- **Puerto Natales**

En la Figura 6.2.6, se muestra la Demanda de Energía Eléctrica, proyectada al 2050 para la comuna de Natales, considerando aplicación de medidas de eficiencia energética, y en las Figuras 6.2.7 y 6.2.8, se muestra la proyección de incorporación de renovables, en la matriz eléctrica de Puerto Natales, donde se aprecia que al año 2050 se podría llegar a tener un 60% de energía eólica, un 5% de fotovoltaica, aplicando medidas individuales, y un 35% de uso de gas natural, en este caso aportado por yacimientos regionales.

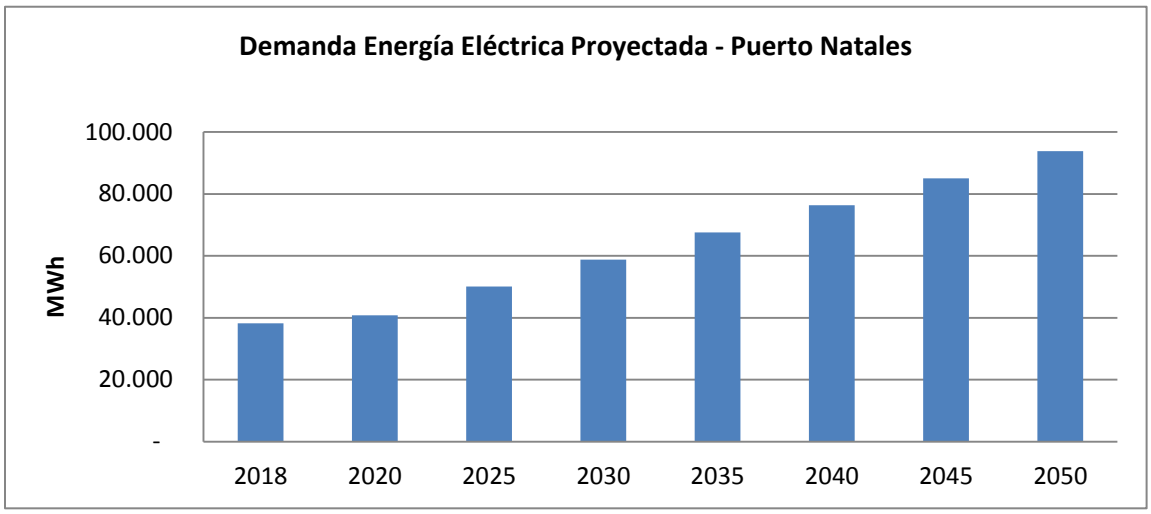


Figura 6.2.6 - Proyección de la Demanda de Energía Eléctrica con E. Energética, Puerto Natales

Fuente: Elaboración Propia CERE

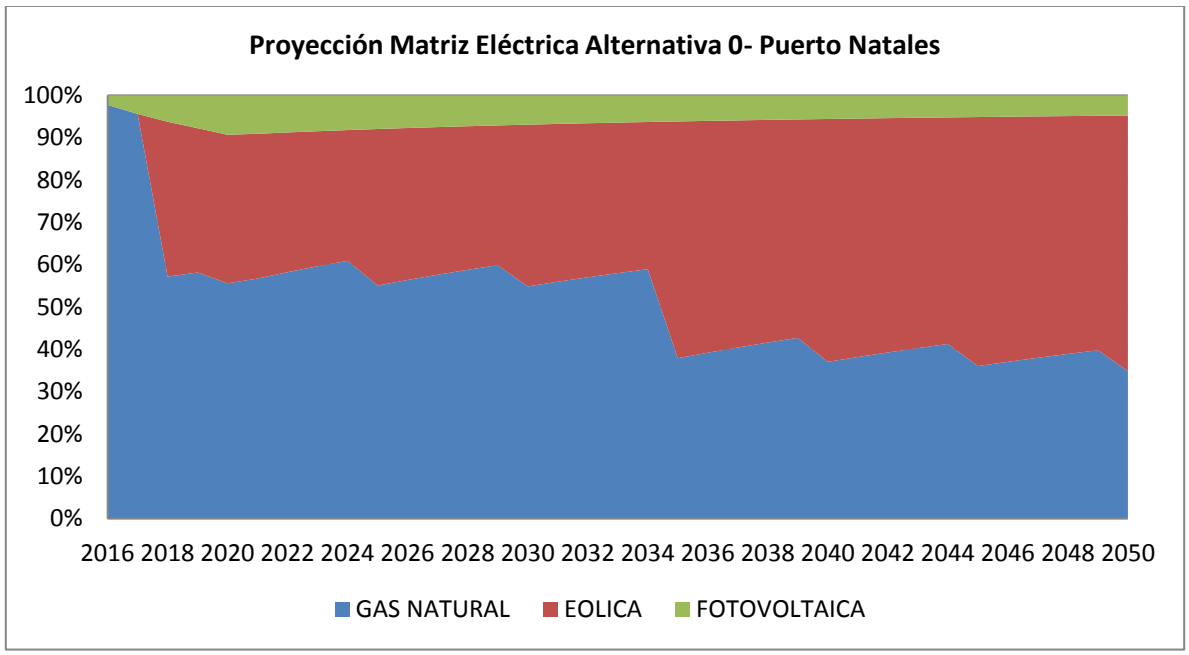


Figura 6.2.7 - Proyección Matriz Eléctrica al 2050 Alternativa 0, Puerto Natales

Fuente: Elaboración Propia CERE

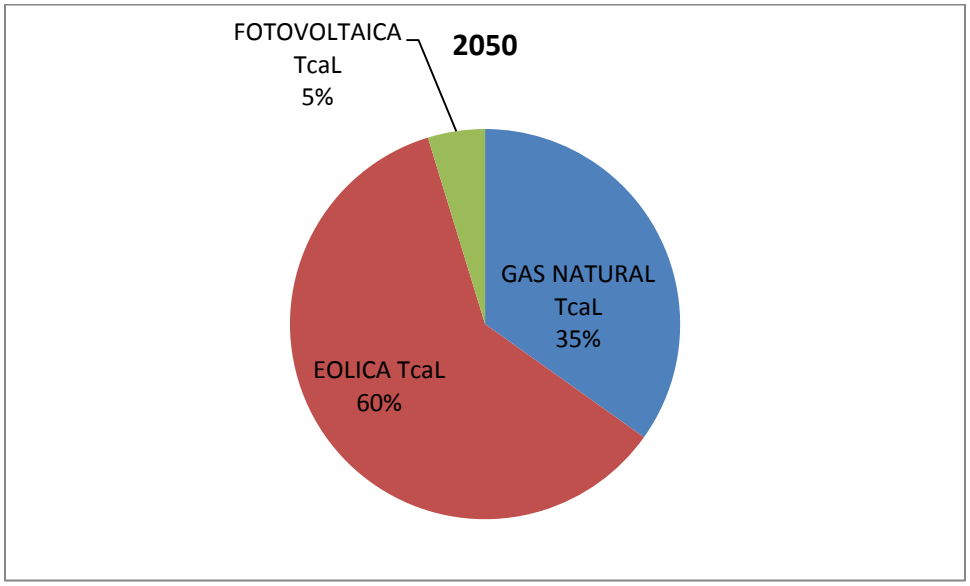


Figura 6.2.8 - Incorporación de Energías Renovables, Puerto Natales al 2050 Alternativa 0

Fuente: Elaboración Propia CERE

- **Comuna de Porvenir**

En la Figura 6.2.9, se muestra la Demanda de Energía Eléctrica, proyectada al 2050 para la comuna de Porvenir, considerando aplicación de medidas de eficiencia energética, y en la Figuras 6.2.10 y 6.2.11 se muestra la proyección de incorporación de energías renovables, en la matriz eléctrica de Porvenir, donde se aprecia que al año 2050 se podría llegar a tener un 46% de energía eólica, un 2% de fotovoltaica, aplicando medidas individuales, y un 52% de uso de gas natural, en este caso aportado por yacimientos regionales. El menor aporte con relación a otras comunas para la energía fotovoltaica, se debe a que las tecnologías propuestas son de aplicación individual a los edificios públicos y sectores residenciales que hoy en día existen en la comuna, por lo cual este valor podría ser mayor si a futuras construcciones se incorporan estas medidas.

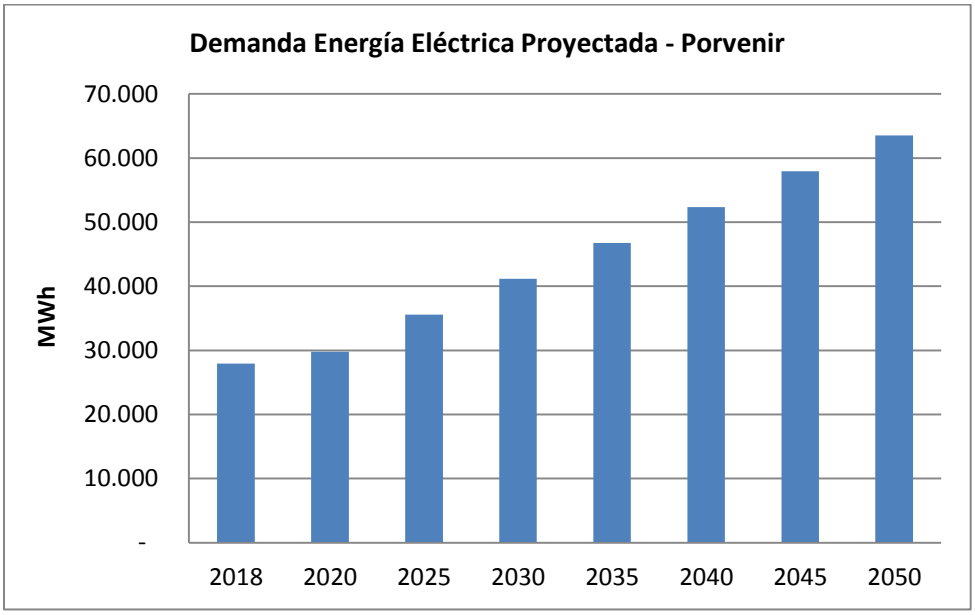


Figura 6.2.9 - Proyección Demanda de Energía Eléctrica con E. Energética, Porvenir

Fuente: Elaboración propia CERE

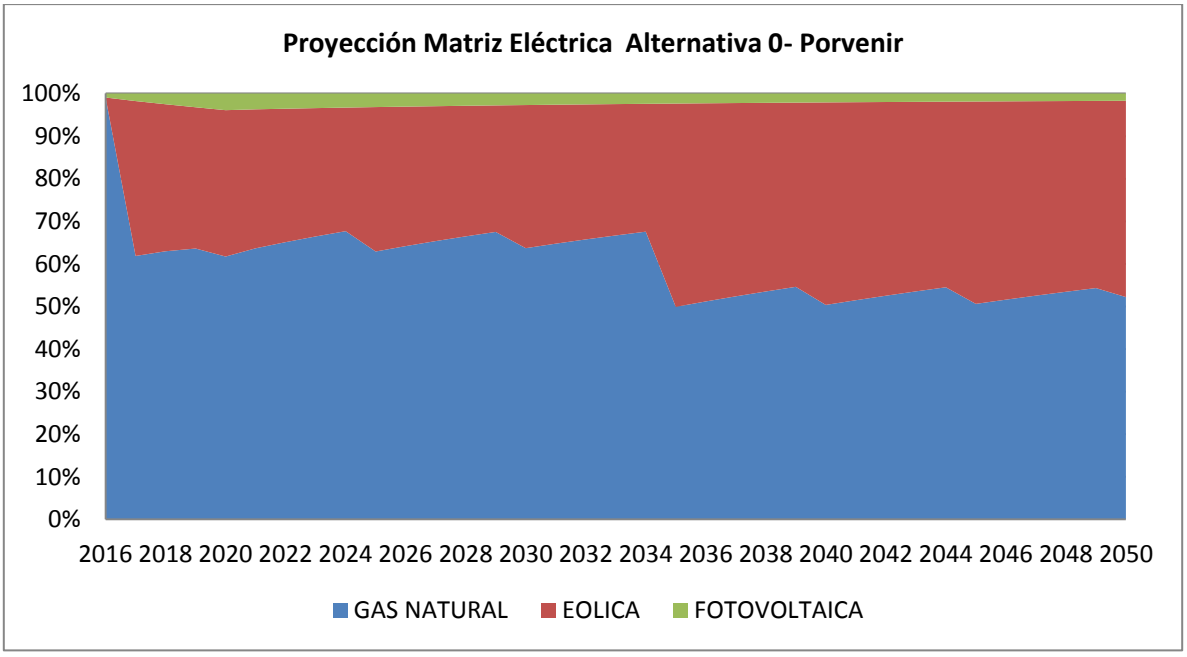


Figura 6.2.10 - Proyección Matriz Eléctrica al 2050 Alternativa 0, Porvenir

Fuente: Elaboración Propia CERE

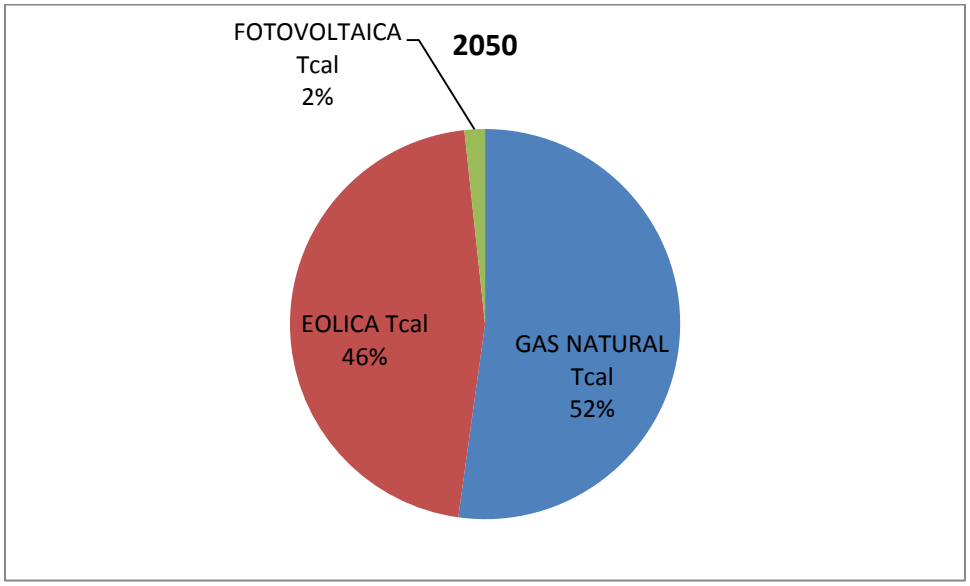


Figura 6.2.11 - Incorporación de Energías Renovables, Porvenir al 2050 Alternativa 0

Fuente: Elaboración Propia CERE

En la Figura 6.2.12 se muestra el volumen de gas natural que sería liberado al 2050 al ir incorporando energía eólica.

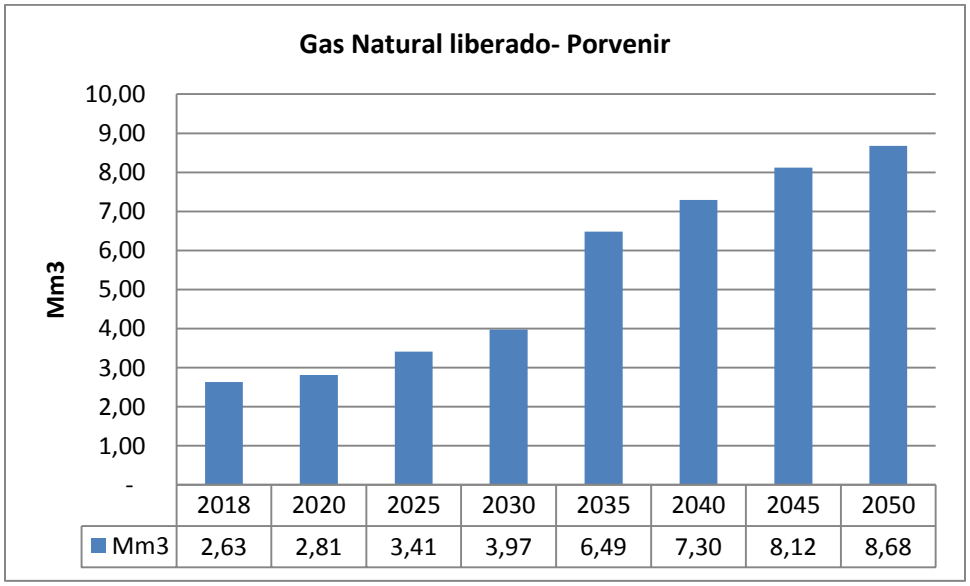


Figura 6.2.12 - Proyección de gas natural liberado por uso de E. Eólica, Porvenir

Fuente: Elaboración Propia CERE

- **Comuna de Cabo de Hornos - Puerto Williams**

En la Figura 6.2.13, se muestra la demanda de Energía Eléctrica, proyectada al 2050 para la comuna de Cabo de Hornos, y en específico para la ciudad de Puerto Williams, considerando aplicación de medidas de eficiencia energética, y en las Figuras 6.2.14 y 6.2.15, se muestra la proyección de incorporación de energías renovables, en la matriz eléctrica de Puerto Williams, donde se aprecia que al año 2050 se podría llegar a tener un 35% de energía eólica, un 4% de fotovoltaica, aplicando medidas individuales, y un 61% de energía hidroeléctrica, llegando a tener así un 100% de energías renovables al 2050 para la matriz eléctrica, y liberando en gran parte la dependencia del diésel, dejando sólo un respaldo, de tomar la decisión de diversificar la matriz. Esta comuna igualmente, presenta la particularidad que podría llegar a tener mayores porcentajes de utilización de energía hidroeléctrica, pero en la presente propuesta se prefiere la diversificación.

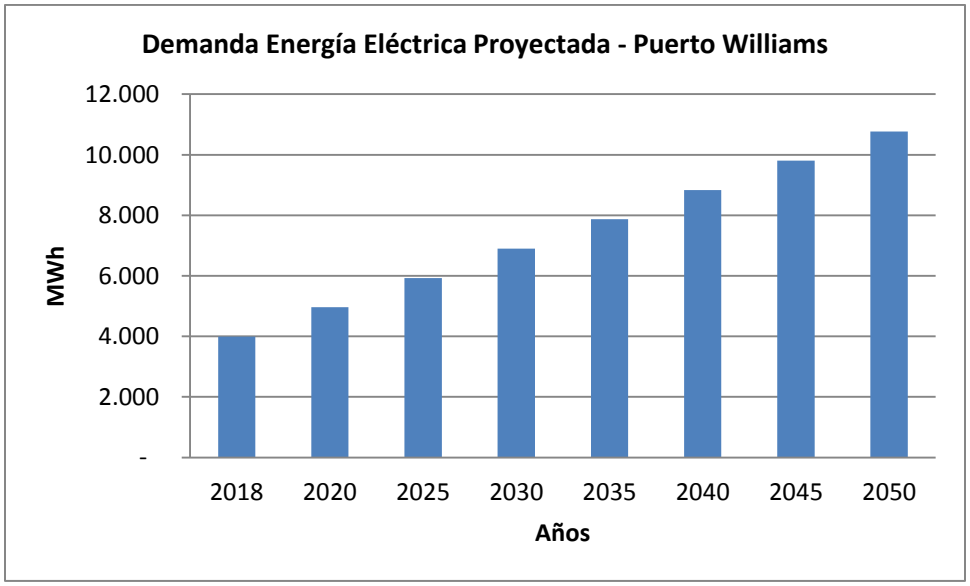


Figura 6.2.13 - Proyección de la Demanda de Energía Eléctrica con E. Energética, Puerto Williams
Fuente: Elaboración Propia CERE

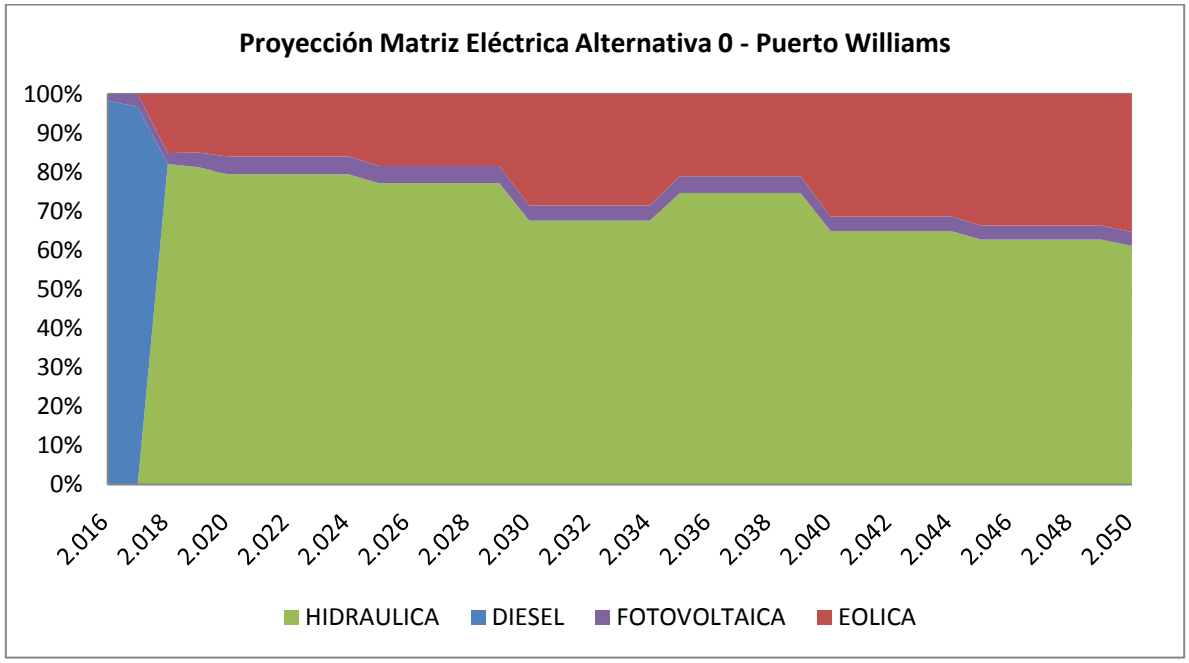


Figura 6.2.14 - Proyección Matriz Eléctrica al 2050 Alternativa 0, Puerto Williams

Fuente: Elaboración Propia CERE

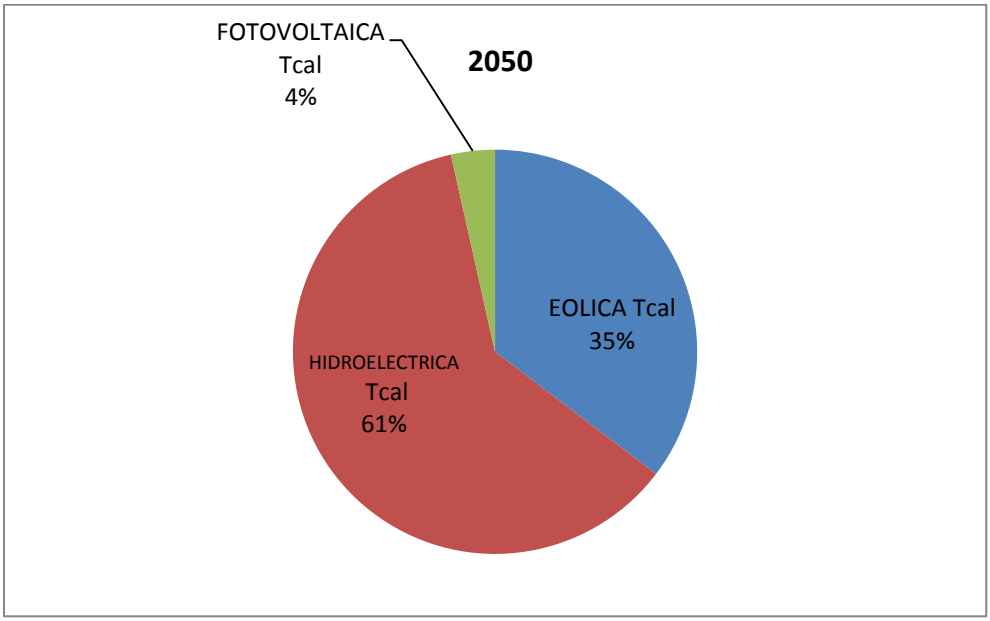


Figura 6.2.15 - Incorporación de Energías Renovables, Puerto Williams al 2050 Alternativa 0

Fuente: Elaboración Propia CERE

En la Figura 6.2.16 se muestra el volumen de diésel que podría llegar a liberarse por la incorporación de energía eólica

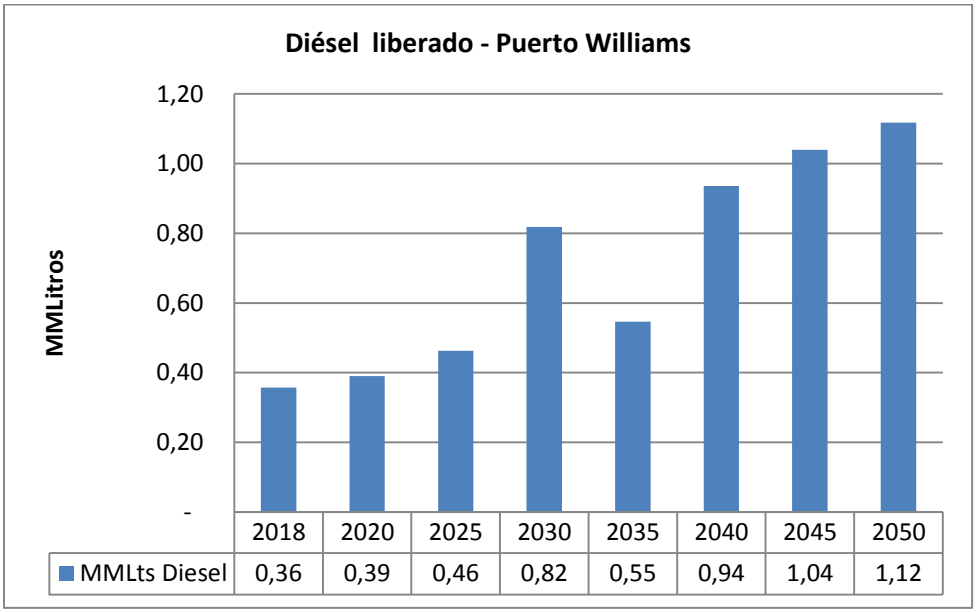


Figura 6.2.16 - Proyección de Diésel liberado por uso de E. Eólica, Puerto Williams

Fuente: Elaboración Propia CERE

Para el análisis de la matriz eléctrica de las comunas más pequeñas de la Región, se tienen los siguientes porcentajes de las energías renovables propuestas, considerando los respaldos respectivos de gas natural o diésel según sea la comuna.

Comuna de Primavera. En específico para la localidad de Cerro Sombrero, se puede llegar al 2050 a un 40% de generación por energía eólica, y el restante 60% con gas natural de yacimientos regionales.

Comuna de San Gregorio. En específico Villa Punta Delgada (Villa O'Higgins), se puede llegar al 2050 a un 40% de generación por energía eólica, y el restante 60% con gas natural de yacimientos regionales. Quizá será necesario analizar a futuro, la incorporación de energía mareomotriz en la generación eléctrica en esta comuna, para una mayor diversificación.

Comuna de Río Verde. En específico para la localidad de Villa Ponsonby, se puede llegar al 2050 a un 20% de generación por energía eólica, y el restante 80% con diésel. Quizá será necesario analizar a futuro, la incorporación de biomasa en la generación eléctrica en esta comuna, para una mayor diversificación.

Comuna de Laguna Blanca. En específico para la localidad de Villa Tehuelches, se puede llegar al 2050 a un 22% de generación por energía eólica, y el restante 78% con gas natural de yacimientos.

Quizá será necesario analizar a futuro, la incorporación de biomasa en la generación eléctrica en esta comuna, para una mayor diversificación.

Comuna de Timaukel. Se puede llegar hasta 61% de generación eólica en Pampa Guanaco, y en el caso de Villa Cameron se puede llegar a 21% de incorporación de energía eólica. El restante 39% de Pampa Guanaco podría cubrirse con diésel o biomasa, al igual que el 79% restante de Villa Cameron.

Comuna de Torres del Payne. En específico para la localidad de Cerro Castillo, se puede llegar al 2050 a un 22% de generación por energía eólica, y el restante 78% con diésel. Sin embargo, en el Plan Regional de Zonas Extremas se contempla la electrificación desde Puerto Natales, por lo cual la comuna deberá decidir la incorporación de energías renovables o no.

Comuna de Puerto Natales. En específico para pequeñas localidades de esta comuna, evaluadas en el Capitulo 5, se puede llegar al 2050 a un 63%, 71%, 34% y 25% de generación eólica en Puerto Prat, Seno Obstrucción, Villa Renoval y Puerto Edén, respectivamente, y el porcentaje restante cubrirlo con diésel. Todas estas localidades tienen en la actualidad 100% diésel, pero sólo algunas horas al día. En el Plan Regional de Zonas Extremas se contempla la construcción de una Mini Central Hidroeléctrica en Puerto Edén. En la actualidad en la localidad existe una capacidad de generación limitada y superada por la demanda, y se propone aumentar dicha capacidad considerando incluso una demanda proyectada que permita la instalación de diversas actividades productivas.

A la fecha, el informe final del diseño de este proyecto fue enviado por el Municipio de Natales, a SUBDERE nivel central, y una vez que se reciban las observaciones, estas deberán resolverse y posteriormente el Municipio deberá ingresar el diseño al Ministerio de Desarrollo Social para su correspondiente evaluación. Por lo anterior, la comuna de Natales deberá decidir si se desea incorporar energía eólica o no.

Comuna de Cabo de Hornos. En específico para la localidad de Puerto Toro, se puede llegar al 2050 a un 30% de generación por energía eólica, y el restante 70% con diésel. En esta localidad, y tal como se indicara en puntos anteriores, existe la posibilidad de implementar generación de energía eléctrica con biomasa, a través de propuesta de proyecto que se encuentra elaborando la Universidad de Magallanes.

Finalmente, en la Figura 6.2.17, se muestra la proyección de la matriz eléctrica regional en base a Tera calorías, con la incorporación porcentual de energías renovables, hasta el año 2050.

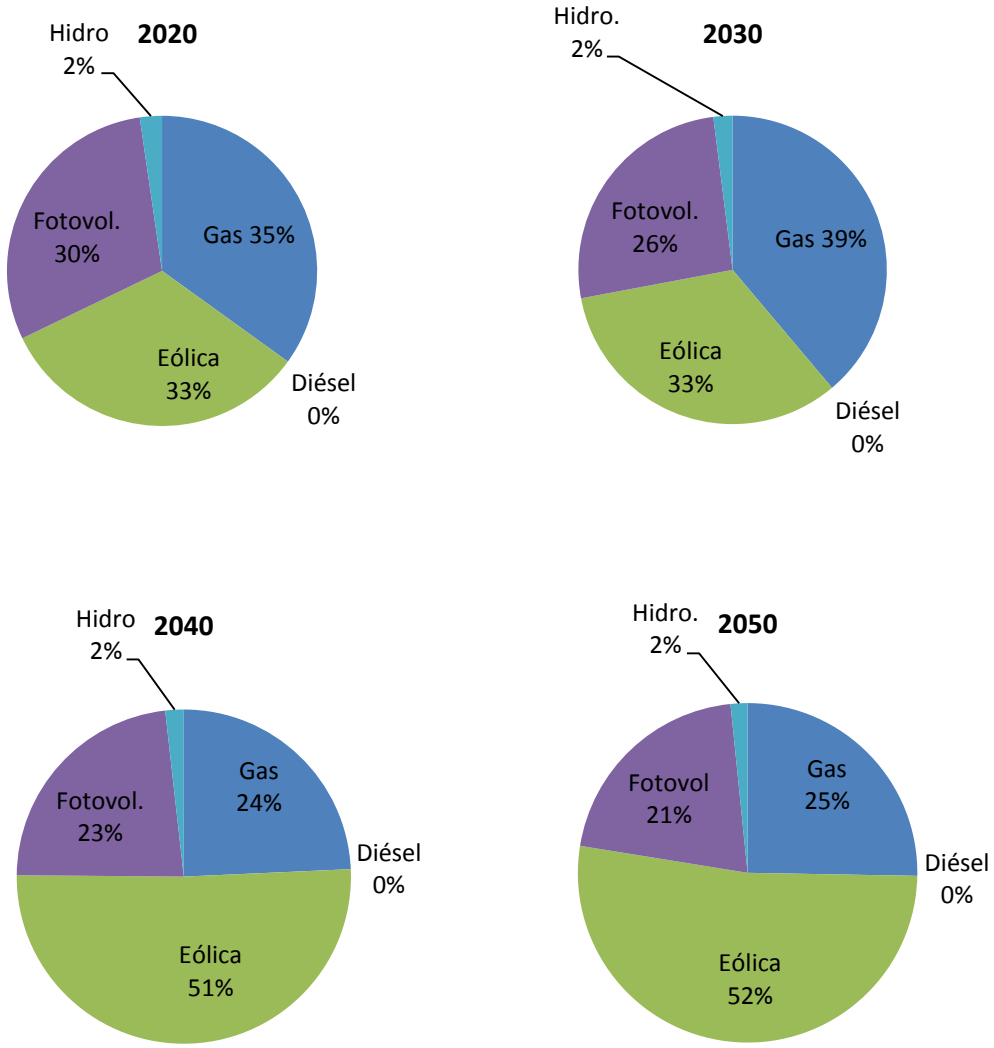


Figura 6.2.17 - Proyección Incorporación Energías Renovables Matriz Eléctrica al 2050

Fuente: Elaboración Propia CERE

6.2.4 Matriz Alternativa 1

En la Tabla 6.2.2, se muestra la Alternativa 1 propuesta, comuna a comuna, y se presenta bajo el supuesto que, las reservas de gas natural, no podrán suplir la demanda de todas las comunas que hoy en día emplean este recurso en su matriz térmica y eléctrica, y por ende deben considerarse alternativas energéticas que permitan sustituir el recurso, a ubicarse en la comuna de Punta Arenas, donde existe una mayor demanda, y que pueden ser aprovechadas por las otras comunas que estén conectadas a la red de gasoductos existentes. Esta sustitución considera la incorporación de GNL, e incorporación de medidas de eficiencia energética y energías renovables en la matriz eléctrica tendientes a disminuir la presión por este recurso. De igual forma, incorpora medidas de eficiencia energética en otras comunas, para hacer más eficiente el uso del gas natural y leña, según corresponda. También se incorpora el uso de energías renovables en la matriz eléctrica para disminuir la presión por el uso de gas natural, o sustituir el uso de diésel.

Con relación a la matriz eléctrica, como el sistema eléctrico no está interconectado como el sistema térmico, se debe analizar la incorporación de renovables propuesta, en cada una de las comunas. A modo de ejemplo se muestra la propuesta para las comunas capitales provinciales, es decir, Punta Arenas, Natales, Porvenir, y Puerto Williams.

Tabla 6.2.2 Alternativa Energética 1

Alternativa	Solución Energética	Observación
1	Planta de Regasificación de Gas Natural Licuado (GNL), sumada a una planta de Propano/Aire para respaldo. Aplicación de Medidas de Eficiencia Energética, Energías Renovables en Matriz Eléctrica.	Se plantea instalación en Cabo Negro, en la comuna de Punta Arenas, de una planta de regasificación, dada la infraestructura portuaria existente en el lugar.

Comuna	Intervención en Matriz Térmica	Observaciones	Energéticos Complementarios
Punta Arenas	Proporciona un complemento al gas natural para suplir demanda térmica, residencial, comercial e industrial (en la red de distribución de GASCO S.A) a través de regasificación. Se incorporan medidas de E. Energética.	Proporciona gas natural para generación de GNC para transporte público y privado que lo utiliza. Dependiendo de la dimensión de la planta de regasificación y sistema de almacenamiento puede proporcionar gas natural para alternativas industriales que no estén en la red de distribución de GASCO S.A, en la medida que Magallanes ofrezca otras ventajas comparativas para instalación de iniciativas productivas. Este gas natural, de GNL, también puede ser empleado por METHANEX, dependiendo del precio de venta; y enviado a las otras comunas conectadas por la red de gasoductos.	Para el sector transporte se mantiene uso de diésel y gasolinas para aquellos vehículos y maquinarias que lo demanden, kerosene de aviación para aeronaves y diésel marino en naves. Se mantiene uso de diésel antártico, para calefacción, generación y transporte, también el propano para fines térmicos en zonas aisladas.
Natales	Se mantiene utilización de gas natural de yacimientos regionales. Se incorporan medidas de Eficiencia Energética.	Se mantiene situación actual para transporte público y privado que utiliza GNC. Ante el déficit de gas natural de yacimientos, se podría recibir gas natural de GNL por red de gasoductos.	Para el sector transporte se mantiene uso de diésel y gasolinas para aquellos vehículos y maquinarias que lo demanden. Se mantiene uso de diésel para generación y fines térmicos, al igual que el propano para fines térmicos en zonas aisladas.
Porvenir	Se mantiene utilización de gas natural de yacimientos regionales. Se incorporan medidas de Eficiencia Energética.	Ante el déficit de gas natural de yacimientos, se podría recibir gas natural de GNL por red de gasoductos.	Para el sector transporte se mantiene uso de diésel y gasolinas para aquellos vehículos y maquinarias que lo demanden.
Primavera	Se mantiene uso de gas natural de yacimientos para suplir demanda térmica residencial, comercial (pequeños emprendimientos) e industrial.	Se deben mejorar condiciones de administración de energéticos: generación y distribución de energía eléctrica. Ante el déficit de gas natural de yacimientos, se podría recibir gas natural de GNL por red de gasoductos.	Para el sector transporte se mantiene uso de diésel y gasolinas para aquellos vehículos y maquinarias que lo demanden.

San Gregorio	Se mantiene uso de gas natural de yacimientos para suplir demanda térmica residencial.	Se deben mejorar condiciones de administración municipal de la generación eléctrica. Ante el déficit de gas natural de yacimientos, se podría recibir gas natural de GNL por red de gasoductos.	Para el sector transporte se mantiene uso de diésel y gasolinas para aquellos vehículos y maquinarias que lo demanden.
Laguna Blanca	Se mantiene uso preferente de gas natural de yacimientos para suplir demanda térmica residencial, comercial (pequeños emprendimientos). Se recomienda la incorporación de equipos más eficientes que utilicen astillas o pellets para quienes aún emplean biomasa.	Se deben mejorar condiciones de administración municipal de la generación eléctrica. Ante el déficit de gas natural de yacimientos, se podría recibir gas natural de GNL por red de gasoductos.	Para el sector transporte se mantiene uso de diésel y gasolinas para aquellos vehículos y maquinarias que lo demanden.
Río Verde	Se mantiene situación actual de uso de propano (cocción alimentos y ACS) y leña para calefacción. Se recomienda la incorporación de equipos más eficientes que utilicen astillas o pellets.	Se deben mejorar condiciones de administración municipal de la generación eléctrica.	Para el sector transporte se mantiene uso de diésel y gasolinas para aquellos vehículos y maquinarias que lo demanden.
Timaukel	Se mantiene uso de propano (cocción alimentos y ACS) y leña para calefacción. Se recomienda la incorporación de equipos más eficientes que utilicen astillas o pellets.	Se deben mejorar condiciones de administración municipal de la generación eléctrica.	Para el sector transporte se mantiene uso de diésel y gasolinas para aquellos vehículos y maquinarias que lo demanden.
Cabo de Hornos	Se incorporan medidas de Eficiencia Energética y de manejo y uso de la biomasa. Se recomienda la incorporación de equipos más eficientes que utilicen astillas o pellets.	Es posible tener un porcentaje mayor de energía hidroeléctrica al propuesto (central de paso), en la medida que se tenga una mejor evaluación de los potenciales.	Para el sector transporte se mantiene uso de diésel y gasolinas para aquellos vehículos y maquinarias que lo demanden y de propano con fines térmicos.
Torres del Payne	Se incorporan medidas de Eficiencia Energética y de manejo y uso de la biomasa. Se recomienda la incorporación de equipos más eficientes que utilicen astillas o pellets.	Para zonas aisladas dedicadas a turismo, se pueden incorporar energías renovables: eólico, fotovoltaico, solar térmico e hidroeléctrico (pequeñas centrales de paso) con soluciones particulares.	Para el sector transporte se mantiene uso de diésel y gasolinas para aquellos vehículos y maquinarias que lo demanden y de propano con fines térmicos.

Fuente: Elaboración Propia CERE

6.2.5 Matriz Térmica Alternativa 1

- **Punta Arenas**

En la Figura 6.2.18, se muestra la Alternativa 1 en la matriz térmica, considerando como ejemplo la comuna de Punta Arenas, donde se produce la mayor modificación, al considerar la construcción de una planta de regasificación. En esta gráfica se muestra la potencialidad de aporte de una planta GNL, sin embargo, existiendo gas natural a mejor precio se reduce el aporte de esta planta, como se muestra más adelante para el caso de GNS conceptuado como complemento del gas natural.

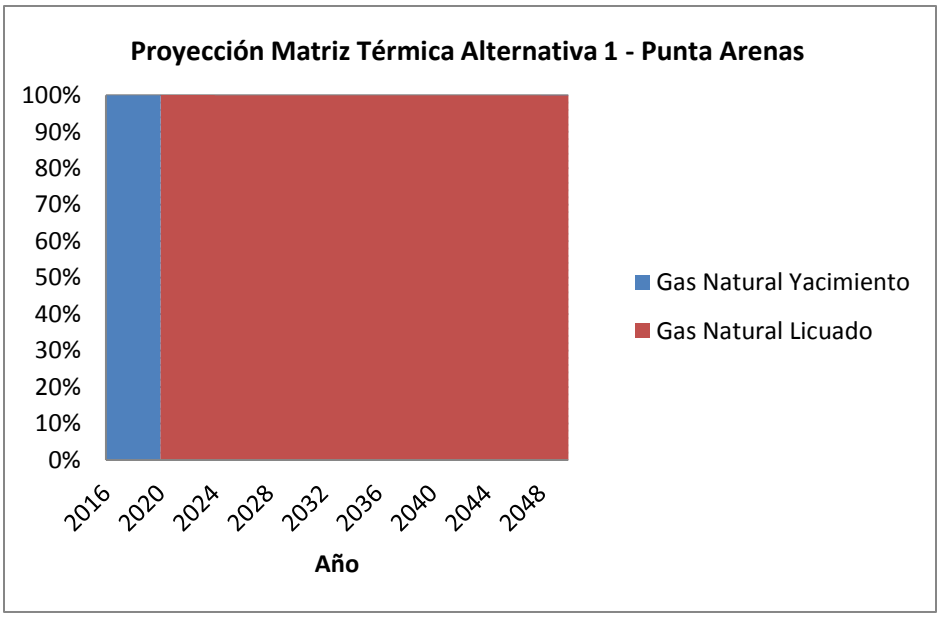


Figura 6.2.18 - Implementación Alternativa Energética 1 en Punta Arenas.
Fuente: Elaboración Propia, CERE (2014)

De acuerdo al diseño del sistema, el GNL absorbería el déficit de aporte de gas natural para suplir la demanda de la comuna a partir del año 2020, de iniciarse la construcción de la planta de regasificación e instalaciones anexas, durante el año 2016. De igual forma es importante mencionar que los ahorros estimados en uso de gas natural, no superan el 4 % al aplicar las medidas de eficiencia energética propuestas para los sectores residencial, comercial y público, pero crea conciencia sobre el uso del recurso, y ayuda a mantener las reservas de yacimientos mientras se instala la planta.

Se debe recordar que, la inversión debe cubrir el máximo del periodo del estudio, lo que implica considerar una instalación con capacidad para regasificación de 2 MMm^3/d de gas natural (no se considera aportar gas para los consumos internos de ENAP). Este tamaño permitiría abastecer los requerimientos promedios. Se debería avanzar en mejorar la información en cuanto a la inversión real que debiera hacerse en el sistema de recepción de GNL.

La solución GNL requiere la instalación de una planta de Propano Aire que actúe de respaldo, para hacerse cargo de los déficits puntuales, la que puede ser instalada previamente para suplir los déficits de gas natural que lleguen a producirse antes de la puesta en marcha de la planta de regasificación. Esta planta de propano/aire debería ser ubicada en Punta Arenas ya que su demanda es mayor y en caso de déficit el line pack (gas almacenado en el propio gasoducto) podría satisfacer las necesidades de las otras comunas, mientras que Punta Arenas le hace frente con el sistema de respaldo. Al definirse que su uso será para compensar solo los déficits puntuales o emergencias, se podría evitar importar el propano y almacenar parte de la producción regional. Actualmente, podrían acumularse unas 2.000 Ton mensuales, lo cual significa que en 7 a 8 meses se alcanzaría un stock de 15.000 Ton, cantidad de propano suficiente para suministrar el equivalente a unos 300.000 m^3 de gas natural diarios por unos dos meses. La inversión necesaria en Punta Arenas fue informada por GASCO y los precios fueron estimados en el Capítulo 4.

En la Figura 6.2.19, se muestra la línea de tiempo que requeriría la implementación del sistema para Punta Arenas, considerando que se tome una decisión durante el año 2015. De esta forma, el año 2016 se desarrollaría la evaluación ambiental del proyecto a largo plazo, y se debiera comenzar la implementación de la planta de respaldo de propano/aire, para tener su puesta en marcha a fines del mismo año. Durante el año 2017 debiera comenzar la construcción de la planta de GNL para poder tener su puesta en marcha el año 2020.

Figura 6.2.19 –Línea de tiempo implementación proyectos comuna de Punta Arenas
Fuente: Elaboración Propia CERE

6.2.6 Matriz Alternativa 2

En la Tabla 6.2.3 se muestra la propuesta de la Alternativa 2, comuna a comuna, y se presenta bajo el mismo supuesto de la Alternativa 1, que considera que las reservas de gas natural, no podrán suplir la demanda de todas las comunas que hoy en día emplean este recurso en su matriz térmica y eléctrica, y por ende se deben contemplar alternativas energéticas que permitan sustituir el recurso, a ubicarse en la comuna de Punta Arenas, donde existe la demanda mayor, y que pueden ser aprovechadas por las otras comunas que estén conectadas a la red de gasoductos existente. En la Alternativa 2, la sustitución considera la incorporación de Gas Natural Sintético (GNS), obtenido a partir de la Gasificación de Carbón, proyecto que puede crecer según necesidad, y se mantiene la incorporación de medidas de eficiencia energética y energías renovables en la matriz eléctrica tendientes a disminuir la presión por el recurso gas natural, y también se incorporan medidas de eficiencia energética en otras comunas, para hacer más eficiente el uso del gas natural y leña, según corresponda, al igual que en la Alternativa 1. De igual forma, se mantiene la incorporación de energías renovables en la matriz eléctrica para disminuir el uso de diésel.

Tabla 6.2.3 Alternativa Energética 2

Alternativa	Solución Energética	Observaciones
2	Planta de Gasificación de Carbón, sumado a planta de Propano/Aire que se emplea sólo para respaldo. Aplicación de Medidas de Eficiencia Energética, Energías Renovables en Matriz Eléctrica	Se plantea la instalación de planta de Gasificación de Carbón, en la comuna de Punta Arenas, en el sector de Pecket, que permitiría utilizar la infraestructura portuaria donde llegaría el carbón preferentemente de Isla Riesco vía marítima. Con entrega de gas natural sintético en Cabo Negro, donde se interconecta a Punta Arenas y a las otras comunas por la vía de la red de gasoductos existentes.

Comuna	Intervención en Matriz Térmica	Observaciones	Energéticos Complementarios
Punta Arenas	Proporciona un complemento al gas natural para suplir demanda térmica, residencial, comercial e industrial (en la red de distribución de GASCO S.A) a través de gas natural producido a partir de carbón. Se incorporan medidas de Eficiencia Energética.	Proporciona complementariamente gas natural producido a partir de carbón para generación de GNC para transporte público y privado que lo utiliza. Dependiendo de la dimensión de la planta de gasificación y sistema de almacenamiento puede proporcionar gas natural sintético para alternativas industriales que no estén en la red de distribución de GASCO S.A, en la medida que Magallanes ofrezca otras ventajas comparativas para instalación de iniciativas productivas. Este gas natural a partir de carbón, en su etapa de gas de síntesis (sin metanización) puede ser empleado por Methanex, dependiendo del precio de venta. De igual forma se puede a largo plazo sustentar un desarrollo carboquímico regional. El gas natural sintético, puede ser enviado a las otras comunas conectadas a la red de gasoductos.	Para el sector transporte se mantiene uso de diésel y gasolinas para aquellos vehículos que lo demanden, kerosene de aviación para aeronaves y diésel marino en naves. Se mantiene uso de diésel antártico, para calefacción, generación y transporte, también el propano para fines térmicos en zonas aisladas.
Natales	Se mantiene utilización de gas natural de yacimientos regionales. Se incorporan medidas de Eficiencia Energética.	Se mantiene situación actual para transporte público y privado que lo utiliza (GNC). Ante el déficit de gas natural, se puede recibir GNS a través de la red de gasoductos.	Para el sector transporte se mantiene uso de diésel y gasolinas para aquellos vehículos y maquinarias que lo demanden. Se mantiene uso de diésel marino, al igual que el propano para fines térmicos en zonas aisladas.
Porvenir	Se mantiene utilización de gas natural de yacimientos regionales. Se incorporan medidas de	Ante el déficit de gas natural, se puede recibir GNS a través de la red de gasoductos.	Para el sector transporte se mantiene uso de diésel y gasolinas para aquellos vehículos y maquinarias que lo demanden.

	Eficiencia Energética.		
Primavera	Se mantiene uso de gas natural de yacimientos para suplir demanda térmica residencial, comercial (pequeños emprendimientos) e industrial.	Se deben mejorar condiciones de administración de energéticos: generación y distribución de energía eléctrica. Ante el déficit de gas natural, se puede recibir GNS a través de la red de gasoductos.	Para el sector transporte se mantiene uso de diésel y gasolinas para aquellos vehículos y maquinarias que lo demanden.
San Gregorio	Se mantiene uso de gas natural de yacimientos para suplir demanda térmica residencial.	Se deben mejorar condiciones de administración municipal de la generación eléctrica. Ante el déficit de gas natural, se puede recibir GNS a través de la red de gasoductos.	Para el sector transporte se mantiene uso de diésel y gasolinas para aquellos vehículos y maquinarias que lo demanden.
Laguna Blanca	Se mantiene uso preferente de gas natural de yacimientos para suplir demanda térmica residencial, comercial (pequeños emprendimientos). Se recomienda la incorporación de equipos más eficientes que utilicen astillas o pellets para quienes aún emplean biomasa.	Se deben mejorar condiciones de administración municipal de la generación eléctrica. Ante el déficit de gas natural, se puede recibir GNS a través de la red de gasoductos.	Para el sector transporte se mantiene uso de diésel y gasolinas para aquellos vehículos y maquinarias que lo demanden.
Río Verde	Se mantiene situación actual de uso de propano (cocción alimentos y ACS) y leña para calefacción. Se recomienda la incorporación de equipos más eficientes que utilicen astillas o pellets.	Se deben mejorar condiciones de administración municipal de la generación eléctrica.	Para el sector transporte se mantiene uso de diésel y gasolinas para aquellos vehículos y maquinarias que lo demanden y de propano con fines térmicos.
Timaukel	Se mantiene uso de propano (cocción alimentos y ACS) y leña para calefacción. Se recomienda la incorporación de equipos más eficientes que utilicen astillas o pellets.	Se deben mejorar condiciones de administración municipal de la generación eléctrica.	Para el sector transporte se mantiene uso de diésel y gasolinas para aquellos vehículos y maquinarias que lo demanden y de propano con fines térmicos.

Cabo de Hornos	Se incorporan medidas de Eficiencia Energética y de manejo y uso de la biomasa. Se recomienda la incorporación de equipos más eficientes que utilicen astillas o pellets.	Es posible tener un porcentaje mayor de energía hidroeléctrica al propuesto (central de paso)	Para el sector transporte se mantiene uso de diésel y gasolinas para aquellos vehículos y maquinarias que lo demanden, y de propano como complemento térmico
Torres del Payne	Se incorporan medidas de Eficiencia Energética y de manejo y uso de la biomasa. Se recomienda la incorporación de equipos más eficientes que utilicen astillas o pellets.	Para zonas aisladas dedicadas a turismo, se pueden incorporar energías renovables: eólico, fotovoltaico, solar térmico e hidroeléctrico (pequeñas centrales de paso).	Para el sector transporte se mantiene uso de diésel y gasolinas para aquellos vehículos que lo demanden y de propano con fines térmicos.

Fuente: Elaboración Propia, CERE (2014)

6.2.7 Matriz Térmica Alternativa 2

Tal como se indicara en párrafos anteriores, la Alternativa 2, genera modificaciones en la matriz térmica de la comuna de Punta Arenas, al incorporar una planta de gasificación de carbón, para suplir el déficit de oferta de gas natural para la comuna. La proyección de la matriz térmica con esta alternativa se muestra en la Figura 6.2.20. Tal como se indicó anteriormente, si el aporte de gas natural así lo requiere, este proyecto puede ampliarse hasta aportar el 100% de la demanda. También aquí se considera la implementación de una planta propano/aire de respaldo.

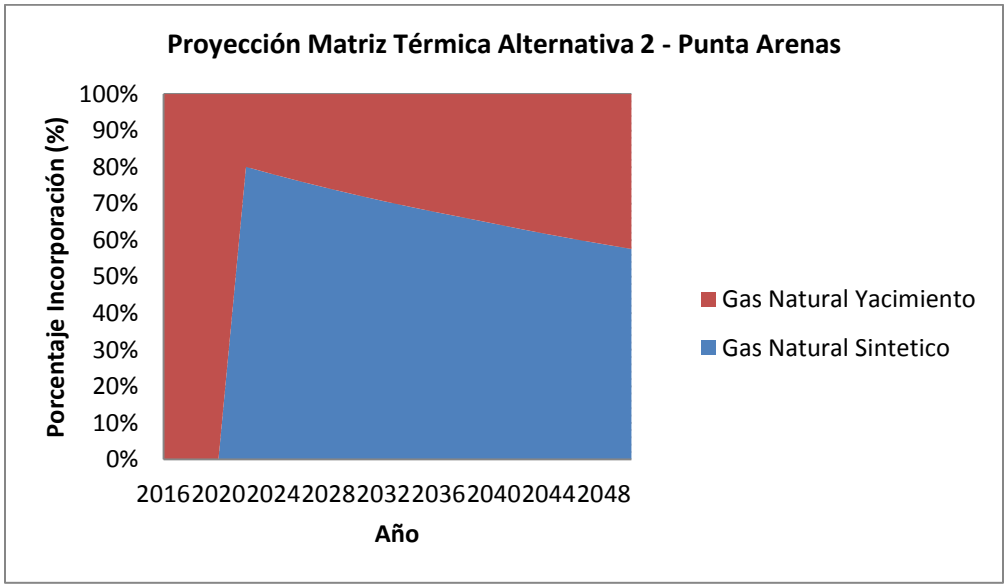


Figura 6.2.20 - Implementación Matriz Térmica Alternativa 2 en Punta Arenas
Fuente: Elaboración propia.

En la Figura 6.2.21, se muestra la línea de tiempo que requeriría la implementación del sistema para Punta Arenas, considerando que se tome una decisión durante el año 2015. De esta forma, el año 2016 se desarrollaría la evaluación ambiental del proyecto a largo plazo, y se debiera comenzar la implementación de la planta de respaldo de propano/aire, para tener su puesta en marcha a fines del mismo año. Durante el año 2017 debiera comenzar la construcción de la planta de Gasificación de Carbón para poder tener su puesta en marcha el año 2020.

Figura 6.2.21 –Línea de tiempo implementación proyectos comuna de Punta Arenas
Fuente: Elaboración Propia, CERE (2015)

Con relación a la matriz eléctrica de la propuesta de Alternativa 2, es la misma que se propone para la Alternativa 1.

6.3 Análisis de Proyectos Complementarios

En la Tabla 6.3.1, se muestran las alternativas energéticas complementarias, como proyectos pilotos, en las comunas indicadas, y se presentan bajo el supuesto, que la matriz térmica se abastece en Punta Arenas ya sea por la Alternativa 0, 1 ó 2, manteniendo las condiciones de aplicación de medidas de eficiencia energética, la incorporación de energías renovables para la matriz eléctrica, pero se propone la implementación de casos pilotos de energías renovables no presentes hasta ahora en la Región, como geotermia de baja entalpía, sistemas distritales con biomasa y aplicación de energías marinas para generación de electricidad e hidrógeno.

Tabla 6.3.1 Alternativa Energéticas complementarias a matrices propuestas

Comuna	Intervención en Matriz Térmica	Intervención en Matriz Eléctrica	Observaciones
San Gregorio	Se mantiene utilización de gas natural de yacimientos regionales. Se incorpora proyecto piloto de Geotermia de Baja Entalpia.	Se incorporan Energías Renovables según se indica en Alternativa 0, y se incorpora proyecto piloto mareomotriz.	Dado que existe un proyecto de un privado en desarrollo para Producción de Hidrógeno a partir de energías marinas se propone implementar un piloto también para la producción de energía eléctrica aprovechando la energía marina.
Primavera	Se mantiene utilización de gas natural de yacimientos regionales. Se incorpora proyecto piloto de Geotermia de Baja Entalpia.	Se incorporan Energías Renovables según se indica en Alternativa 0.	Se deberá evaluar si a futuro se desarrolla también un proyecto piloto de energías marinas en esta comuna.
Timaukel	Se mantiene situación actual de uso de biomasa y propano. Se incorpora proyecto piloto en Pampa Guanaco de energía distrital por Cogeneración.	Se incorporan Energías Renovables según se indica en Alternativa 0. Se incorpora proyecto piloto en Pampa Guanaco de energía distrital por Cogeneración.	Se deben mejorar condiciones de administración de energéticos: generación y distribución comunales.
Cabo de Hornos	Se mantiene situación actual de uso de biomasa y propano. Se incorpora proyecto piloto de calefacción distrital por biomasa (caldera centralizada o cogeneración)	Se incorporan Energías Renovables según se indica en Alternativa 0.	Puerto Williams podría tener una baja dependencia de recursos fósiles en su matriz eléctrica. Se propone proyecto de biomasa para Puerto Toro (*).

Fuente: Elaboración Propia CERE

(*) En un trabajo paralelo a la propuesta de matriz energética, y a solicitud del Consejo Regional, la Universidad de Magallanes se encuentra elaborando propuesta de implementación de generación eléctrica con biomasa para Puerto Toro, a partir de gasificación de biomasa con equipos tipo ANKUR (de procedencia India), que fueron adquiridos por el GORE, a través de licitación realizada por la Municipalidad de Cabo de Hornos, donde se finiquitó contrato con empresa adjudicataria por incumplimiento de contrato.

7. Análisis del PIB Regional con relación a Matrices Energéticas

7.1 Antecedentes de Economía y Desarrollo Productivo Nacional y Regional

El consumo de energía en el mundo se incrementará en un 57% entre 2004 y 2030, a pesar de que se espera que el aumento de precios tanto del petróleo como del gas natural siga en aumento. Gran parte de este incremento será producido por el experimentado en los países con economías emergentes. En el informe "Internacional Energy Outlook 2005 (IEO 2007)" se prevé que el consumo de energía en el mercado experimente un incremento medio de un 2,5% por año hasta 2030 en los países ajenos a la OCDE, entre ellos Chile, mientras que en los países miembros será tan solo del 0,6%; así, durante este periodo, los países OCDE incrementarán su demanda energética en un 24%, mientras que el resto de países lo harán al 95%. Fuente Agencia Internacional de Energía.[83]

Las economías emergentes serán, las responsables del crecimiento proyectado en el consumo de energía dentro del mercado en las dos próximas décadas.

En este contexto, y dada la responsabilidad que tiene el país en esta materia, la Comisión Nacional de Energía desarrollará una política energética de largo plazo cuyo objetivo general es apoyar un desarrollo sostenible, satisfaciendo la demanda energética de hogares e industrias de manera segura, equitativa, al mínimo costo posible y velando por la preservación de los bienes ambientales y los recursos naturales.

Para cumplir con este objetivo general, la CNE desarrolla un conjunto de estudios orientados al largo plazo, además de los estudios regulares para la gestión de los sectores de atención de la CNE.

Por su parte, el consumo nacional de energía eléctrica ha experimentado un aumento sostenido en los últimos años, que se ha visto intensificado en la década 1997-2007, partiendo de un nivel de 31.728 Gwh en el año 1997, con un crecimiento de 82,94% al 2007. Este crecimiento en la demanda de energía eléctrica es proporcional al crecimiento que ha sostenido el PIB nacional en idéntico periodo, por cuanto para aumentar la producción nacional, ha sido necesario requerir de mayor energía eléctrica, hecho que se acrecentó a raíz de los conflictos de abastecimiento de gas natural por parte de Argentina y que ha significado para la industria nacional una variación de la matriz energética de dichos sectores hacia el consumo eléctrico.[84]

---

[83] C*ontenidos y conclusiones de estudios de la Comisión Nacional de Energía, tales como "Consumo Eléctrico en el Corto, Mediano y Largo Plazo 2014".*

[84] *"Instrumentos para la elaboración de una política energética sustentable", 2010-2012. PILAR MORAGA SARIEGO Universidad de Chile. Mayor información podrá ser consultada en el organismo oficial, Comisión Nacional de Energía.*

La energía constituye un componente fundamental de las estrategias de desarrollo en general. Su importancia resulta de la ubicuidad de ésta en toda actividad humana y, evidentemente, supera con creces aquella que pudiese derivar de una limitada consideración basada en su aporte económico en las cuentas de contabilidad nacional que restringe la participación del sector en el producto interno bruto (PIB) a sólo un 4%.

Desde la perspectiva de la CNE, la definición de desarrollo sustentable se entiende a partir de los pilares expuestos en el cuadro a continuación85

Tabla 7.1.1- Pilares de Política Energética

Pilares de Política Energética	Estrategia de Sustentabilidad
Seguridad de Suministro	● Regulación que promueva inversiones y desarrollo de los mercados energéticos. ● Mejorar la diversificación de la Matriz Energética. ● Reducir la vulnerabilidad a eventos externos. ● Avanzar a la interconexión de sistemas energéticos a nivel nacional e internacional. ● Promover medidas de administración de demanda y eficiencia de consumo.
Eficiencia Económica	● Separación de los roles regulatorios y productivos. ● Señal de precios que reflejen costos reales de producción, transporte y distribución de la energía. ● Fomento a la competencia de los mercados eléctricos. ● Promoción en la eficiencia en el consumo de energía.
Desarrollo Sustentable	● Eliminación de las barreras de las energías renovables para asegurar que tengan similares condiciones para su desarrollo respecto a las tradicionales. ● Revisión de la validez de la política de neutralidad tecnológica aplicada a las energías renovables. ● Cumplir la legislación ambiental nacional. Traducido en cumplimiento de normas de calidad, normas de emisión (cuando existen), mitigación de impacto de proyectos de inversión y sometimiento al SEIA. ● Desarrollo de iniciativas de fomento del uso nacional de la energía.
Equidad	● Promover suministros de energía a sectores marginados. En este caso al sector Rural, mediante el programa de Electrificación Rural, lo que potencia además, otras políticas sociales del gobierno dirigidas a ese sector.

Fuente: Comisión Nacional de Energía[86](2005)

[85] *Estudio de "Análisis del Potencial Estratégico de la Leña en la Matriz Energética Chilena" elaborado para la CNE, 2008.*

La situación geográfica tanto interna (Región isla), como en lo relacionado a su ubicación (distancia de los mercados globales), se ha transformado tanto en una barrera como en una oportunidad relevante, para el posicionamiento competitivo general de los distintos sectores de la economía regional. Por un lado constituye una limitante pues su lejanía de los mercados proveedores de bienes y servicios especializados, así como de los mercados de destino final de los bienes y servicios producidos, implica aumentar sus brechas tecnológicas, así como un aumento de costos de transporte significativo.

Por otra parte, esta condición geográfica constituye una oportunidad vista en relación a su competitividad desde la perspectiva de la diferenciación. Es aquí donde se encuentran las verdaderas ventajas competitivas de la región, las cuales a través de políticas pertinentes pueden implicar un dinamismo para la economía regional que permita tasas de crecimiento convergentes con los objetivos de desarrollo.

Al analizar el conjunto de sectores productivos regionales, es posible concluir que los requerimientos de crecimiento de la región implican el impulso de aquellas actividades que efectivamente tienen impacto en la generación del Producto Regional (PIB). Estos sectores han estado presentes de manera permanente en las distintas iniciativas formuladas en la Región y recientemente definidas en el Plan Magallanes; dichos sectores son: Minero/Energético, Turismo, Pesca y Acuicultura, Servicios Marítimos y Portuarios, así como el sector Ganadero/Forestal/Hortícola.

- **Imagen Objetivo**

Al 2020[87], la Región de Magallanes y Antártica chilena, habrá logrado un crecimiento y desarrollo económico sostenido y sustentable, contará con un sistema de leyes e incentivos especiales que articulará una visión integrada de desarrollo, lo que habrá permitido superar la pobreza, respetando la diversidad sociocultural, con empoderamiento ciudadano y una valoración del patrimonio natural y cultural, que otorgará un sello multicultural de la Patagonia chilena. Ello, redundará en una alta integración territorial, con una conexión expedita con el territorio nacional, permitiendo que la Región sea una puerta de entrada nacional e internacional a la Antártica, insertando así a Magallanes al ámbito científico y tecnológico mundial.

- Competitividad y Desarrollo Productivo - Minero – Energético.

Lineamiento (N°2 de la ERD 2012-2020). Desarrollar una visión concreta en torno al crecimiento y expansión sostenible y sustentable de la actividad minera-energética, que permita consolidar a la

[86] *Diagnóstico Situación Energética en Chile (040205), Febrero del 2005. Proyecto N° 00040121. Santiago, Chile*
[87] *Estrategia Regional de desarrollo de Magallanes y Antártica Chilena 2012 – 2020.*

región como una de las principales productoras de carbón, de Hidrocarburos y energías no convencionales para el mercado regional y nacional, además de un gran potencial en materia de minería metálica y no metálica, así como proveedora de bienes y servicios de alta calidad.

Dentro de los objetivos presentes en este lineamiento se tiene:

Objetivo 2.1: Propiciar el desarrollo de la exploración y explotación de los hidrocarburos (petróleo y gas), mediante el fortalecimiento de modelos de negocios (como por ejemplo los CEOPs).
Objetivo 2.2: Propiciar el desarrollo de un modelo productivo sustentable para la minería del carbón.
Objetivo 2.3: Propiciar acciones e iniciativas regionales que fortalezcan las estrategias de eficiencia energética.
Objetivo 2.4: Propiciar acciones e iniciativas regionales y nacionales que desarrollen una matriz energética que combine las energías tradicionales y las energías renovables no convencionales.
Objetivo 2.5: Incentivar el desarrollo integral del sector minero por medio de la generación de información estratégica en materia productiva de la minería no metálica y metálica.
Objetivo 2.6: Fortalecer la calificación de la mano de obra en el sector minero energético de la Región.

La Región estuvo creciendo como lo muestra la evolución del Producto Interno Bruto (PIB) hasta el año 2006, sin embargo, según cifras disponibles del Banco Central tanto el año 2007 como el año 2008 se ha evidenciado una baja en el PIB[88]. Situación que se ha revertido en los últimos años de acuerdo a la serie 2008-2013 según el volumen a precios del año anterior encadenado, referencia 2008 (millones de pesos encadenados)[89].

Tabla 7.1.2 - PIB por actividad económica, Región de Magallanes y de la Antártica Chilena

Descripción series	2008	2009	2010	2011	2012	2013
Agropecuario-silvícola	15,581	13,616	12,751	11,762	9,365	9,524
Pesca	11,434	8,938	9,695	11,154	18,840	17,734
Minería	154,179	163,841	168,652	144,150	150,414	181,510
Industria manufacturera	112,967	117,487	110,481	104,240	84,187	69,695
Electricidad, gas y agua	17,710	19,052	20,664	20,710	21,520	22,345

[88] *Política Regional de Ciencia, Tecnología e Innovación de la Región de Magallanes y la Antártica Chilena 2010 – 2020.*
[89] *Cuentas Nacionales de Chile Referencia 2008 y Estudios Económicos Estadísticos – Nuevas Series de Cuentas Nacionales Encadenada: métodos y fuentes de información. Banco Central de Chile, Mayo de 2012.*

Construcción	59,349	62,876	56,669	66,230	107,654	101,506
Comercio, restaurantes y hoteles	75,992	76,208	84,108	91,148	101,193	106,911
Transportes y comunicaciones	57,285	53,448	57,253	58,732	62,875	67,001
Servicios financieros y empresariales	39,793	40,790	43,131	45,461	49,438	50,912
Propiedad de vivienda	51,112	53,074	55,143	56,382	57,803	58,746
Servicios personales	68,007	70,612	74,560	74,335	77,915	82,178
Administración pública	109,651	115,726	119,132	119,968	122,635	127,266
Producto interno bruto	773,062	795,667	812,239	804,271	863,838	895,327

Fuente: Banco Central de Chile

La tabla anterior presenta volúmenes a precios del año anterior encadenado, con referencia en el año 2008 (millones de pesos encadenados).

En términos de competitividad, la Región es la primera en el ranking de competitividad regional (2008). Este indicador de conjunto ilustra la posición de crecimiento de la Región, pero no hay que olvidar que algunos de los factores que componen este indicador muestran una cierta debilidad y habrán de ser considerados de manera específica para superarlos y asegurar un crecimiento sostenido en el tiempo y sostenible con el entorno. Aspectos como la Calidad, la Educación Superior, las infraestructuras viales o la innovación, son factores clave en los que la Región se sitúa por debajo del promedio país.

La economía regional que sustenta este crecimiento se basa en sectores tradicionales, como el energético-minero, la ganadería y la pesca, pero están surgiendo con fuerza nuevos sectores como el turismo que combinados con el alto potencial de su entorno natural, y paisajístico proporcionan una base de futuros desarrollos en la Región.

En este sentido, se prevé un fuerte desarrollo de las actividades minero energéticas, especialmente de la producción de carbón al mismo tiempo que la existencia de una fuerte conciencia de conservación medio ambiental, tanto de la población como de las propias empresas, supondrá que la explotación de estos recursos energético-mineros se lleve a cabo de manera más racional que en el pasado y, sobre todo, con una mayor implicación de estas empresas con la región y con un alto potencial de desarrollo de tecnologías limpias que contribuirán al desarrollo de nuevas actividades vinculadas al medio ambiente, por lo que aparece como un potencial interesante el hecho de investigar y desarrollar Energías Renovables No Convencionales (ERNC) como Eólica y Mareomotriz. [90]

Y es que tras el accidente de Fukushima en Japón, el carbón está reemplazando en algunos países a la energía nuclear y aparece complementando a las Energías Renovables No Convencionales (ERNC). Así, algunos expertos hablan del “revival” del carbón, empujado además por el alza de

[90] *Estrategia Regional de desarrollo de Magallanes y Antártica Chilena 2012 – 2020.*

consumo de energía que se proyecta en todo el orbe. “En el mundo, el 41% de la energía eléctrica se genera con carbón. Es el combustible más barato y países desarrollados como Alemania y Dinamarca lo usan en combinación con ERNC”, sostiene María Isabel González.

“El carbón no está volviendo a ser un elemento importante, porque siempre lo ha sido”, aclara Francisco Aguirre, Director Ejecutivo de Electro consultores. El experto explica que los consumos de energía siguen creciendo en el mundo, hay que abastecerlos y eso se puede hacer usando medios tradicionales y no tradicionales. “El carbón es uno de los tradicionales y tiene que haber habido un incremento del uso de esa tecnología en el mundo”, precisa. Al respecto, afirma que “muy probablemente la industria de la termoelectricidad –carbón y gas- esté soportando parte mayor del crecimiento mundial de la demanda”. Ello, debido a la “detención momentánea de proyectos nucleares” tras el accidente de Fukushima en Japón, así como también por “el término de los subsidios a las ERNC en Europa y porque hidroelectricidad sólo queda en países con altos recursos como Chile”, dice Rodolfo Arecheta, SEREMI de Minería de la Región de Magallanes (2010 – 2013). Cuenta que la demanda de carbón sub bituminoso ha ido creciendo a nivel mundial, debido sobre todo a la incidencia del tema medioambiental y a su menor precio de comercialización. A su juicio, los compradores de carbón en el mundo podrían estar interesados en Chile por la cantidad de reservas que existen, del orden de 3.500 millones de toneladas métricas. “Sería un abastecedor de largo plazo que puede cumplir con contratos de grandes volúmenes”, sostiene Rodolfo Arecheta. Desde su perspectiva, al menos por los próximos 10 años la demanda internacional de carbón va a seguir siendo importante. “Creo que hay un horizonte mínimo de 10 años en el que el carbón va a ser todavía muy buen negocio”, según el seremi de Minería de Magallanes. [91]

A esto se suma las oportunidades que ofrece el Incentivo Tributario para desarrollar Energías Renovables.

Por su parte, los avances científicos y tecnológicos en ganadería y pesca, así como los nuevos desarrollos de aplicaciones en tecnologías de la información y comunicación TIC para el turismo o las perspectivas de ordenación de nuevos territorios en la Región, para el desarrollo del Turismo de Intereses especiales, auguran nuevos campos para la aparición de nuevas actividades, que contribuyan a la diversificación económica y la incorporación de valor agregado.

A nivel regional, se observa una producción científica de base existente que podría ser aprovechada para generar ingresos a través de su valorización en el mercado para cofinanciar los proyectos de I+D y reforzar las áreas con una mayor producción científica.

[91] *La importancia del carbón a nivel mundial, diario La Tercera, 1 de Septiembre de 2013.*

Estos desarrollos esperados para las actividades económicas requerirán de la aportación de la ciencia, tecnología e innovación TIC regional. En este sentido, la Región cuenta con una amplia oferta formativa y centros de investigación con experiencia con una evolución positiva como lo reflejan las publicaciones SCIELO-ISI o la captación de financiamiento. [92]

Sin embargo existe un escaso personal en las empresas y los centros de investigación dedicado a gestionar aspectos financieros y legales relativos a la actividad investigadora, ya sea para el acceso y participación en proyectos o para la transferencia de resultados, así como aspectos vinculados a la propiedad intelectual. A pesar de esto, se observa la existencia de grandes empresas del sector minero-energético como ENAP, GEOPARK, METHANEX y MINERA ISLA RIESCO, con disposición a participar en el desarrollo de la Región.

La falta de acreditación de programas de doctorado es un factor que dificulta el mantenimiento y la atracción del capital humano avanzado en la Región. Si a nivel técnico y profesional la Región cuenta con el personal suficiente y adecuado, es en los niveles superiores de cualificación donde se encuentra uno de sus retos más importantes. La escasez de capital humano avanzado puede limitar la generación y la incorporación del conocimiento en las actividades productivas, limitando, por tanto el desarrollo científico y la competitividad regional.

Asociado a los sectores productivos priorizados en la Región, se visualiza un potencial de desarrollo de la I+D+I en sectores de futuro y estratégicos como el medio ambiente, las energías renovables, la biotecnología y el turismo de intereses especiales.

La siguiente figura recoge las áreas TIC específicas para la Región de Magallanes y las desglosa en las sub-áreas concretas que pueden ser desarrolladas en la Región.

[92] *Ley 20.241 para la inversión Privada en I+D. Establece un incentivo Tributario para la inversión privada en investigación y desarrollo, el cual consiste en rebaja de impuestos en un 35% de los gastos destinados a I+D por la empresa. (vigente a partir del 07-09-2012).*

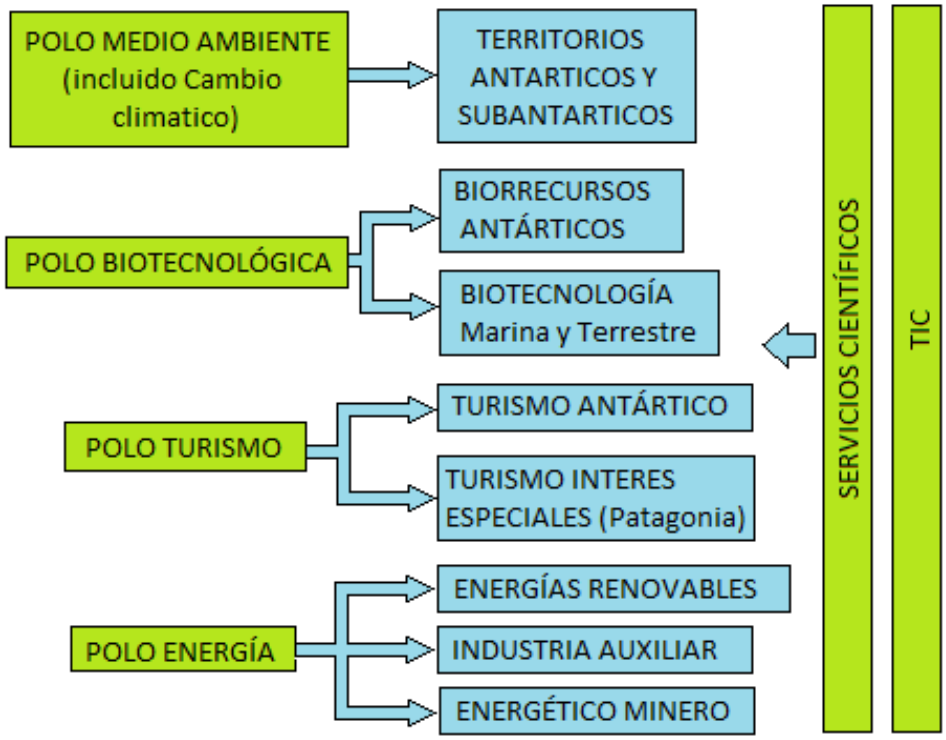


Figura 7.1.2 - Áreas y Sub-áreas TIC para la Región de Magallanes
Fuente: Gobierno Regional de Magallanes[93]

7.2 Relación de la Energía con el PIB en Magallanes

A igual que en muchas economías, el apoyo al crecimiento económico y la inclusión social representan objetivos estratégicos que se encuentran relacionados con la demanda de energía, que se deriva, tanto de la intensidad energética del crecimiento del PIB, como aquella que corresponde al esfuerzo sostenido en mejorar el acceso y consumo eficiente de energía. Este nivel de demanda definirá la ubicación, volúmenes y calidad requeridos de cada energético, así como las regiones en las que puedan promoverse nuevos asentamientos humanos o el establecimiento de industrias hacia el futuro. De igual manera, establecerá la gama de consumidores a los que deberá atender el sector, a través de los puntos de recepción y consumo de la energía doméstico, industrial, servicios, transporte, entre otros-, así como los grupos sociales que, por su bajo nivel de ingresos o de urbanización, requieran de apoyos especiales para tener acceso a los beneficios del uso eficiente de la energía.

[93] *Política Regional de Ciencia, Tecnología e Innovación de la Región de Magallanes y la Antártica Chilena 2010 – 2020.*

En este contexto, el uso y suministro de energía son esenciales para las actividades productivas de cualquier sociedad; su escasez derivaría en un obstáculo para el desarrollo de la economía. Por ello, es imperativo que el sector sea capaz de satisfacer las necesidades energéticas, identificando de manera anticipada los requerimientos asociados al crecimiento económico y promoviendo el uso eficiente de la energía.

Es por ello que, la energía es una condición necesaria para el crecimiento de la economía, indispensable en la elaboración y uso de casi todos los bienes y servicios del mundo moderno. Muestra de lo anterior es la importancia de los productos del sector energético para el desarrollo de centros de trabajo y su contribución, directa e indirecta, a la generación de empleo y el crecimiento del PIB.

Los requerimientos de energía forman parte de la combinación óptima de los factores de producción, de tal manera que el PIB puede definirse como una función de capital, trabajo, tierra, materias primas, conocimientos y energía. En este sentido, existe una estrecha correlación entre la actividad económica y la demanda energética; de manera que, si bien no basta con satisfacer la energía que requieren las actividades productivas para lograr el crecimiento económico, sin ella no se podrían desarrollar muchas de éstas, al impedir que se presenten las condiciones necesarias para las actividades productivas y encarecer el precio de los otros factores de la producción.

Particularmente Magallanes ha mantenido tasas de crecimiento constantes en términos reales en los últimos años; no obstante, no se han logrado las metas esperadas para poder cubrir todas las necesidades que la región necesita. Por ello, si se busca que el PIB crezca a una tasa superior a la que actualmente lo hace, habrá que contar con un suministro de energía vasto, capaz de continuar satisfaciendo los requerimientos ya existentes, y suficiente para desarrollar nuevos mercados y generar polos de desarrollo, de manera que no se frene el crecimiento.

Por otro lado, la energía juega un papel importante dentro de la generación de empleo. Un suministro estable de energía hace posible construir y operar las fábricas, empresas y ciudades que ofrecen bienes, trabajos y hogares. Asimismo, la industria de la energía tiene un efecto multiplicador en el ámbito laboral; por cada empleo directo creado en las industrias del petróleo, gas natural y electricidad, se crean puestos de trabajo indirecto e inducidos.

Para lograr lo anterior y abastecer la demanda de energía, se requiere a juicio del autor[94], de inversiones y políticas de promoción que permitan que la energía sirva como un instrumento para la economía. Estas medidas se pueden clasificar por ejemplo en dos tipos: medidas para aumentar la oferta de energía y medidas para incrementar la eficiencia en el consumo de energía. Con ello,

[94] *Alex Latorre Cárdenas, Magister Economía y Gestión Regional Universidad Austral de Chile, Académico Universidad de Magallanes.*

será posible alcanzar un equilibrio energético e impedir que nuestra región se encuentre en una situación de déficit energético, la cual se vislumbra si las condiciones actuales persisten.

En este sentido, es de gran relevancia contar con un sistema capaz de satisfacer las necesidades energéticas de manera sostenible y anticipada; es decir, que la energía posibilite el desarrollo de la actividad económica desde el periodo inicial de cualquier tipo de proyecto o inversión.

Es importante señalar que en nuestra región, el sector energético representa un porcentaje importante del PIB. En efecto, de acuerdo con la la información del PIB por actividad económica, Región de Magallanes y de la Antártica Chilena, volumen a precios del año anterior encadenado, referencia 2008 (millones de pesos encadenados), tratado en la sección anterior, se derivan los indicadores, producto de lo cual surgen los análisis e interpretaciones que serán tratados a continuación.

Un primer análisis de la estructura económica de la Región, dice relación con la participación que tiene un determinado sector en el PIB de la Región (para estos efectos, minería e industria manufacturera, representado básicamente por metanol), de su estructura y evolución.

De acuerdo a lo anterior y en el mismo orden, los resultados de estos indicadores se han organizado en las tablas que se presentan a continuación.

En la Tabla 7.2.1, se reúnen los porcentajes en que participa cada uno de los sectores en los niveles regional (Región), a lo largo de la serie de tiempo.

Tabla 7.2.1 - Participación del Sector en la Región (%)

Participación del Sector en la Región	2008	2009	2010	2011	2012	2013
Minería	20%	21%	21%	18%	17%	20%
Industria manufacturera	15%	15%	14%	13%	10%	8%

Fuente: Elaboración propia a partir de la información del PIB de la Región – Banco Central.

Resulta evidente la alta participación registrada por el sector Minería en la región (+-20%) desde el 2008 al 2013, lo que se ha mantenido a lo largo del tiempo. Esta situación se explica en parte por los recursos naturales de hidrocarburos con que cuenta la Región. También se aprecia la pérdida de algunos puntos porcentuales en el sector Industria Manufacturera, donde parte el 2008 con el 15% y llega al 8% del valor de la producción en el año 2013.

El comportamiento de los sectores, queda determinado por el cuociente de variación de la Tabla 7.2.2. Dicho indicador manifiesta el crecimiento o no (>1 ó <1, respectivamente) de un determinado sector, comparando dos períodos. De esta manera, aumentos más significativos en la

Región entre los años 2008 y 2013, corresponden a los sectores Minería (llegando a 1,2 veces en la relación 2013/2012 y 2013/2008) y disminución en Industria Manufacturera (pasando de 1 2009/2008 a 0,8 2003/2012 veces).

Tabla 7.2.2 - Cuociente de Variación

Cociente de variación	2009 / 2008	2010 / 2009	2011 / 2010	2012 / 2011	2013 / 2012	2013 / 2008
Minería	1,1	1,0	0,9	1,0	1,2	1,2
Industria Manufacturera	1,0	0,9	0,9	0,8	0,8	0,6

Fuente: Elaboración propia CERE, a partir de la información del PIB de la Región – Banco Central.

Por último, la variación que ha experimentado la participación del sector en la Región, determinada por la diferencia entre la participación del año 2 versus el año 1, corresponde al "coeficiente de reestructuración", los resultados se presentan en la Tabla 7.2.3, siguiendo la misma lógica del indicador anterior, pero ahora considerando el crecimiento o no de las participaciones sectoriales (>0 ó <0, respectivamente). Entre el período 2008 y 2013 el sector Minería es el que más ha incrementado su participación sectorial; las diferencias positivas alcanzan el 1% (0,01) y 3% (0,03), respectivamente, mientras que el sector Industria Manufacturera es el que ha disminuido su participación en el periodo en 7% (-0,07), todo lo cual explica un cambio significativo en la estructura económica al año más reciente 2013/2012 (-0,02).

Tabla 7.2.3 - Coeficiente de Reestructuración

Coeficiente de reestructuración	2009 / 2008	2010 / 2009	2011 / 2010	2012 / 2011	2013 / 2012	2013 / 2008
Minería	0,01	0,00	-0,03	-0,01	0,03	0,00
Industria Manufacturera	0,00	-0,01	-0,01	-0,03	-0,02	-0,07

Fuente: Elaboración propia CERE, a partir de la información del PIB de la Región – Banco Central.

7.3 Impactos socio-económicos

7.3.1 Potencialidades de Desarrollo[95]

La introducción de una nueva fuente de energía o el aumento del suministro, permitirá mejorar las condiciones de vida y productivas en una localidad. Dichas mejoras pueden identificarse a partir de las limitaciones que produce la electricidad (limitada), su abastecimiento deficiente, o bien las deficiencias relacionadas con energéticos y equipos que proveen servicios alternativos a la electricidad.

[95] *Metodología de Electrificación Rural, Ministerio de Desarrollo Social Chile, 2013.*

Por otra parte, además de permitir la superación de limitaciones y deficiencias, la electricidad posibilita la realización de nuevas actividades, cuya deficiencia no ha sido identificada como problema o limitación por parte de la comunidad. Para efectos de una evaluación, sólo deberán considerarse aquellas actividades y productos factibles de realizarse por empresas o servicios públicos ya establecidos en una determinada localidad.

Del análisis cuantitativo de las potencialidades de desarrollo, se derivarán los requerimientos de electricidad, los cuales serán especificados en la sección correspondiente.

Las potencialidades de desarrollo se presentarán según la siguiente clasificación, describiendo brevemente cada potencialidad.

- **Mejoramiento de las Condiciones Domésticas**
  Como ejemplos de mejoras posibles, pueden citarse: condiciones de iluminación. Refrigeración de perecibles. Uso de artículos electrónicos, computación. Uso de electrodomésticos, etc.

- **Desarrollo Productivo y Comercial**
  Como ejemplos de mejoras posibles, pueden citarse: reducción de pérdidas por refrigeración de pescados. Aumento de las cosechas por mayor riego. Aumento de la productividad en oficios como la construcción por utilización de herramientas eléctricas. Mejoras en la comercialización de productos perecibles (lácteos, carnes, etc.) en los establecimientos comerciales, etc.

- **Desarrollo Comunitario y Sociocultural**
  Como ejemplos de mejoras posibles, pueden citarse: Mejoramiento de las condiciones de seguridad debido al alumbrado público. Mejoramiento del funcionamiento de los servicios públicos, etc.

7.3.2 Evaluación de Proyectos

Se realizará una evaluación privada y social de los proyectos. Los beneficios y costos a considerar deben ser los incrementales con respecto a la situación sin proyecto, la cual resulta de optimizar la situación actual. Estudio tratado como capítulo de “Evaluación Económica de los Recursos Energéticos Renovables” en este informe.

Los proyectos de electrificación que se considerarán serán aquellos destinados a satisfacer los consumos residenciales, de alumbrado público, de actividades productivas y de entidades de

servicio público. En caso que alguna de las opciones tecnológicas no sea capaz de abastecer los requerimientos del conjunto de los sectores y/o actividades descritas anteriormente, deberá justificarse la selección de consumos que serán satisfechos con dicha opción.

En todos los casos, para obtener el beneficio social neto, deberá restarse del beneficio social bruto, las inversiones y costos atribuibles al proyecto de electrificación y aquellos imputables a los equipos usuarios que satisfacen requerimientos productivos o comunitarios con la energía aportada por el proyecto.

- **Estimación de Beneficios**

En general, los beneficios corresponden a la mayor cantidad de energía disponible y/o su menor costo de adquisición para las personas, las cuales ven incrementado su bienestar. Otro beneficio atribuible, se refiere a la liberación de recursos usados por las personas. La ejecución de proyectos de electrificación permite a la población disminuir el consumo o uso de la energía con una determinada tecnología (actual) y al mismo tiempo reduce el tiempo asociado a su generación y distribución. Esto constituye un beneficio, toda vez que el país no necesita destinar recursos a su producción.

En los casos que corresponda, se tendrán además los ingresos por ventas, los cuales se pueden descomponer en ingresos fijos y variables, ambos están regulados e incorporados en un sistema tarifario. Para proyectos de electrificación soportados en tecnologías de autogeneración, el proyecto debe incluir dentro de su propuesta una estructura de administración y de intercambio de beneficios, que permita reflejar y beneficiar a la comunidad de las bondades que el proyecto entrega, incentivar a su vez la participación de privados en su administración, operación y mantención, garantizando también la sustentabilidad de la generación, distribución, y del adecuado nivel de suministro de energía en el tiempo.

En general, los posibles beneficios de un proyecto para el proveedor de electricidad y para cada tipo de consumidor son los siguientes:

Tabla 7.3.1 – Beneficios del Proyecto.

Ítem	Beneficios
Proveedor de electricidad	• Ingresos por venta de electricidad
Residenciales	• Liberación de recursos
	• Mayor disponibilidad de servicios
Alumbrado Público	• Liberación de recursos
	• Mayor seguridad
	• Mayor actividad social

Actividades Productivas	• Liberación de recursos
	• Mayor productividad
Servicio Público	• Liberación de recursos
Otros	• Liberación de recursos
	• Mayor productividad

Fuente: Ministerio de Desarrollo Social[96] *(2013)*

En los casos que exista un sistema alternativo, se considerará como beneficios adicionales, por una parte, el no tener que comprar equipos de reemplazo para los sistemas alternativos, si éstos tienen menor vida útil que el horizonte del proyecto, y por la otra, el valor residual (a precios de mercado) de los mismos.

- **Evidencia Empírica**

En el Sistema Nacional de Inversiones Públicas de Chile, el sector Energía considera toda aquella asignación de recursos destinada a estudios, programas y proyectos relativos a la generación, transmisión y distribución de energía en sus diversas formas: eléctrica, gas, solar, eólica, nuclear y otras. En el Banco Integrado de Proyectos del Ministerio de Desarrollo Social se distinguen los siguientes subsectores:

Subsector Administración Energía: corresponde a toda aquella asignación de recursos para la administración del sector o subsector, tales como: edificación y equipamiento para la administración del sector o subsector (por ejemplo: oficinas administrativas del Ministerio de Energía y sus organismos dependientes).

Subsector Autogeneración: Corresponde a toda aquella asignación de recursos relacionada con el financiamiento de sistemas que proporcionan energía a instalaciones eléctricas en forma independiente de la red pública o en combinación con ésta.

Subsector Distribución y Conexión Final Usuario: incluye toda aquella inversión relacionada con la distribución de energía hacia los consumidores finales, abarcando desde la subestación de distribución hasta los usuarios finales (medidor del cliente), tales como: redes de media tensión y baja tensión.

Subsector Alumbrado Público: incluye toda aquella asignación de recursos tendiente a proporcionar energía en espacios públicos, tales como: alumbrado de calles y caminos; alumbrado de paseos peatonales, plazas y parques.

[96] *Metodología de Electrificación Rural, Ministerio de Desarrollo Social Chile, 2013.*

Subsector Intersubsectorial Energía: en este subsector se debe considerar toda aquella asignación de recursos en estudios, programas y proyectos que afecta a más de un subsector, tales como: estudios de demanda, de tarifas y otros.

Para la presentación de proyectos al Sistema Nacional de Inversiones (SIN) se deben considerar los requisitos específicos para la presentación, formulación y evaluación por tipología de proyectos, según se indica a en la metodología de preparación y valuación de proyectos de inversión.

En la Tabla 7.3.2, se muestran los proyectos presentes en el SIN, para la Región.

Tabla 7.3.2 – Proyectos de inversión pública en desarrollo 2014-2015 sector energía, Región de Magallanes.

Código	Descripción	Costo Total (M$)
30077291-0	**INSTALACION SISTEMA AUTOGENERACION ELECTRICA ERNC, R.VERDE** Año y Etapa a Financiar: EJECUCION-2015	162.382
30104088-0	**CONSTRUCCION ENERGIZACION RURAL LAGUNA DE LOS CISNES, PORVENIR** Año y Etapa a Financiar: EJECUCION-2015	182.402
30122630-0	**NORMALIZACION A. P. HUERTO FAMILIARES SECTOR TRES HORAS,NATAL** Año y Etapa a Financiar: EJECUCION-2015	418.017
30124856-0	**CONSTRUCCION ELECTRIFI. RURAL COLONIA ISABEL RIQUELME ALTO, NATALES** Año y Etapa a Financiar: EJECUCION-2015	64.817
30130290-0	**CONSTRUCCION EXTENSION RED CALLE 2 NORTE HUERTOS FAMILIARES, NATALES** Año y Etapa a Financiar: EJECUCION-2015	16.728
30133577-0	**CONSTRUCCION ENERGIZACIÓN RURAL SECTOR RUTA 9 SUR PUNTA ARENAS** Año y Etapa a Financiar: EJECUCION-2015	497.945
30315273-0	**CONSTRUCCION ENERGIZACION RURAL SECTOR PUERTO PRAT RUTA Y-300, NATAL** Año y Etapa a Financiar: EJECUCION-2015	167.081
30370385-0	**CONSTRUCCION MATRIZ DE GAS NATURAL SECTOR LLAU LLAU, PUNTA ARENAS** Año y Etapa a Financiar: EJECUCION-2015	161.502
30387527-0	**ANALISIS PER MAGALLANES ENERGIA INTELIGENTE** Año y Etapa a Financiar: EJECUCION-2015	128.326
30092700-0	**NORMALIZACION RED DE ALUMBRADO RUTA 9, PTO. BORIES, NATALES** Año y Etapa a Financiar: EJECUCION-2014	79.533
30245772-0	**AMPLIACION RED GAS NATURAL SECTOR HUERTOS FLIARES DOROTEA, NATALES** Año y Etapa a Financiar: EJECUCION-2014	189.454

Fuente: Banco Integrado de Proyectos, Ministerio de Desarrollo Social (2015)

7.4 Consideraciones

A continuación se presenta un análisis sintético de las estructura económica regional, primero a partir de la Matriz Insumo Producto, y a continuación según el Índice de competitividad Regional, de lo cual se desprende la importancia del sector minero-energético tanto para la producción como para el desarrollo regional.

7.4.1 Caracterización Economía Regional a partir de la Matriz Insumo Producto MIP[97]

Será realizada, considerando tres indicadores tradicionales utilizados por la literatura sobre desarrollo regional: el cuociente de localización, el coeficiente de especialización y el coeficiente de distribución espacial.

- **Cuociente de Localización**

Este coeficiente compara el tamaño relativo de un sector en el total de la región, con el tamaño relativo del total del mismo sector en el país. De esta manera, se utiliza como medida de "especialización relativa o interregional".

De esta manera, analizaremos la estructura económica regional utilizando la matriz de producción bruta, desagregada en 67 actividades (i) por 13 regiones (j), obtenida en la matriz de Insumo Producto Regional.

A continuación presentamos los resultados obtenidos en el cálculo del Cuociente de Localización. Estos se agruparon en los 10 primeros sectores con mayor grado de especialización relativa en cada una de las regiones, de esta manera para Magallanes se tiene:

Tabla 7.4.1 – Cuociente de Localización Región de Magallanes

Sector	CL
Extracción de Petróleo	72,04
Extracción de Carbón	53,23
Suministro de Gas	16,36
Restaurantes	3,27
Pesca Extractiva e Industria Pesquera	3,24

[97] *Matrices Insumo Producto Regionales, Instituto Nacional de Estadísticas (información oficial vigente, año 2006)*

Sector	CL
Fabricación de Sustancias Químicas	3,14
Producción de Carnes	3,05
Ganadería	1,57
Hoteles	1,53
Silvicultura	1,47

Fuente: INE[98] *(información oficial vigente, año 2006)*

Como una manera de simplificar el análisis, revisaremos los sectores más significativos. Es así como la Región de Magallanes posee los dos más altos coeficientes, lo cual nos indica que ésta se encuentra altamente especializada en dos actividades, la primera, con un coeficiente de 72,04 corresponde a la Extracción de Petróleo, mientras que la segunda es la Extracción de Carbón con un cuociente de localización de 53,23.

- **Coeficiente de Especialización**

Este indicador nos muestra el grado de similitud de la estructura económica regional con una estructura económica patrón; en este caso, se ha utilizado la estructura económica nacional, obtenida de la matriz de producción bruta. Este coeficiente se utiliza como medida de la "especialización regional". Cuando el indicador se acerca a 1, puede inferirse que la región está especializada; cuando este es 0 ó cercano a 0, puede inferirse que la región está diversificada. De esta manera se tiene, un coeficiente de Especialización para Magallanes de 0,383

[98] *Matrices Insumos Productos Regionales*

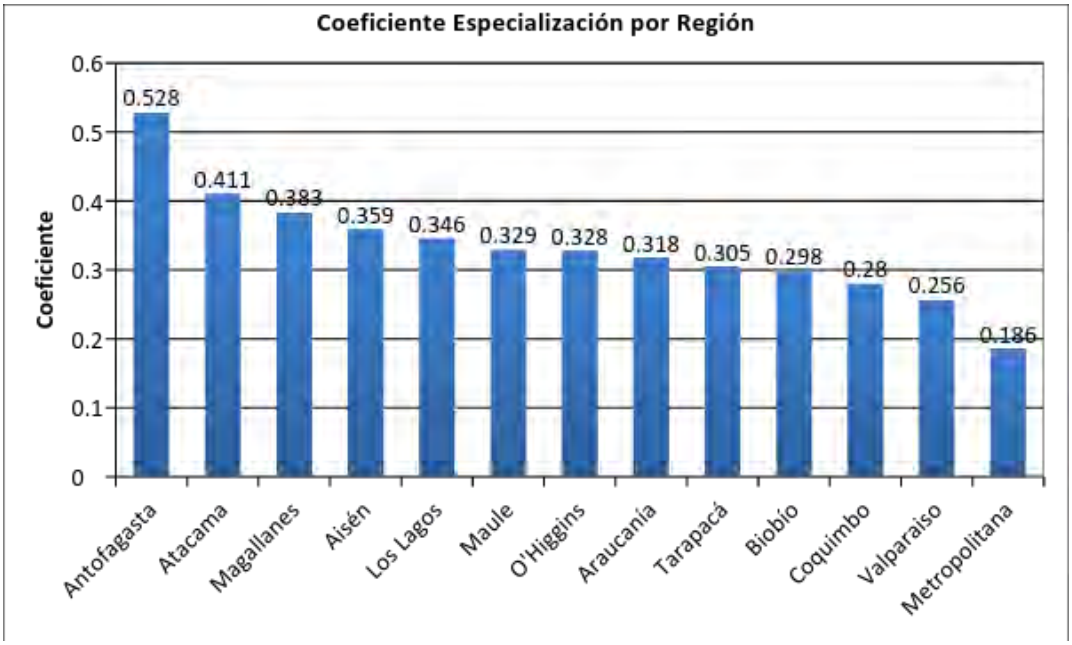


Figura 7.4.1 – Coeficiente Especialización por Región

Fuente: INE[99] *(información oficial vigente, año 2006)*

En segundo lugar de este grupo se encuentra la Región de Magallanes con un coeficiente de especialización de 0,383, donde éste se explica principalmente por la extracción de petróleo, el cual aporta con el 40% del valor del coeficiente.

- **Coeficiente de Concentración o Distribución Espacial**

Este coeficiente representa el grado de similitud de la distribución interregional de un sector con respecto a la distribución de un patrón de comparación; en nuestro caso, el total de la producción de la actividad en el país. Este indicador se utiliza como medida de "concentración geográfica", donde el grado de concentración se asociaría a la ubicación en el rango 0-1. Aunque un coeficiente cercano a 1 representaría un alto grado de concentración, en estricto rigor, tal valor sólo estaría indicando una distribución del sector muy diferente a la del patrón de referencia. Vale decir, se trata de una medida de concentración relativa.

[99] *Matrices Insumos Productos Regionales*

Tabla 7.4.2 – Sectores con Mayor Grado de Concentración Espacial

N°	Sector	Coeficiente
1	Extracción de Petróleo	0,9861
2	Minería del Hierro	0,9502
3	Elaboración de alcoholes y licores	0,9144
4	Transporte MarÍtimo	0,8947
5	Elaboración de Productos del Tabaco	0,8514
6	Extracción de Carbón	0,8319
7	Azúcar	0,8031
8	Elaboración de Combustible	0,7823
9	Otras actividades Mineras	0,7345
10	Silvicultura	0,7184
11	MinerÍa de Cobre	0,6820
12	Pesca Extractiva e Industria Pesquera	0,6326
13	Producción de Madera y sus productos	0,5730
14	Transporte aéreo	0,5418
15	Elaboración de alimentos para animales	0,5411
16	Fruticultura	0,5223

Fuente: INE (información oficial vigente, año 2006)

De acuerdo con los resultados obtenidos, se destaca un grupo de tres actividades que se encuentran por sobre un coeficiente de 0,9 y, por ende, más cercanos a 1, lo que implica mayor concentración geográfica. Estas son las actividades de Extracción de Petróleo, la Minería del Hierro y la Elaboración de alcoholes y licores. El primer caso se explica, fundamentalmente, porque la extracción de petróleo se lleva a cabo en un 100% en la Región.

7.4.2 Índice de Competitividad Regional

En el Factor Resultados Económicos, la Región de Magallanes alcanza el segundo lugar, superada sólo por Antofagasta. Este buen posicionamiento se debe, fundamentalmente, a los resultados en los ámbitos Ingresos y Exportaciones.

En el ámbito Ingresos, Magallanes alcanza el 78,7% del máximo teórico, y casi dobla el promedio país, en gran parte debido al buen resultado alcanzado en el indicador Ingreso per cápita, superado solamente por la Región Metropolitana. Esto compensa el resultado alcanzado en Distribución del Ingreso (Índice de Gini de 0,5). Por su parte, en el ámbito Exportaciones, la región llega al 79,4% del máximo teórico; el resultado se explica por el indicador Exportaciones de la Industria Transformadora, en el que Magallanes supera incluso a Antofagasta.

En el ámbito Inversiones, la región está en el promedio país, y a un lejano 25,2% del máximo teórico. En este ámbito, se ve afectada por el bajo valor del indicador Inversión Futura, en el cual se ubica en décimo lugar a nivel nacional.

En la Tabla 7.4.3, se muestran la información oficial vigente de los parámetros anteriormente mencionados, según evaluación del índice de competitividad de las regiones emitido por la SUBDERE[100].

Tabla 7.4.3 - Factor Resultados Económicos por ámbitos Región de Magallanes

Región	Ingresos	Producto	Exportaciones	Inversiones	Otros	Ranking Factor Resultados Económicos	Ranking Global
Tarapacá	13,12	12,15	6,86	1,82	6,49	6	9
Antofagasta	21,98	5,83	19,06	9,32	0	1	3
Atacama	18,37	6,46	4,49	9,24	7,1	5	5
Coquimbo	6,04	4,63	1,37	1,56	12,6	12	12
Valparaiso	10,87	9,45	10,88	1	15	4	4
Metropolitana	20	11,23	5,7	1,12	14,94	3	2
O'Higgins	10,12	6,38	1,71	0,99	11,47	10	10
Maule	5,12	15,65	2,7	0,84	11,61	9	11
Biobío	3,57	13,46	9,1	1,03	11,05	8	6
Araucanía	1,28	7,39	0,35	0,53	12,9	13	13
Los Lagos	8,27	3,41	1,12	1,25	12,45	11	8

[100] *Informe Índice de Competitividad Regional, Subsecretaría de Desarrollo Regional (2008)*

Región	Ingresos	Producto	Exportaciones	Inversiones	Otros	Ranking Factor Resultados Económicos	Ranking Global
Aisén	18,54	1,79	0,58	9,84	8,13	7	7
Magallanes	**23,61**	**4,29**	**15,87**	**3,79**	**8**	**2**	**1**
Máximo Teórico	30	20	20	15	15	--	--
Promedio País	12,38	7,86	6,14	3,26	10,13	--	--
Diferencia con el País	11,23	-3,56	9,74	0,53	-2,14	--	--

Fuente: Subsecretaría de Desarrollo Regional[101] *(información oficial vigente, año 2008)*

En los ámbitos Producto y Otros, la región se ubica por debajo de los promedios respectivos. En el primer caso, a pesar de un buen resultado en el indicador PIB/hab., solamente superado por la Región de Antofagasta.

En el factor Empresas, se ubica en el segundo lugar a nivel nacional, siendo solamente superada por la Región Metropolitana. Especialmente destacable es el resultado en el ámbito Filiación, donde la región alcanza el 93% del máximo teórico, doblando el promedio nacional. En este ámbito, destacan los índices de Identificación de las Empresas con la Región, así como el de Posicionamiento de la Marca Región.

En el ámbito Productividad, la región alcanza el 71% del máximo teórico, gracias al buen resultado obtenido especialmente en el indicador Productividad Media del Trabajo, y es superada solamente por la Región de Antofagasta. En el ámbito Cantidad, de manera similar, la región destaca por el indicador Grandes y Medianas Empresas, en que obtiene el primer lugar nacional, superando a la Región Metropolitana.

En el ámbito Sistema Financiero, si bien el valor obtenido está más lejos del máximo teórico, igualmente dobla el promedio nacional, ubicándose en el segundo lugar después de la Región Metropolitana. En este ámbito, se puede mencionar que el indicador Sucursales del Sistema Financiero registra 16,56 sucursales cada 100 mil habitantes, cifra solamente superada por la Región de Aisén, que cuenta con 17,73 sucursales cada 100 mil habitantes.

[101] *Informe Índice de Competitividad Regional.*

7.4.3 Comparación de Alternativas

Comparando el impacto económico en la Región, medidos en términos de aporte al PIB regional, dado que el resto de los recursos permanece inalterado, es suficiente con comparar el aporte del gas natural no convencional, con el del GNL y con el aporte del GNS, con lo cual se obtiene que:
Considerando que el PIB del año 2013 fue de 853.366 MMUS$, y como este PIB se encuentra encadenado al precio del dólar del año anterior (2012), correspondiente a 496,49 $/US$, se obtiene un PIB anual de **1.754 MMUS$**. Además, para efectos de los ingresos, se asume que todos los proyectos asociados a la matriz térmica, entregan la misma cantidad de gas, esto es, 796 Mm^3S/d por 365 días, con un factor de planta de 90% y un PCS de 34.321 BTU/m^3S, se obtiene **8.974.461 MMBTU/año**. Se considera para efectos de la estimación, que el precio global del combustible queda en la Región.

Para Alternativa 0, con Gas Natural No Convencional:
Como el único valor con que se cuenta para producción de gas natural no convencional es de 8,34 US$, se estima que los ingresos serán de 74,84 MMUS$, lo que implica un aporte al PIB del **4,27%** (equivalente a (74,84/1.754)*100).

Para la Alternativa 1 con GNL:
Considerando sólo la fracción asociada a la recepción, almacenamiento y entrega (regasificación), para un costo mínimo de regasificación (componente local) de 5,3 US$/MMBTU, se tienen ingresos de 47,6 MMUS$, con un aporte al PIB del **2,71**%. Por otro lado, con un costo máximo de regasificación de 7,3 US$/MMBTU, se tienen ingresos de 65,5 MMUS$, lo que implica un aporte al PIB del **3,73**%.

Para la Alternativa 2 con GNS:
Para este caso, el precio global del combustible corresponde al precio final del GNS. Considerando un precio mínimo para el GNS de 11,3 US$/MMBTU se obtiene 101,4 MMUS$ de ingreso, lo que implica un aporte al PIB del **5,78%.** Por otro lado, con un precio máximo para el GNS de 15,6 US$/MMBTU se obtienen ingresos de 140 MMUS$ lo que implica un aporte al PIB del **7,98%.**

- Alternativa 0: EL GN no convencional aportaría 77,84 MMUS$/año, es decir 4,3% del PIB[102].
- Alternativa 1: El GNL aportaría entre 48 y 66 MMUS$/año, es decir de 2,7 a 3,8 % del PIB).
- Alternativa 2: El GNS aportaría entre 101 y 140 MMUS$/año, es decir de 5,8 a 8,0% del PIB.

Esto significa que la alternativa de GNL es la que menos aportaría al PIB regional.

[102] PIB regional año 2013: 853.366 millones de pesos, publicado por Banco Central de Chile.

8 Análisis de Costos de Matrices Energéticas

8.1 Costos Matrices Energéticas Comunales

8.1.1 Costos de Inversiones

La Tabla 8.1.1, muestra un resumen de los costos de inversiones a desarrollar para una matriz que considere el uso de gas natural no convencional (Gas NC) para satisfacer parte de la demanda de la matriz térmica, además de un conjunto de energías renovables a incorporar a la matriz eléctrica, y la aplicación de medidas de eficiencia energética, correspondiente a la Alternativa 0. Con relación a los costos, se observa que las mayores inversiones se deberían realizar en la comuna de Primavera las que están asociadas al desarrollo del sector de Arenal, donde se considera, para efecto de hacer comparaciones con otras inversiones, la perforación de 30 pozos anuales por un periodo de 20 años. Por otro lado, el recurso eólico se presenta como alternativa en todas las comunas, ya sea a través de parques eólicos o de sistema híbridos < a 1 MW de potencia instalada. Dentro de los aspectos que se mantienen, con relación a la situación actual, es el uso de la biomasa (leña, astillas) y del GLP (propano) para completar la matriz térmica, y el uso de gas natural y diésel para completar la matriz eléctrica.

Tabla 8.1.1 Costos de Inversión Alternativa 0 de Matriz Energética Regional

Comuna	Gas NC	Eólico	Fotovoltaico	Hidroeléctrico	Eficiencia Energética	Total (MMUS$)
Puerto Williams	--	30,6	1,49	6,16	--	38,25
Timaukel	--	2,76	--	--	--	2,76
Porvenir	--	40,82	3,5	--	4	48,32
Primavera	1408	4,02	--	--	--	1.412,02
San Gregorio	--	4,02	--	--	--	4,02
Laguna Blanca	--	2,12	--	--	--	2,12
Punta Arenas	-	168,56	35,4	--	52,53	256,49
Rio Verde	--	0,72	--	--	--	0,72
Puerto Natales	--	64,28	14,25	--	20	98,53
Torres Del Payne	--	1,56	--	--	0,25	1,81
						1.865,04

Fuente: Elaboración Propia CERE

La Tabla 8.1.2, muestra un resumen de los costos de inversiones a desarrollar para una matriz que considere el uso de Gas Natural Licuado (GNL), para satisfacer parte de la demanda de la matriz térmica, cuya instalación sería en la comuna de Punta Arenas, un conjunto de energías renovables a incorporar a la matriz eléctrica, y la aplicación de medidas de eficiencia energética, correspondiente a la Alternativa 1. Con relación a los costos, se observa que las mayores inversiones se deberían realizar en la comuna de Punta Arenas, dada la demanda que hay que satisfacer. Por otro lado, el recurso eólico se presenta como alternativa en todas las comunas, ya sea a través de parques eólicos o de sistema híbridos < a 1 MW de potencia instalada. Dentro de los aspectos que se mantienen, con relación a la situación actual, es el uso de la biomasa (leña, astillas) y del GLP (propano) para completar la matriz térmica, y el uso de gas natural y diésel para completar la matriz eléctrica. El gas natural considerado, corresponde al de nuevos pozos.

Tabla 8.1.2 Costos de Inversión Alternativa 1 de Matriz Energética Regional

Comuna	GNL	Eólico	Fotovoltaico	Hidroeléctrico	Eficiencia Energética	Total (MMUS$)
Puerto Williams	--	30,6	1,49	6,16	--	38,25
Timaukel	--	2,76	--	--	--	2,76
Porvenir	--	40,82	3,5	--	4	48,32
Primavera	--	4,02	--	--	--	4,02
San Gregorio	--	4,02	--	--	--	4,02
Laguna Blanca	--	2,12	--	--	--	2,12
Punta Arenas	589,12	168,56	35,4	--	52,53	845,61
Rio Verde	--	0,72	--	--	--	0,72
Puerto Natales	--	64,28	14,25	--	20	98,53
Torres Del Payne	--	1,56	--	--	0,25	1,81
						1.046,16

Fuente: Elaboración Propia CERE

Las Tablas 8.1.1 y 8.1.2, fueron determinadas a partir de las evaluaciones de inversión realizadas en los Capítulos 4 y 5.

La Tabla 8.1.3, muestra un resumen de las inversiones a desarrollar para una matriz que considere el uso de gas sintético a partir de la gasificación de carbón, para satisfacer parte de la demanda de la matriz térmica y un conjunto de energías renovables para inyectar a la matriz eléctrica. Sumado a ello la aplicación de medidas de eficiencia energética (Alternativa 2). Con relación a los costos, se

observa que las mayores inversiones se deberían realizar en la comuna de Punta Arenas, dada la demanda que hay que satisfacer. Las alternativas de energías renovables propuestas y las medidas de eficiencia energética son las mismas que la Alternativa 1.

El costo de inversión de esta matriz es 180,88 MMUS$, superior al costo de inversión de la matriz anterior, siendo la inversión en generación de gas de síntesis la que marca la diferencia. Además, a estos costos de inversión totales hay que adicionar el valor de la planta de respaldo de propano/aire correspondiente a 28,44 MMUS$, en ambas alternativas.

Tabla 8.1.3 Costos de Inversión Alternativa 2 de Matriz Energética Regional

Comuna	GNS	Eólico	Fotovoltaico	Hidroeléctrico	Eficiencia Energética	Total (MMUS$)
Puerto Williams	--	30,6	1,49	6,16	--	38,25
Timaukel	--	2,76	--	--	--	2,76
Porvenir	--	40,82	3,5	--	4	48,32
Primavera	--	4,02	--	--	--	4,02
San Gregorio	--	4,02	--	--	--	4,02
Laguna Blanca	--	2,12	--	--	--	2,12
Punta Arenas	770	168,56	35,4	--	52,53	1.026,49
Rio Verde	--	0,72	--	--	--	0,72
Puerto Natales	--	64,28	14,25	--	20	98,53
Torres Del Payne	--	1,56	--	--	0,25	1,81
						1.227,04

Fuente: Elaboración Propia CERE

Otro punto importante de destacar, es que pareciera razonable que en Puerto Williams, se debiera invertir en generación hidroeléctrica, ya que la planta evaluada para Río Gerrico, puede suministrar la energía eléctrica demandada por la población civil y por la Base Naval, dejando así, de ser dependiente del diésel.

En la Tabla 8.1.4, se muestra un resumen de los costos de inversión de una serie de proyectos, denominados “pilotos”, dado a que a la fecha no hay suficiente información abierta para poder evaluar desempeño y costos más detallados de estas alternativas.

El uso de geotermia de baja entalpia, puede ser una alternativa muy interesante para aquellas comunidades que se encuentran fuera de los circuitos de distribución de energéticos o bien para aquellas localidades que usan intensivamente un recurso energético. Se plantea esta alternativa de inversión en las comunas de Primavera (Cerro Sombrero) y San Gregorio, porque existe información de este recurso, y permitiría bajar la presión sobre el uso de gas natural. Se considera también a la localidad de Puerto Williams, en la comuna de Cabo de Hornos, para bajar la presión sobre el uso de la leña. Para esta localidad también se evaluó la implementación de generación de vapor o agua caliente vía cogeneración, y luego distribución distrital. Para la comuna de Timaukel se hace una analogía con la comuna de Primavera para un total de 46 viviendas en las nuevas instalaciones de la seccional que se espera llevar a cabo en Pampa Guanaco. Otra opción para este seccional considerando igual cantidad de casas sería, la calefacción distrital con biomasa.

Por otro lado, se debe estudiar con más atención la generación de energía eléctrica vía el uso de energía mareomotriz, que es una alternativa interesante de analizar, sobre todo si se puede evaluar una posterior acumulación de esta energía como hidrógeno, y así poder usarla como complemento del gas natural o bien, como materia prima para desarrollar otros combustibles. La comuna de San Gregorio, con la primera angostura del Estrecho de Magallanes, es el lugar indicado para dicha propuesta.

Finalmente, la idea de estudiar las posibilidades de gasificación in situ del carbón, en la Comuna de Río Verde, abre un insospechado camino que permitiría estudiar la factibilidad de utilizar todas aquellas reservas de carbón, que han sido detectadas, pero que debido a la profundidad de los yacimientos, no son hoy en día, explotables comercialmente.
El monto de un proyecto piloto de este tipo es de 75 MMUS$. Dado que existe poca información sobre esta alternativa, no se evalúan en este trabajo, los aspectos ambientales o un análisis FODA en los capítulos siguientes.

Tabla 8.1.4 Costos de Inversión Proyectos Energéticos Pilotos

Comuna	Biomasa Distrital (MMUS$)	Geotermia de Baja Entalpia (MMUS$)	Mareomotriz (MMUS$)	Gasificación in Situ (MMUS$)
Puerto Williams	1,5	5,99 – 12,13	--	--
Timaukel	--	1,04	--	--
Primavera	--	1,04 – 1,53	--	--
Rio Verde	--	--	--	75
San Gregorio	--	39,41	13,10	--

Fuente: Elaboración Propia CERE

Con relación al análisis de seguir considerando una matriz energética regional, similar a la considerada actualmente (Alternativa 0), los costos de inversión serían principalmente los considerados en las proyecciones en exploración y producción de gas natural, que según lo indicado en Capítulo 6, apartado 6.3, los costos de inversión serían de 410 MMUS$ sólo en el 2020, y acumulativos a esa fecha de **1.155 MMUS$,** lo que significaría una apuesta importante para la producción de gas no convencional.

8.1.2 Costo de Operación y Mantención

Los costos de operación y mantención dependen principalmente del tipo de tecnología a emplear, su madurez, la disponibilidad en el mercado del respaldo técnico adecuado, y del valor de la materia prima. Para las alternativas propuestas se consideran a continuación los costos de mantención y operación para las inversiones más relevantes de cada alternativa.
Para el caso del GNL, se estiman en **0,44 US$/MMBTU** al año, y para la Gasificación de Carbón en **0,05 US$/MMBTU**, según Escenarios Energéticos Chile 2030. Con relación a la generación eléctrica con sistemas eólicos, se estima en **9,6 US$/MW**, **y 4,6 US$/MW**, para generación hidroeléctrica, basados en la misma referencia anterior, y para energía fotovoltaica **8,7 US$/MWh**. Para sistemas a diésel, se estima como máximo **10 US$/MWh**, (para sistemas mayores a 1 MWh).

8.2 Factibilidad de Inversiones

8.2.1 Inversiones Privadas

A la fecha de entrega de este informe, la única factibilidad clara de una posible fuente de inversión privada para concretar algunas de las alternativas planteadas, tiene que ver con la propuesta de generación de gas de síntesis a partir de gasificación de carbón. La empresa regional Pecket Energy, perteneciente al holding ICV (Ingeniería Civil Vicente), ha invertido en la generación de información técnica y en la definición de tecnología a usar, que la pone en la vanguardia de cualquier intento de gasificar carbones en Chile. Los inversionistas de Pecket Energy, están abiertos a establecer una alternativa comercial, factible de implementar para el proyecto de producción de gas natural sintético, considerando la posibilidad de generar un esquema de compensación, que establezca un monto fijo mensual asociado a la capacidad instalada, y un pago por volumen de GNS producido. Esta opción da flexibilidad al comprador y permite variar la producción de GNS en función de las necesidades. Para llevar a cabo las inversiones evaluadas, esta empresa requiere de señales o compromisos de Gobierno, que le permitan asegurar que la producción de metano sintético será comprada por ENAP, para ser posteriormente distribuida a la población, esto significa un presupuesto fiscal para la compra del gas.

Las otras ideas analizadas, como la producción de hidrógeno o la gasificación in situ del carbón, planteadas por IMPA, y AMSA, respectivamente, por estar aún a un nivel piloto, requerirían del apoyo de un capital de riesgo o algún tipo de fondo para la innovación, que los incentive a seguir con el desarrollo de estas ideas.

Es importante también destacar, que empresas como Monte Alto Forestal S.A, Forestal Russfin y Maderas San Vicente, tienen un alto interés en poder impulsar el uso de la biomasa con fines energéticos, considerando los residuos de la explotación maderera y su procesamiento. Sin embargo, durante el desarrollo del presente trabajo, no se contó con proyectos, a lo menos de ingeniería conceptual, que permitieran proponer alguna alternativa de este tipo en las matrices propuestas. Es de conocimiento que Monte Alto Forestal S.A, se encuentra desarrollando una propuesta, la que se recomienda pueda ser evaluada como alternativa a futuro.

8.2.2 Inversiones Públicas

Durante el desarrollo del presente trabajo, se evaluó la rentabilidad de algunas de las iniciativas propuestas, las que se pueden ver en detalle en el ***ANEXO G.*** Algunos de los valores fueron negativos, por lo cual se procedió a evaluar la posibilidad de inversión pública, ya que existe interés del Gobierno Regional en financiar iniciativas de energías renovables en pequeñas comunidades aisladas.

A continuación en la Tabla 8.2.1, se entrega un resumen de las evaluaciones económicas de algunas de las alternativas analizadas principalmente para pequeñas localidades, que permiten ver un horizonte de posibilidades de aplicación o de medida que debieran definirse en el momento de la toma de decisión, y que por los valores obtenidos es difícil que las inversiones sean privadas. Los indicadores TIR e IVAN no tuvieron representación matemática por tanto no fueron posibles de obtener, para las alternativas evaluadas de paneles fotovoltaicos (esto con el máximo de penetración).

Tabla 8.2.1 Resumen Parámetros Económicas evaluaciones localidades pequeñas

Comuna	Localidad	Proyecto	Evaluación Económica VAN (MM$)
Punta Arenas	Punta Arenas	Paneles Fotovoltaicos	41.034
Puerto Natales	Natales	Paneles Fotovoltaicos	7.620
Porvenir	Porvenir	Paneles Fotovoltaicos	1.948
Cabo de Hornos	Puerto Williams	Paneles Fotovoltaicos	750
Puerto Natales	Puerto Prat	Sistema Híbridos eólico-diésel	15

	Seno Obstrucción	Sistema Híbridos eólico-diésel	5
	Villa Renoval	Sistema Híbridos eólico-diésel	9
	Puerto Edén	Sistema Híbridos eólico-diésel	9
Timaukel	Pampa Guanaco	Sistema Híbridos eólico-diésel	1
	Villa Cameron	Sistema Híbridos eólico-diésel	100
	Cerro Castillo NR	Sistema Híbridos eólico-diésel	118
	Cerro Castillo	Sistema Híbridos eólico-diésel	99
Laguna Blanca	Villa Tehuelches	Sistema Híbridos eólico-diésel	170
Río Verde	Villa Ponsomby	Sistema Híbridos eólico-diésel	49
Cabo de Hornos	Puerto Toro	Sistema Híbridos eólico-diésel	31

Fuente: Elaboración Propia CERE; Los VAN son positivos por aporte del Estado en la inversión inicial.

8.3 Costo de Energéticos

La Tabla 8.3.1, registra los diferentes valores de energéticos, factibles de producir con las matrices antes analizadas. Por norma general, el valor está puesto a boca de planta y se deben considerar los costos de distribución para llegar al cliente final. Los valores para el diésel, fueron considerados para el consumidor final, y al igual que el gas natural, es uno de los energéticos que se deben mantener para satisfacer las matrices propuestas.

Con relación a las energía renovables, se muestran los valores para generación eólica > a 1 MW y < a 1 MW, dependiendo de la localidad. No fueron evaluados los valores de energéticos para la aplicación de soluciones fotovoltaicas en construcciones, ya que serían soluciones que deben estudiarse por la Ley 20.571 “Ley de Generación distribuida”, sin embargo se consideró valor indicado en referencia para generación fotovoltaica en la ciudad de Puerto Montt. De igual forma tampoco se consideraron valores de energéticos para los proyectos pilotos.

Se debe considerar que el valor del gas natural es el indicado por ENAP, como costo de producción. Con respecto al precio del GNL se ha colocado el menor valor, pero se debe recordar que los valores estimados varían entre **16,47** y **18,53 US$/MMBTU**, dependiendo del modelo de negocio. También se incorporó el valor del energético propano/aire.

Tabla 8.3.1 - Costos de Energéticos propuestos en Alternativas

Comuna	Gas Natural (US$/MMBTU)	Gas GNL (US$/MMBTU)	Gas GNS (US$/MMBTU)	Propano /Aire (US$/MMBTU)	Eólico* (US$/kW h)	Diésel*** (US$/kWh)	Fotovoltaico** (US$/kW h)	Hidroeléctrico (US$/kW h)
Cabo de Hornos	--	--	--	--	0,21 - 0,84	0,28	0,35	0,72
Timaukel	--	--	--	--	0,75 – 2,36	0,28	--	--
Porvenir	8,34	--	--	--	0,113	0,27	0,35	--
Primavera	8,34	--	--	--	0,072	0,25	--	--
San Gregorio	8,34	--	--	--	0,074	0,24	--	--
Laguna Blanca	8,34	--	--	--	0,61	--	--	--
Punta Arenas	8,34	16,47	11,3 - 15,6	26,04 ****	0,111	0,22	0,35	--
Rio Verde	--	--	--	--	0,7	0,23	--	--
Natales	8,34	--	--	--	0,117 - 1,09	0,245	0,35	--
Torres Del Payne	--	--	--	--	0,66 – 0,69	0,25	--	--

Fuente: Elaboración propia CERE

(*) Las comunas que presentan rangos de valor, corresponde la variación del valor del energético en diferentes localidades, y para P. Arenas, Natales y Porvenir se considera una proyección del costo al 2050; (**) Se emplea como referencia Watts, D., PUC (2014); (***) Considerando valor del diésel al 2015; (****) *Según valor paridad de ENAP para el propano a enero del 2014 de 1132,52 US$/tonelada.*

8.4 Comentarios y Recomendaciones

- En general, los sistemas híbridos (eólico – diésel) evaluados para localidades aisladas, logran rentabilidad positiva gracias al aporte del Estado (subsidio a la inversión, ***ANEXO G***). Es decir, para pequeñas localidades aisladas, se requiere intervención del Gobierno para lograr factibilidad de la inversión, puesto que no hay mercado.

- La realización del presente estudio, considera los requerimientos técnicos y económicos para estimar la rentabilidad que logran los diferentes recursos energéticos evaluados para las distintas localidades, con el objeto de determinar la conveniencia o no de implementar un cambio tecnológico. De acuerdo con estas primeras aproximaciones, para los casos pilotos como geotermia de baja entalpía y sistema distrital con biomasa, por ejemplo, resulta necesario analizar con mayor profundidad los aspectos económicos evaluados, con el fin de orientar de mejor forma la toma de decisiones.

- Otra información que resulta interesante valorar, son los beneficios por mayor productividad y/o liberación de recursos, en actividades relacionadas a la energía y externalidades positivas que definitivamente se podrían lograr con un nuevo y mejor sistema energético. Esto permitiría la valoración social de los beneficios y lograr atribuir un valor adicional a la evaluación económica. Esta evaluación social estuvo fuera del alcance del presente estudio.

- Se presentan tres alternativas de matrices energéticas con el objeto de hacer frente a una eventual declinación de la producción de gas natural desde los yacimientos convencionales. Desde el punto de vista de las inversiones, para una proyección de análisis de 20 años, se tiene que la inversión en desarrollo de yacimientos no convencionales es mayor que la requerida para instalar una planta de gasificación de carbón y esta a su vez, es mayor que la necesaria para la instalación de una planta de regasificación de GNL. Desde el punto de vista del precio de venta, el gas natural a boca de planta, tendría un menor costo en el caso de provenir de yacimientos no convencionales, según lo informado por ENAP[103], le seguiría el gas proveniente de gasificación de carbón y finalmente el gas de regasificación de GNL. Desde el punto de vista de disponibilidad de recursos, las reservas certificadas y por certificar durante el año 2015 garantizan disponibilidad del recurso de gas no convencional, por lo menos por 20 años, igual situación ocurre con las reservas certificadas de carbón que asegurarían materia prima por 20 años. Con relación al GNL, considerando que su suministro es externo, se debería, para asegurar el suministro, celebrar un contrato de compra de GNL por un lapso de 20 años.

[103] *Presentación Gerencia de ENAP Magallanes, 6 de Mayo 2015.*

- Es importante mencionar, que para la gasificación de carbón, además de los costos de inversión, sólo se consideran los costos de operación y mantención, puesto que para la explotación de carbón se asume sólo el precio de venta del mismo, por lo cual, se requiere celebrar contrato, entre generadora y productora de carbón, para asegurar suministro.

- Si bien existen algunas diferencias en las inversiones iniciales, los valores de los energéticos producidos, están en el mismo orden de magnitud, para el GNL, GNS y más altos para el propano/aire, siendo este último sólo para respaldo de ambos sistemas. Con relación al gas proveniente de los yacimientos no convencionales, ENAP[104] ha señalado que la optimización de los procesos de perforación, producción y transporte, está permitiendo a ENAP reducir los costos del valor del gas a boca de pozo, lo cual haría incluso, que sean menores al valor reconocido de 8,34 US$/MMBTU.

- Se hace necesario desarrollar a lo menos una de las actividades pilotos planteadas de mayor inversión, ya sea el estudio de gasificación in situ o la producción de hidrógeno con uso de energía mareomotriz**.** Cualquiera de ellas podría generar posibilidades de disposición de energía y materia prima para desarrollar una serie de proyectos productivos, que permitirían otro tipo de desarrollo en torno a la generación de energía.

[104] *Presentación Gerencia de ENAP Magallanes, 6 de Mayo 2015.*

9. Análisis Ambiental de Matrices Energéticas

Varios de los aspectos expresados en el siguiente capítulo, surgen del análisis de la aplicación de criterios de una Evaluación Ambiental Estratégica (EAE), realizada al proceso de elaboración de la propuesta de matriz energética, y en específico del análisis de la información levantada en los talleres realizados con expertos de cada una de las materias de interés, asociadas a los recursos y tecnologías evaluadas. Esta información se cruza con información bibliográfica, obtenida de evaluaciones ambientales estratégicas internacionales en el ámbito energético, del análisis de diferentes estudios y declaraciones de impacto ambiental de proyectos evaluados y aprobados ambientalmente, presentes en la base de datos de la página del Servicio de Evaluación Ambiental (SEA), y de estudios ambientales específicos de generación de energía a partir de fuentes fósiles y renovables, desarrollados por diferentes autores. A continuación se detallan las principales consideraciones a la hora de analizar la carga ambiental de las propuestas de matrices energéticas.

9.1 Descripción Principales Impactos Ambientales

Según EAE de la Política Energética del Ecuador (MARN-CEPAL, 2012), existen consideraciones ambientales en diferentes niveles dependiendo del área de influencia de los efectos ambientales causados tanto por la obtención (exploración y explotación) de un recurso, o por el uso de una determinada tecnología. En la Tabla 9.1.1, se muestra el nivel de alteración según el área de influencia, de forma de distinguir los niveles del territorio que pudieran verse afectados y el alcance de los posibles impactos ambientales, los cuales pueden ir más allá del área de influencia directa.

Tabla 9.1.1 Alcance territorial según grado de alteración de un impacto ambiental

Alteración	Influencia Territorial
Global	Mundial
Transfronterizo	Países limítrofes
Regional o Local	Región, comuna o localidad

Fuente: Oñate y Col. (2002)

En la Tabla 9.1.2, se muestran los principales impactos ambientales genéricos según la escala espacial, para los diferentes procesos involucrados tanto en la explotación de recursos energéticos, como en la producción de energía propiamente.

Tabla 9.1.2 Impactos ambientales según Escala Espacial

Escala Espacial	Impactos Ambientales Claves
Global	Cambio climático
	Agotamiento de la capa de ozono
Transfronterizos	Lluvia ácida
	Contaminación atmosférica de otro tipo
Regional y Local	Generación de residuos
	Alteraciones calidad y cantidad de aguas
	Alteraciones calidad del aire
	Alteraciones en zonas litorales y marinas
	Alteración de suelos
	Alteración de la naturaleza y biodiversidad

Fuente: Oñate y Col. (2002)

9.1.1 Aspectos Globales

A continuación, se detallan los impactos ambientales claves, según su escala espacial, y su relación con los recursos y tecnologías analizadas en capítulos anteriores.

- **Cambio Climático**

Las fuentes de energía renovable presentan ventajas ambientales sobre los combustibles fósiles, con relación a las emisiones de CO_2. La huella de carbono de sus tecnologías en su ciclo de vida (medida en gCO_2e/kWh) es considerablemente menor. La media, de datos mundiales sobre la huella de carbono en el ciclo de vida de tecnologías renovables, está entre 4 y 46 g CO_2e/kW h lo que resulta mucho menor comparado con la media para combustibles fósiles (gas natural, petróleo y carbón) de entre 469 y 1.001 gCO_2e/kWh (Sathaye et al., 2011). Uno de los mayores potenciales de las fuentes de energía renovable es la mitigación del cambio climático, lo que indica que una matriz energética con mayor porcentaje de utilización de recursos renovables, es más favorable desde un punto de vista ambiental global.

Dentro de los recursos fósiles, el gas natural es el que presenta menores emisiones dióxido de carbono a la atmósfera, debido a su composición principalmente de metano, más aún, el gas natural emite menos CO_2 por unidad de energía que el carbón, sin embargo, esta relación depende del equipo a considerar y su eficiencia. Otra de las características de esta fuente de energía es que no emite partículas sólidas ni cenizas en su combustión, y las emisiones de óxidos de nitrógeno son inferiores a las del carbón y los otros productos petrolíferos. Asimismo, las emisiones de dióxido de azufre son prácticamente nulas. Sin embargo, sigue siendo contaminante ya que su principal componente, el metano, en la medida que existan fugas (lo cual es habitual en un %

reducido), es un potente gas que contribuye al efecto invernadero. Se estima que "atrapa" el calor 21 veces más que el dióxido de carbono. A pesar de esto, un estudio realizado por la Agencia de

Protección Ambiental de los Estados Unidos (EPA) concluyó que el saldo entre una reducción en las emisiones de dióxido de carbono y el aumento en las emisiones de metano, por el reemplazo de otras fuentes de energía con gas natural, es favorable para el ambiente. Más aún, el Panel Intergubernamental de Cambio Climático de las Naciones Unidas (IPCC) ha incluido entre sus recomendaciones incrementar el uso del gas natural como fuente de energía.

Cuando la tecnología de captura y almacenamiento de carbono se incorpora a plantas de combustibles fósiles, las emisiones de GEI (Gases Efecto Invernadero) durante su ciclo de vida disminuyen dramáticamente. En tal caso, los mínimos valores de su huella de carbono son comparables a los máximos de determinadas renovables.

Muchos autores señalan que el uso de la biomasa posee una tendencia a "carbono neutro", sobre todo si se considera la compensación existente entre el carbono que se captura, la reforestación, y las emisiones que se generan en el proceso de explotación, en este caso, de un recurso forestal. Los esfuerzos deben centrarse en incrementar la eficiencia en el uso del combustible fósil empleado en las maquinarias y vehículos durante la explotación, y en la conservación de los bosques nativos existentes.

La hidroelectricidad presenta bajos rangos de emisiones, pero, estos datos no incluyen las potenciales emisiones de metano por biomasa y sedimentos orgánicos en los reservorios de agua. Esta cuestión todavía se debate a nivel internacional (Sathaye et al., 2011).

Las energías con menor cantidad de emisiones de GEI (Gases Efecto Invernadero) durante toda su vida útil son la hidroelectricidad, la energía de olas y mareas, la geotérmica y la energía eólica. Los paneles fotovoltaicos PV y las plantas de potencia que usan concentración solar (CSP), son las tecnologías renovables con mayor huella de carbono (Moomaw et al., 2011), en comparación con otras renovables, sin embargo, sigue siendo menor a la del uso de combustibles fósiles.

- **Disminución de la capa de Ozono**

No existen evidencias bibliográficas claras, que determinen la presencia de los llamados Clorofluorocarbonos o clorofluorocarburos (denominados también CFC o Halones) reconocidos como gases que disminuyen la capa de ozono, en algunos de los energéticos mencionados en el capítulo que habla de los recursos, salvo la posible presencia de algún compuesto clorado que pueda ser liberado en alguna transformación termoquímica.

9.1.2 Aspectos Transfronterizos

Existen a nivel internacional numerosos antecedentes, que señalan que la combustión de carbón causa lluvia ácida que acelera el deterioro de los edificios y monumentos; altera radicalmente los ecosistemas acuáticos de ciertos lagos y daña la vegetación de los ecosistemas forestales, sobre todo cuando el carbón tiene un alto contenido de azufre. Además, los efluentes de las plantas termoeléctricas a carbón afectan negativamente la calidad del agua. Sin embargo, se debe tener en cuenta dos aspectos importantes: i) Los carbones de la Región de Magallanes tienen bajo contenido de azufre en comparación con otros empleados en Chile o a nivel internacional, y ii) No se contempla dentro de las tecnologías propuestas la instalación de una termoeléctrica, sino que un proceso de gasificación de carbón, donde el producto directo, es gas de síntesis, y el azufre se recupera en estado sólido, descartando la lluvia ácida.

Finalmente es necesario indicar que la posible ubicación de una planta de gasificación de carbón, se ubica a más de 170 Km de distancia de la localidad argentina más cercana.

9.1.3 Aspectos Regionales y Locales

Dado que los impactos ambientales regionales y locales, tienen estrecha relación con el lugar físico y el entorno inmediato, se analizarán según tecnología y naturaleza del impacto, para luego hacer una breve descripción de los factores más relevantes a considerar.

En la Tabla 9.1.3, se muestran los impactos ambientales genéricos y específicos, que pudieran darse dado el entorno regional y comunal donde se desarrolle una determinada iniciativa energética, y a continuación se detallan algunos efectos más característicos según la tecnología y/o recurso, considerando la experiencia existente en los proyectos de este ámbito, que han sido evaluados ambientalmente en la Región, y en el país, y aquellos que pudieran darse con tecnologías aun no presentes.

Tabla 9.1.3 – Impactos Ambientales Genéricos y Específicos

Impacto Genérico o Principal	Impactos Ambiental Específico
Alteración del Suelo	Interacción con otras actividades productivas
	Cambios en la morfología
	Cambios en la geología
	Alteración componentes químicos
	Erosión
	Cambios en el Paisaje
	Alteraciones del sustrato marino
Alteración Recursos Hídricos	Alteración de cantidad y calidad
	Alteración de acuíferos
	Alteración de cursos de agua
Alteración de la Biodiversidad	Eliminación o alteración de hábitat terrestre
	Eliminación o alteración de hábitat acuático o zonas húmedas
	Eliminación o reducción de cubierta vegetal
	Eliminación o reducción de especies raras o en peligro
	Pérdida o alteración de poblaciones de fauna de interés especial
	Introducción y proliferación de especies exóticas
	Dificultades de regeneración cubierta vegetal
	Aumento riesgo de incendios
	Alteraciones en áreas protegidas y/o ecosistemas relevantes
Contaminación	Riesgos para la salud humana
	Emisiones a la atmósfera
	Emisiones a cuerpos de agua
	Contaminación de suelos
	Generación de ruidos y vibraciones
	Generación de campos electromagnéticos
Impactos Viales	Alteración del flujo
	Contaminación visual
Impactos Socioeconómicos	Alteraciones de otras actividades económicas
	Generación de empleo
Impactos Culturales Patrimoniales	Alteración patrimonio cultural terrestre y/o marino
	Alteraciones en el paisaje

Fuente: Elaboración Propia, CERE (2014)

- **Impactos en el Suelo**

Es quizás, el componente ambiental que puede verse más afectado por casi todos los energéticos y/o tecnologías propuestas, tanto por el uso propiamente tal, como por las alteraciones en las diferentes características del suelo. Dentro de los impactos transversales se tiene la alteración de circuitos de interés turístico-recreativo y de interés cultural, que pudieran estar cercanos a la instalación de alguna tecnología energética y/o a la explotación de algún recurso.

Las minas de carbón tienen un gran impacto visual por cambios en la geomorfología del suelo, y los líquidos que se desprenden por lo general pueden acarrear contaminantes.

La exploración y explotación de hidrocarburos, sobre todo de pozos no convencionales, requiere la intervención de grandes superficies, generando un evidente cambio en el uso del suelo, y provocando alteraciones con otros usos como la ganadería, agricultura y turismo. Algo similar, pero en menor escala puede ocurrir para el uso de la geotermia de baja entalpía, al tener que realizar pozos de exploración sobre todo. A estos impactos se les debe sumar las alteraciones provocadas por la construcción y mantención de ductos para el transporte de hidrocarburos.

La intervención del bosque ya sea para explotación forestal propiamente tal como para la extracción de parte del material residual que queda de dicha explotación, también provoca alteraciones en el suelo sobre todo con el ingreso de maquinaria pesada necesaria para la extracción.

La instalación de parque eólicos, también producen impactos visuales importantes en la geomorfología del suelo y el paisaje. No es posible evitar la degradación del paisaje. La magnitud de la contaminación dependerá de las condiciones naturales y de la intensidad del aprovechamiento de la fuerza eólica. Los parques eólicos afectan más el paisaje que las instalaciones aisladas.

En la Tabla 9.1.4, se muestran impactos específicos sobre el subcomponente del suelo “paisaje”, puesto que este factor se verá alterado de todas formas, independiente de la tipología de proyecto energético que se seleccione.

Tabla 9.1.4 – Impactos Ambientales Específicos en el paisaje

Factor Ambiental Territorial	Impactos Ambiental Específico
Paisaje	Deterioro de la calidad intrínseca de paisajes sobresalientes
	Deterioro de la calidad de vistas exteriores desde puntos escénicos
	Efectos inducidos por incremento de la vulnerabilidad adquirida del paisaje por aumento de la accesibilidad humana
	Efecto inducido positivo sobre el paisaje al ser más fácilmente visible.

Fuente: Elaboración Propia, CERE (2014)

Finalmente si se considera suelo, al sedimento marino, la utilización de tecnologías undimotrices y/o mareomotrices pueden alterar las características del sustrato marino durante el proceso de instalación de fondeos y cables submarinos.

- **Impactos en Recursos Hídricos**

El agua es uno de los elementos utilizados por diversas centrales energéticas y conforme se expanden las necesidades de energía de un país, se utiliza una mayor cantidad de agua fresca en plantas energéticas. La infraestructura energética compite por el uso del agua ejerciendo presión en zonas que pasan por estrés hídrico, sin embargo, esta situación no es de ocurrencia permanente en la Región de Magallanes.

Las tecnologías de generación eléctrica térmica son especialmente vulnerables a posible escasez de agua, también lo son la hidroelectricidad y la bioenergía. El cambio climático puede traer mayores restricciones y dificultades a sistemas energéticos intensivos en agua (Sathaye et al., 2011; Ebinger y Vergara, 2011).

El nivel de consumo de agua en la termoelectricidad es mayor que el de fuentes térmicas renovables porque requiere enfriamiento y circulación para las turbinas (en la región se emplea ciclo cerrado con aeroenfriadores). De acuerdo a ese consumo, en las segundas se encuentran la energía solar CSP y sistemas de bioenergía como combustión combinada y cogeneración; y en las primeras, las tecnologías convencionales de carbón, gas, petróleo y nuclear. Esta última sin presencia en la matriz regional.

La hidroelectricidad no realiza un uso consuntivo del agua, pero requiere realizar retiros de caudales, aunque los reservorios también pueden apoyar otras estrategias de manejo del agua como control de inundaciones y almacenamiento para épocas secas (Sathaye et al., 2011). Sin embargo, este tipo de alteraciones se da con mayor frecuencia en centrales hidroeléctricas de mayor envergadura, que no corresponden a las pensadas para las zonas identificadas de la región, correspondientes a mini centrales de paso.

Las centrales hidroeléctricas pequeñas, tienden a tener impactos relativamente pequeños y localizados para el medioambiente. Estos son causados por las actividades propias de la construcción y también por alteraciones en la calidad del agua, flujos en los ecosistemas y uso del agua. Se puede decir que los proyectos a pequeña escala no producen impactos significativos al ambiente local cuando están instalados y operados en forma apropiada.

La mayor parte de los impactos provenientes de la construcción, son típicos de la actividad ingenieril asociada a ella tales como trastornos temporales por el transporte de materiales, ruido, intrusión visual, polvo, etc. Hay impactos adicionales en el ambiente acuático, incluyendo incrementos de material en suspensión y turbiedad, aunque pueden ser minimizados con una operación planificada.

El área de tierra inundada en proyectos a pequeña escala no es grande, pero pueden presentarse efectos perjudiciales debidos a la reducción del flujo de agua entre el punto de extracción y el punto de retorno del agua, lo cual puede conducir al deterioro de la calidad del agua, cambios en el hábitat y posible concentración de contaminantes. Esto se debería reducir si se determinan niveles de flujo menores en la construcción, y que sean mantenidos en la operación.

No obstante, las instalaciones hidráulicas pueden tener efectos beneficiosos para los ríos. En particular, capturan y remueven una gran cantidad de escombros durante la operación, el flujo de agua se puede hacer más lento, lo que disminuye la erosión en la ribera del río y el nivel del río aguas arriba puede aumentar.

La construcción de presas o embalses, puede causar trastornos ecológicos en la flora y fauna del río, y a la vegetación circundante. No obstante, el periodo de construcción es corto, a lo más un año. Si se toma cuidado durante estas actividades, la mayor parte de los impactos son mínimos y temporales, y los ecosistemas son capaces de recuperarse rápidamente.

Dentro de las tecnologías térmicas el impacto en el uso del agua depende de la opción tecnológica, debiendo señalar que, ciertas opciones tienen un menor consumo pero incurren en mayores costos. Por ello, la planificación y el uso de determinada tecnología requiere de una evaluación del contexto en el cual operará y la situación del recurso hídrico (Sathaye et al., 2011). Este aspecto se relaciona directamente con la gasificación de carbón, sin embargo se piensa en opciones lo menos impactantes para el recurso hídrico como se verá más adelante.

Aquellas tecnologías de fuentes de energía renovable que utilizan sistemas térmicos pueden ocasionar impactos de contaminación térmica al devolver caudales de agua con mayor temperatura que la de la fuente original. Las hidroeléctricas pueden tener impactos sobre la temperatura y el contenido de oxígeno disuelto en las aguas que restituyen, así como el caudal ecológico y la sedimentación a lo largo de la cuenca (Sathaye et al., 2011).

Otras tecnologías como la de olas y mareas con represas de mareas pueden afectar la hidrología y salinidad de estuarios. Sin embargo, las zonas pensadas en la primera angostura del Estrecho de Magallanes, no presentan zonas estuarinas importantes, salvo el sector del Río Side, en Bahía Lomas.

La geotermia puede afectar la calidad del agua superficial y subterránea a través de fugas de fluidos geotérmicos. Por ello, se requieren medidas y planes de manejo ambiental en estas tecnologías de energía renovable. Sin embargo, para la Región en este caso se proponen modelos pilotos de Geotermia de Baja Entalpía, donde no se espera afectar el recurso hídrico.

Para el caso de la explotación de carbón, los líquidos que se desprenden por lo general pueden acarrear contaminantes, al igual que las emisiones de material particulado que pueden llegar a cursos de agua. Algo similar ocurre con la explotación de hidrocarburos y específicamente existe bastante discusión sobre los posibles impactos a los acuíferos, producto de la fractura hidráulica necesaria en los pozos no convencionales, sin embargo, no existe suficiente bibliografía que permitan evidenciar estos efectos, los cuales también dependen mucho del tipo de yacimiento y de la tecnología propiamente tal a utilizar en la perforación. Otro aspecto a considerar es la disposición de los líquidos empleados para realizar el proceso de fractura, los cuales retornan parcialmente a la superficie.

Con relación a la gasificación de carbón para producción de gas natural sintético, existe una etapa del proceso que requiere el uso de agua. Una alternativa que puede causar menores impactos es la utilización de aguas residuales para enfriamiento, provenientes de otro proceso o el uso de agua de mar.

- **Gestión de Residuos**

La gestión de residuos de cualquier índole es un tema transversal a la generación de energía, existiendo algunos procesos que consideran residuos no sólo de origen domiciliario (o asimilables), si no que el necesario manejo de residuos peligrosos. Todas las actividades de exploración y explotación de hidrocarburos y carbón, y el manejo de “commodities” como el diésel, propano, requieren de Planes de Manejo de Residuos Peligrosos, al igual que las tecnologías no presentes en la Región como la gasificación de carbón.

Dentro de los impactos ambientales, asociados a la utilización de algunas tecnologías, se tienen los que se producen durante la eliminación o recambio de equipos y/o sus componentes, dada la materialidad de los mismos, por ejemplo, algunos de los materiales que se utilizan para los colectores y células solares, poseen componentes como acero, cobre y aluminio, que deben ser

eliminados en forma adecuada, al igual que las baterías que pueden acompañar sistemas particulares eólicos, fotovoltaicos u otros.

- **Impactos en la Salud**

Los beneficios a la salud de las tecnologías de fuentes de energía renovable consisten en menor emisión de contaminantes primarios, lo cual repercute en menor riesgo de enfermedades respiratorias, de piel y cardiovasculares. Algunas tecnologías pueden presentar impactos específicos que si no son controlados afectan a la salud. Entre estos se encuentran los impactos de fertilizantes y pesticidas en el caso de cultivos de biomasa, la emisión de ácido sulfhídrico en perforaciones para geotermia, la reproducción de vectores de enfermedades en reservorios tropicales de hidroeléctricas, y molestias de ruido y oscilaciones de las turbinas eólicas cercanas a poblaciones. De todos estos posibles impactos, dadas las condiciones naturales de la región, los que podrían afectar serían las eventuales emisiones de ruidos, dependiendo de la ubicación, tipo y cantidad de aerogeneradores que se instalen. Por otro lado, la minería del carbón, pude causar importantes problemas ambientales y consecuencias negativas para la salud humana, sin embargo existen medidas de mitigación que permiten disminuir significativamente estos efectos.

Por ejemplo, los sistemas fotovoltaicos no producen humo; sin embargo, durante el proceso de carga las baterías liberan al ambiente hidrógeno en cantidades moderadas. La producción de hidrógeno no es un problema si las baterías se encuentran en una habitación ventilada; en caso contrario, se puede incrementar el riesgo de una explosión debido a la alta concentración de este gas.

El derrame de la solución de ácido sulfúrico de las baterías representa un peligro para la piel de las personas y para el suelo. En la mayoría de los casos, esta contaminación se produce cuando se abandona irresponsablemente a la intemperie baterías que han cumplido su vida útil. Esta práctica es bastante frecuente en el área rural debido a la falta de programas de educación ambiental y a la falta de recursos para el retiro ecológicamente controlado de las baterías inservibles. Los paneles pueden generar molestias estéticas, pero esto se resuelve a través de una integración a su ambiente; las reflexiones molestas disminuyen si se elimina el espejado u opacando los elementos.

- **Calidad del Aire**

Las tecnologías de fuentes de energía renovable que no requieren de combustión tienen menores impactos en la calidad del aire que los tradicionales combustibles fósiles. Estos impactos incluyen menores o nulas emisiones de contaminantes primarios como el material particulado, óxidos de nitrógeno (NOx), óxidos de azufre (SOx) y compuestos orgánicos volátiles (Sathaye et al., 2011).

Estas tecnologías tienen incluso menores impactos que combustibles fósiles más eficientes como el gas natural.

Tecnologías como la cogeneración y calefacción distrital, a partir de biomasa forestal posee menores emisiones comparadas con la combustión directa de hidrocarburos y la combustión directa de la leña, sobre todo teniendo presente los equipos utilizados y los sistemas de tratamiento de gases.

En la Tabla 9.1.5, se muestran niveles de emisión por combustión directa de diferentes combustibles.

Tabla 9.1.5 – Niveles de Emisión de diferentes combustibles por unidad de energía

Combustible	SOx SO2 (g/GJ)	NOx NO2 (g/GJ)	MP10 (g/GJ)	CO2 (Kg/GJ)
Carbón	584	200	1100*/120**	102
Diésel	495	150	60*	74
Gasolina	90	100	0,5*	74
Gas natural	0	150	0	57
Paja	130	130	1100*/800**/20***	0
Madera	130	130	500*/300**/20***	0

Fuente: CONAMA-GTZ (2007); Donde (*) Caldera; (**) Ciclón; (***) Electrofiltro.

El uso de combustibles gaseosos en el transporte, sea de origen fósil o de biomasa tiende a reducir la contaminación del aire comparado con combustibles líquidos (Sathaye et al., 2011).

- **Zonas Litorales y Marinas**

Principalmente se pueden ver afectadas debido a la ubicación que pudieran tener algunas instalaciones necesarias para la infraestructura que soporte la matriz energética propuesta, sobre todo al considerar la utilización de energías marinas (CEQUA, 2014). La aplicación tecnológica para obtención de energías marinas podría traer efectos necesarios de medir en el lugar, al igual que la posibilidad de utilizar agua de mar para los procesos involucrados como lo que ocurre con la gasificación de carbón.

- **Naturaleza y Biodiversidad**

La instalación de centrales de energía renovable ocasiona impactos sobre la biodiversidad y los ecosistemas, modifican hábitats y provocan cambios de uso del suelo para instalar las obras civiles y la infraestructura de transmisión. Además de ello, algunos de los impactos al aire y agua antes mencionados también afectan a la biodiversidad (Sathaye et al., 2011). Se suma que la explotación

forestal también genera impactos en los hábitats del bosque, por lo cual se debe colocar énfasis en el uso de los residuos forestales que pueden traer impactos positivos a la regeneración del bosque, al dejar mayor espacio para el crecimiento de los renovales.

Las plantas centralizadas de módulos PV pueden ocasionar cambios en la vegetación circundante por efectos de sombra. Los sistemas geotérmicos pueden contaminar hábitats adyacentes cuando se realiza la disposición de fluidos tóxicos (por ejemplo, fluidos para perforación). Aves y murciélagos pueden colisionar contra las turbinas eólicas (Sathaye et al., 2011). Sin embargo, existen opiniones diversas sobre este tema, y se considera que la probabilidad de que esto ocurra es baja, salvo si la fauna nidifica en las instalaciones de los equipos de aerogeneración.

Las hidroeléctricas generan alteraciones del caudal ecológico y de rutas migratorias de peces, además de ello pueden generar introducción de especie, en el caso de que se permita piscicultura en reservorios, y cambios en las comunidades de peces. Las represas de mareas afectan la salinidad.

La Región de Magallanes y Antártica Chilena, posee la particularidad de tener sobre un 53% de áreas protegidas oficialmente, o bajo alguna denominación especial, como Reserva de Biosfera, o sitios prioritarios de conservación de la biodiversidad. En la Tabla 9.1.6, se muestra un detalle de los posibles impactos que se pueden verificar en dichas áreas.

Tabla 9.1.6 – Impactos Ambientales Genéricos y Específico

Alteración de Áreas Protegidas	Afectación directa por ocupación a espacios naturales con algún tipo de protección
	Afectación indirecta (alteraciones de factores físicos o biológicos) a espacios naturales con algún tipo de protección.
	Efectos inducidos en los valores naturales de las áreas protegidas por incremento de la presencia humana

Fuente: Elaboración Propia, CERE (2014)

- **Impactos Viales**

Se producen principalmente por el transporte periódico de algún energético, como puede darse en el caso de la materia prima para una planta de propano/aire, carbón, o biomasa (leña, astillas), o el uso de combustibles líquidos como diésel y gasolinas.

- **Impactos Socioeconómicos**

Pueden ser diversos, dependiendo principalmente de la tipología de proyecto energético, o recurso a utilizar. Los principales corresponden a: alteraciones producidas en diversas actividades económicas que se realizan en el área de influencia de un proyecto energético (ganadería,

turismo, pesca, etc.), generación de empleo, variaciones en los precios de energéticos, variaciones en el desarrollo productivo de una determinada comuna o la región, variaciones en la generación de mano de obra calificada, entre otros.

- **Impactos Culturales y Patrimoniales**

Dentro de los principales impactos a considera en este punto se tienen las alteraciones a los recursos patrimoniales, históricos y arqueológicos, presentes en gran parte de la Región de Magallanes y Antártica Chilena, incluyendo el borde costero y zonas submarinas. El paisaje natural también cabe dentro de ésta categoría, sobre todo si las instalaciones energéticas, son emplazadas en zonas altamente visibles y/o con valor patrimonial, impacto que disminuye si el emplazamiento es en una zona industrial ya alterada, como por ejemplo Barrio Industrial y Cabo Negro en Punta Arenas.

9.2 Componentes Ambientales Alternativas Matrices

9.2.1 Identificación de Principales impactos

En primer lugar a modo de recordatorio se presentan los principales energéticos y/o energías a utilizar en las matrices propuestas (Alternativas), para posteriormente analizar los factores ambientales recogidos de la experiencia internacional, nacional y regional que intervienen para cada uno de ellos, y finalmente asignar una ponderación relativa asignada por el equipo de trabajo, la que se contrastará con el análisis realizado en los Talleres de Expertos y en el proceso de aplicación de criterios de EAE.

En la Tabla 9.2.1, se muestran los energéticos empleados en cada alternativa propuesta.

Tabla 9.2.1 – Componentes Alternativas Matrices Energéticas

Comuna	Alternativa Energética 1	Alternativa Energética 2	Proyectos Pilotos
Cabo de Hornos	Diésel Propano Gasolinas Biomasa Eólica Solar Fotovoltaica Hidroeléctrica	Diésel Propano Gasolinas Biomasa Eólica Solar Fotovoltaica Hidroeléctrica	Biomasa – Generación Distrital Geotermia de Baja Entalpía
Timaukel	Diésel Propano Gasolinas Biomasa Eólica	Diésel Propano Gasolinas Biomasa Eólica	Biomasa – Cogeneración
Porvenir	Gas natural Diésel Propano Gasolinas Eólica Solar Fotovoltaica	Gas natural Diésel Propano Gasolinas Eólica Solar Fotovoltaica	--
Primavera	Gas natural Diésel Propano Gasolinas Eólica	Gas natural Diésel Propano Gasolinas Eólica	Geotermia de Baja Entalpía
San Gregorio	Gas natural Diésel Propano Gasolinas Eólica	Gas natural Diésel Propano Gasolinas Eólica	Geotermia de Baja Entalpía Mareomotriz
Laguna Blanca	Gas natural Diésel Propano Gasolinas Eólica	Gas natural Diésel Propano Gasolinas Eólica	--
Río Verde	Diésel Propano Gasolinas Eólica	Diésel Propano Gasolinas Eólica	Solar Fotovoltaica Solar Térmica
Punta Arenas	Gas natural de GNL Diésel Propano	Gas natural de GNS (gasificación de carbón) Diésel	

Comuna	Alternativa Energética 1	Alternativa Energética 2	Proyectos Pilotos
	Gasolinas Eólica Solar Fotovoltaica	Propano Gasolinas Eólica Solar Fotovoltaica	
Puerto Natales	Gas natural Diésel Propano Gasolinas Eólica Solar Fotovoltaica	Gas natural Diésel Propano Gasolinas Eólica Solar Fotovoltaica	Híbrido Eólico-Biomasa
Torres del Payne	Diésel Propano Gasolinas Biomasa Eólica	Diésel Propano Gasolinas Biomasa Eólica	Solar Fotovoltaica Solar Térmica

Fuente: Elaboración Propia CERE

En la Tabla 9.2.2 se muestran las interacciones entre los impactos genéricos y las tecnologías y/o procesos en evaluación, para recursos energéticos fósiles. Como se puede apreciar, para la perforación de pozos, en las etapas de exploración y producción, se consideran impactos similares entre los procesos con gas natural convencional y no convencional (fractura), debido a que según información entregada por ENAP, y observada en página del SEA, el tipo de yacimiento denominado Tight gas no presenta características en la Región, que ameriten impactos diferentes, a los generados en los procesos convencionales, salvo el número de pozos necesarios, pero esto se podría solucionar con los nuevos sistemas de pozo múltiple. Para etapa de producción de gas natural, se consideran los impactos de la construcción y operación de instalaciones de producción en superficie como baterías de separación, sistemas de compresión y líneas o ductos de transporte. Los impactos viales sólo se asocian a aquellos procesos donde es necesario transportar vía terrestre algún energético. De igual forma, para varios de los proceso indicados no se considera cambio de uso del suelo, pues en la información analizada para las alternativas evaluadas, existen zonas predeterminadas para ubicación de plantas, en sectores con uso industrial.

En la Tabla 9.2.3, se muestran las interacciones entre los impactos genéricos y las tecnologías y/o procesos de evaluación para recursos energéticos renovables. Al igual que en caso anterior, se considera cambio de uso de suelo para aquellas alternativas tecnológicas, que a la fecha no se conoce totalmente su ubicación.

Tabla 9.2.2 – Impactos Genéricos y Tecnologías - Procesos con Recursos Energéticos Fósiles

Tecnología y/o Proceso / Impacto Genérico	Perforación Convencional Hidrocarburos	Perforación No Convencional Hidrocarburos	Explotación de carbón	Producción gas natural	Regasificación de gas natural GNL	Gasificación de carbón	Producción de Propano/aire	Generación con Diésel	Generación con Propano
Cambio de Uso de suelo	X	X	X	X					
Alteración del Suelo	X	X	X	X	X	X	X		
Alteración Recursos Hídricos	X	X	X	X	X	X		X	
Alteración Biodiversidad	X	X	X			X			
Contaminación	X	X	X	X	X	X	X	X	X
Impactos Viales			X				X	X	X
Impactos Socioeconómicos	X	X	X	X	X	X	X	X	X
Impactos Culturales y Patrimoniales	X	X	X	X					

Fuente: Elaboración Propia CERE

Tabla 9.2.3 – Impactos Genéricos y Tecnologías - Procesos con Recursos Energéticos Renovables

Tecnología y/o Proceso / Impacto Genérico	Aerogeneración	Solar Fotovoltaica	Solar Térmica	Cogeneración Biomasa Distrital	Geotermia Baja Entalpía	Mareomotriz	Central Hidroeléctrica de Paso
Cambio de Uso de suelo	X			X		X	X
Alteración del Suelo	X			X	X	X	X
Alteración Recursos Hídricos						X	X
Alteración Biodiversidad	X			X		X	X
Contaminación	X	X	X	X	X	X	X
Impactos Viales				X			
Impactos Socioeconómicos	X	X	X	X	X	X	X
Impactos Culturales y Patrimoniales					X	X	

Fuente: Elaboración Propia CERE

Finalmente, en las Tablas 9.2.4, 9.2.5 y 9.2.6, a través de un análisis multi variables se evaluaron los aspectos ambientales para cada alternativa propuesta, considerando igual ponderación, a la empleada en la aplicación de criterios para una EAE, correspondiente a: 0 – No hay impacto, 1 – Impacto Bajo, 2 – Impacto Medio y 3 – Impacto Alto, pero sin análisis de factores críticos, solamente considerando los posibles impactos del conjunto de recursos de cada alternativa.

Tabla 9.2.4 - Valoración de Impactos ambientales para Alternativa 0

Impactos Genéricos / Recurso Energético	Recursos Fósiles			Recursos Renovables			
	Gas Natural Convencional y No Convencional	Propano	Diésel	Hidroeléctrica	Eólica	Biomasa	Solar – Fotovoltaica
Suelo							
Alteración del Suelo	2	0	1	1	1	1	1
Alteración del Paisaje	3	0	0	1	3	1	1
Agua							
Alteración Recursos Hídricos Superficiales	2	0	0	1	0	1	0
Alteración Recursos Hídricos Subterráneos	1	0	0	0	0	0	0
Contaminación							
Cambio Climático (Emisiones de GEI)	1	1	2	0	0	0	0
Contaminación por Emisiones Atmosféricas	1	1	2	0	0	1	0
Contaminación de Aguas	0	0	1	1	0	1	0
Contaminación por energía como térmica, acústica, campos electromagnéticos, etc.	0	0	0	0	0	0	0
Biodiversidad							
Alteración de la Biodiversidad (Especies y Hábitats)	2	0	1	1	1	1	0
Alteraciones en Áreas Protegidas o con alguna condición especial.	0	0	1	1	1	1	0
Impactos Viales	0	1	1	0	0	1	0
Impactos Socioeconómicos	2	1	1	1	1	1	1
Impactos Culturales y Patrimoniales	0	0	0	1	1	0	0
TOTAL	14	4	10	8	7	9	3

Fuente: Elaboración Propia CERE

Tabla 9.2.5 - Valoración de Impactos ambientales para Alternativa 1

Impactos Genéricos / Recurso Energético	Recursos Fósiles					Recursos Renovables			
	Gas Natural	GNL	Propano/Aire	Propano	Diésel	Hidroeléctrica	Eólica	Biomasa	Solar – Fotovoltaica
Suelo									
Alteración del Suelo	2	1	1	0	1	1	1	1	1
Alteración del Paisaje	3	0	0	0	0	1	3	1	1
Agua									
Alteración Recursos Hídricos Superficiales	1	1	0	0	0	1	0	1	0
Alteración Recursos Hídricos Subterráneos	1	0	0	0	0	0	0	0	0
Contaminación									
Cambio Climático (Emisiones de GEI)	1	1	1	1	2	0	0	0	0
Contaminación por Emisiones Atmosféricas	1	1	1	1	2	0	0	1	0
Contaminación de Aguas	0	1	0	0	1	1	0	1	0
Contaminación por energía como térmica, acústica, campos electromagnéticos, etc.	0	1	1	0	0	0	0	0	0
Biodiversidad									
Alteración de la Biodiversidad (Especies y Hábitats)	1	1	0	0	1	1	1	1	0
Alteraciones en Áreas Protegidas o con alguna condición especial.	0	0	0	0	1	1	1	1	0
Impactos Viales	0	0	2	1	1	0	0	1	0
Impactos Socioeconómicos	1	2	1	1	1	1	1	1	1
Impactos Culturales y Patrimoniales	0	0	0	0	0	1	1	0	0
TOTAL	11	9	7	4	10	8	7	9	3

Fuente: Elaboración Propia CERE

Tabla 9.2.6 - Valoración de Impactos ambientales para Alternativa 2

Impactos Genéricos / Recurso Energético	Recursos Fósiles					Recursos Renovables			
	Gas Natural	Carbón	Propano/Aire	Propano	Diésel	Hidroeléctrica	Eólica	Biomasa	Solar – Fotovoltaica
Suelo									
Alteración del Suelo	2	2	1	0	1	1	1	1	1
Alteración del Paisaje	3	3	0	0	0	1	3	1	1
Agua									
Alteración Recursos Hídricos Superficiales	1	1	0	0	0	1	0	1	0
Alteración Recursos Hídricos Subterráneos	1	1	0	0	0	0	0	0	0
Contaminación									
Cambio Climático (Emisiones de GEI)	1	1	1	1	2	0	0	1	0
Contaminación por Emisiones Atmosféricas	1	1	1	1	2	0	0	0	0
Contaminación de Aguas	0	1	0	0	1	1	0	1	0
Contaminación por energía como térmica, acústica, campos electromagnéticos, etc.	0	1	1	0	0	0	0	0	0
Biodiversidad									
Alteración de la Biodiversidad (Especies y Hábitats)	1	1	0	0	1	1	1	1	0
Alteraciones en Áreas Protegidas o con alguna condición especial.	0	0	0	0	1	1	1	1	0
Impactos Viales	0	1	2	1	1	0	0	1	0
Impactos Socioeconómicos	1	1	1	1	1	1	1	1	1
Impactos Culturales y Patrimoniales	0	0	0	0	0	1	1	0	0
TOTAL	11	14	7	4	10	8	7	9	3

Fuente: Elaboración Propia CERE

De la Tabla 9.2.4, se puede apreciar que, en orden de magnitud el gas natural posee mayores impactos. Esto se debe a que aquí se ha considerado la exploración y explotación no convencional, que tal como se ha indicado en capítulos anteriores, se requiere un buen número de pozos para tener niveles de producción estables y cada pozo requiere instalaciones en superficie.

Le sigue en magnitud el uso del diésel, que si bien, en la región no requiere de nueva infraestructura, al ser principalmente un recurso que viene de fuera de la región (a excepción del diésel marino y antártico), su carga ambiental es mayor por los riesgos asociados a incidentes de contaminación.

En la Tabla 9.2.5, el GNL y la biomasa aparecen con una ponderación similar, sin embargo, si la biomasa a utilizar es preferentemente de residuos que hoy en día no tiene un mayor uso o valor agregado, la carga ambiental de este recurso disminuiría, sin embargo, si se sigue su explotación como leña, o no se emplean equipos de combustión adecuados, su ponderación debería ser aumentada. En el caso del GNL, los impactos preferentemente son en la etapa de construcción, como en muchos de los casos de utilización de energías renovables.

De la Tabla 9.2.6, se puede apreciar que, en orden de magnitud el carbón posee mayores impactos, sobre todo si se considera la extracción del recurso propiamente tal. La gasificación de carbón contribuye con la carga ambiental de generación de aguas residuales, más que por el nivel de emisiones a la atmósfera, sin embargo, hoy en día existen sistemas de tratamiento ampliamente usados, que pueden mitigar impactos de esta tecnología, los cuales son significativamente menores a la opción de emplear combustión directa del carbón como en una termoeléctrica, por ejemplo.

Si se comparan los valores de las cargas ambientales de las alternativas, la Alternativa 0 es de 55, la Alternativa 1 de 68 y la Alternativa 2 es de 73, simplemente por la incorporación del carbón. Es importante mencionar que en ambas alternativas, se está considerando el uso de los combustibles que se usarían en la matriz térmica y eléctrica. Ahora bien, es necesario recordar que para proyectos específicos los impactos pueden variar, ya que dependerá no sólo del tipo de recurso y tecnología, sino del emplazamiento final de dichas iniciativas.

Finalmente, en la Tabla 9.2.7, se muestra la valoración de los impactos, que pudieran llegar a considerarse en la implementación de los proyectos pilotos de energías renovables. Para efectos de diferenciar impactos, se separa cogeneración de sistema distrital, en el entendido que el primero genera agua caliente o vapor, junto a electricidad, y el segundo distribuye el agua o el vapor. Se evalúa sólo mareomotriz, pues es la tecnología donde existen posibilidades de proyectos en el corto y mediano plazo, y se considera el uso de bombas de calor para geotermia de baja entalpía, pero incorporando la etapa de perforación del suelo.

Tabla 9.2.6 - Valoración de Impactos ambientales para proyectos pilotos

Impactos Genéricos / Recurso Energético	Recursos Renovables			
	Biomasa Distrital	Biomasa Cogeneración	Geotermia Baja Entalpia	Mareomotriz
Suelo				
Alteración del Suelo	1	1	2	1
Alteración del Paisaje	1	1	1	1
Agua				
Alteración Recursos Hídricos Superficiales	0	0	0	0
Alteración Recursos Hídricos Subterráneos		0	1	0
Contaminación				
Cambio Climático (Emisiones de GEI)	0	0	0	0
Contaminación por Emisiones Atmosféricas	0	0	0	0
Contaminación de Aguas	0	0	0	1
Contaminación por energía como térmica, acústica, campos electromagnéticos, etc.	0	0	0	1
Biodiversidad				
Alteración de la Biodiversidad (Especies y Hábitats)	1	1	0	1
Alteraciones en Áreas Protegidas o con alguna condición especial.	0	0	0	0
Impactos Viales	1	1	0	0
Impactos Socioeconómicos	1	1	1	1
Impactos Culturales y Patrimoniales	1	0	1	1
TOTAL	6	5	6	7

Fuente: Elaboración Propia CERE

Tal como se puede apreciar en la Tabla 9.2.6, el total ponderado para la carga ambiental de cada tecnología y recurso considerado, es bastante similar, siendo levemente mayor en la aplicación de energías marinas, pero con posibilidades de disminuir su ponderación en la medida que se tengas claras las características técnicas del prototipo. Un factor importante a considera será el lugar de emplazamiento, puesto que en este análisis no se ha considerado la implementación de ninguna de las tecnologías cerca de un área protegida.

9.3 Comentarios y Recomendaciones

- A modo de recomendación, y a la hora de discutir la Política Energética Regional, se recomienda revisar en una mesa territorial, las posibles ubicaciones de nuevos emplazamientos energéticos, de forma que se analice en forma previa las variables ambientales que se pueden ver alteradas.

- A la hora de analizar ambientalmente las alternativas propuestas de matrices energéticas, es necesario considerar que la evaluación de impactos ambientales, es casuística, y dependerá de cada proyecto en particular que se desarrolle y del área de influencia de dicho proyecto, por lo cual lo desarrollado en el presente trabajo, es sólo la aplicación de consideraciones ambientales, que permiten vislumbrar aquellas iniciativas que tendrán una mayor implicancia o carga ambiental.

- La mayoría de los factores e impactos considerados, tienen una estrecha afinidad con los resultados de la aplicación de criterios de una evaluación ambiental estratégica, dado que existen consideraciones ambientales que son percibidas por la comunidad, y en mayor grado por los expertos que participaron de la discusión de las alternativas, lo que valida en gran medida el análisis.

10. Análisis Factibilidad de Matriz Energética

10.1 Coherencia o conflictos con Estrategia de Desarrollo Regional

Durante el año 2011 se elaboró la Estrategia de Desarrollo Regional 2020, cuya imagen objetivo indica "Al 2020, la Región de Magallanes y Antártica Chilena, habrá logrado un crecimiento y desarrollo económico sostenido y sustentable, contará con un sistema de leyes e incentivos especiales que articulará una visión integrada de desarrollo, lo que habrá permitido superar la pobreza, respetando la diversidad sociocultural, con empoderamiento ciudadano y una valoración del patrimonio natural y cultural, que otorgará un sello multicultural de la Patagonia chilena. Ello, redundará en una alta integración territorial, con una conexión expedita con el territorio nacional, permitiendo que la Región sea una puerta de entrada nacional e internacional a la Antártica, insertando así a Magallanes al ámbito científico y tecnológico mundial".

La Estrategia de Desarrollo, se manifiesta a través de 12 ámbitos de acción:

(1) Competitividad y Desarrollo Productivo
(2) Desarrollo Social
(3) Pueblos Indígenas
(4) Cultura y Patrimonio
(5) Infraestructura y conectividad
(6) Antártica
(7) Ciencia tecnología e Innovación
(8) Leyes e Incentivos Especiales
(9) Genero
(10) Descentralización
(11) Territorial
(12) Medio Ambiente y Sustentabilidad

Dentro del punto (1) de ***Competitividad y Desarrollo Productivo***, se distinguen los sectores de Turismo, Minero-Energético, Pesca y Acuicultura, Agricultura, Ganadería y Forestal, Servicios Marítimos y Portuarios. A su vez dentro de estos sectores podemos destacar varios puntos que tiene relación al desarrollo energético de la Región, puntos con los cuales se procede a hacer el análisis de coherencias y conflictos:

- **Sector Minero – Energético**

”En consecuencia, las perspectivas de la sector minero energético están puesta en: reimpulsar vía CEOP la exploración y explotación de hidrocarburos, desarrollar y fortalecer la industria del carbón, diversificar la matriz energética vía gasificación del carbón, y/o el desarrollo de las energías renovables no convencionales, como así también impulsar la incorporación de nuevos actores empresariales regionales a las cadenas de valor del sector minero energético”.

Se indica dentro de la imagen objetivo de éste sector, entre otros que “El sector minero energético es uno de los principales "motores económicos" de la región de Magallanes y Antártica Chilena, y está encadenado con los otros sectores productivos”. Es necesario lograr un desarrollo sustentable que combine diferentes actividades económicas ofreciendo a la región los beneficios de las distintas industrias. Para ello se requiere desarrollar una visión compartida en torno al futuro energético de Magallanes y su importancia para la región. De igual forma, se indica que “El carbón representa el principal desarrollo productivo de impacto estructural en la economía regional. A su vez los avances en materia de gestión de negocios en los Hidrocarburos (que representan los CEOPs), como el fomento a las Energías No Convencionales, están encaminadas a mantener cubiertos los requerimientos energéticos regionales (domiciliario e industrial), y también a la industria petroquímica.”

Para lograr lo anteriormente descrito, se tiene el desarrollo de los siguientes objetivos estratégicos:

OBJETIVO 2.1. Propiciar el desarrollo de la exploración y explotación de los hidrocarburos (petróleo y gas), mediante el fortalecimiento de modelos de negocios (como por ejemplo los CEOPs) que permita captar el interés de actores interesados en invertir, definiendo el rol del Estado y las Empresas.

OBJETIVO 2.2. Propiciar el desarrollo de un modelo productivo sustentable para la minería del carbón, considerando una comunicación eficaz, educación en procesos y la participación de la comunidad local.

OBJETIVO 2.3. Propiciar acciones e iniciativas regionales que fortalezcan las estrategias de eficiencia energética (en el Marco de la Política Nacional).

En las Tablas 10.1.1 y 10.1.2, se muestran las acciones e indicadores del impacto para un determinado ámbito territorial de la región, para los Objetivos 2.2 y 2.3, enmarcando en color amarillo las acciones a impulsar:

Tabla 10.1.1 - Acciones e Indicadores para Objetivo 2.2

TERRITORIO DE IMPACTO	ACCIONES	INDICADOR DE IMPACTO			PLAZO
		INDICADOR	FUENTE	FORMULA	
· Provincia de Última Esperanza · Provincia de Magallanes · Provincia de Tierra del Fuego	A2.2.1. Iniciativas tendientes a fortalecer la sustentabilidad de la gestión de la industria del carbón (procesos productivos, medioambientales y de vinculación con la comunidad).	Aumento del numero de iniciativas de sustentabilidad impulsadas por empresas mineras (Año base 2012)	· MINISTERIO DEL MEDIO AMBIENTE	*(N° de iniciativas año(N) - N° iniciativas año(2012)) / (N° iniciativas año(2012))*100%*	CORTO
	A2.2.2.Iniciativas de fomento a los encadenamientos efectivos entre las PYMES regionales y las industrias ligadas a la producción de Carbón, provocando mayores y mejores impactos en la economía regional y local.	Aumento del N° de Empresas regionales vinculadas a la cadena de valor del carbón (Año base 2012)	· SEREMI de Minería	*(N° empresas relacionadas al carbón año(N) - N° empresas relacionadas al carbón año(2012)) / (N° empresas relacionadas al carbón año(2012))*100%*	
	A2.2.3. Iniciativas de articulación y conformación de sistema productivo coordinado bajo el modelo de "Hélice Regional" (Gobierno Regional-Universidad-Empresas-Capitales)				
	A2.2.4.Iniciativas de articulación con las empresas asociadas a la explotación del Carbón para incorporar acciones educativas (Charlas, tareas, investigaciones, cursos, etc.)	Aumento del N° de iniciativas educacionales vinculadas al conocimiento del carbón. (Año base 2012)	· SEREMI Educación	*(N° iniciativas educacionales año(N) - N° iniciativas educacionales año(2012) / N° iniciativas educacionales año2012))*100%*	
	A2.2.5. Desarrollar una agenda de innovación, ciencia y tecnología orientada a la gasificación del carbón.	Existencia de una agenda de innovación ciencia y tecnología orientada a la gasificación del carbón.	· GORE · SEREMI de Minería	*1 = agenda construida; 0 = agenda no construida*	
		N° de instituciones y empresas vinculadas a las acciones impulsadas por la Agenda.		*N° de instituciones y empresas vinculadas a la agenda*	

Fuente: Estrategia de Desarrollo Regional (2011).

Tabla 10.1.2- Acciones e Indicadores para Objetivo 2.3

TERRITORIO DE IMPACTO	ACCIONES	INDICADOR DE IMPACTO			PLAZO
		INDICADOR	FUENTE	FORMULA	
Regional	A2.3.1. Diseñar plan regional de acción de eficiencia energética (2012-2020) que permita incorporar elementos de eficiencia energética en los distintos sectores productivos regionales, así como sector edificación, Industria y Minería, Servicios.	Aumento del N° de Instituciones y Empresas incorporadas al Plan Regional de Acción de Eficiencia Energética (Año base 2012)	· SEREMI DE ENERGIA · Consejo de Producción Limpia.	*(N° instituciones y empresas en el Plan de EE. Año(N) - N° instituciones y empresas en Plan de EE. Año (2012)) / (- N° instituciones y empresas en Plan de EE. Año(2012))*100%*	CORTO
	A2.3.2. Generar e implementar un sello regional de eficiencia energética EE, que premie a las empresas líderes a nivel regional en desarrollo de EE.	Existencia de sello regional de eficiencia energética.	· SEREMI DE ENERGIA	*1 = existe sello regional; 0 = no existe sello regional*	
		Aumento del N° de Instituciones y empresas con Sello Regional de EE. (Año base 2012)		*(N° empresas con sello regional año(N) - N° empresas con sello regional año(2012)) / (N° empresas con sello regional año(2012))*100%*	
	A2.3.3. Diseñar e implementar estándares regionales mínimos de eficiencia energética recomendado para productos comercializables	Existencia de estándares regionales mínimos de eficiencia energética	· SEREMI DE ENERGIA	*1 = existencia de estándares; 0 = no existencia*	
	A2.3.4.Diseñar e implementar un programas comunales de iluminación residencial eficiente y de alumbrado público	Aumento del N° de Comunas que participan en los programas de EE en la Región (Año base 2012)	· SEREMI DE ENERGIA	*(N° comunas incorporadas año(N) - N° comunas incorporadas año(2012) / N° comunas totales región)*100%*	
	A2.3.5. Creación de la comisión regional-interministerial de desarrollo de políticas regionales de eficiencia energética.	Creación de la Comisión	· GOBIERNO REGIONAL · SEREMI DE ENERGIA	*1 = comisión creada 0 = comisión no creada*	

Fuente: Estrategia de Desarrollo Regional (2011)

Coherencia: Tal como se puede apreciar en las tablas anteriores, existe concordancia entre las acciones propuestas en la estrategia regional relacionadas con impulsar la triangulación entre Gobierno- Universidad – Empresa, y las propuestas de casos pilotos a impulsar en la Alternativa 3, donde se pretende un trabajo mancomunado entre las empresas interesadas, la Universidad de Magallanes y aquellas instituciones públicas que puedan apoyar este tipo de iniciativas. Por otro lado, la aplicación de medidas de eficiencia energética viene a ser un tema transversal a incorporar en la matriz futura independiente de los energéticos que se empleen.

Conflictos: No existen conflictos aparentes, entre los Objetivos 2.2 y 2.3 y las propuestas de matriz energética regional.

OBJETIVO 2.4. Propiciar acciones e iniciativas regionales y nacionales que desarrollen una matriz energética que combine las energías tradicionales y las energías renovables no convencionales, y avanzar hacia un marco regulatorio que permita y promueva esta combinación rescatando la energía eólica, hidráulica, biomasa, entre otras.

En la región existe un potencial natural subutilizado en cuanto a posibles fuentes generadoras de energía: el viento, el carbón, el mar y el sol. En la búsqueda de nutrir la actual matriz energética, es imprescindible propiciar las condiciones para que se desarrollen estas nuevas energías. El Parque Eólico Cabo Negro es un ejemplo de que es posible generar proyectos innovadores en generación energética a partir de los recursos ambientales de la zona.

Por otra parte el declive de las reservas de Gas Natural, base de la Matriz Energética Regional, implica una imperiosa necesidad de priorizar estas alternativas, según lo indicado por la EDR[105].

Algunos antecedentes de interés sobre energías renovables con potencial en la región:

- **Energía Eólica:** La energía eólica es un potencial en la región, no obstante, presenta características de ser una fuente intermitente (no continua), por lo cual su desarrollo requiere ser complementado con otro tipo de energías, como por ejemplo turbinas de gas natural o gas sintético que son unidades de partida rápida. Por otra parte, dicho potencial se sustenta en estudios de CERE-UMAG (que han demostrado un rendimiento de 50% en factor de planta) y en la propia experiencia de METHANEX con el Parque Eólico de Cabo Negro.

- **Energía Solar:** La generación fotovoltaica es otra oportunidad, producto que técnicamente es factible de generarse en la Región de Magallanes y Antártica Chilena, porque en ciudades con igual irradiación solar, latitud y condiciones climáticas que Punta Arenas, como son Bremen y Oldenburgh en Alemania, esta fuente opera sin inconvenientes.

[105] *Estrategia Regional de Desarrollo de Magallanes y Antártica Chilena 2012 – 2020.*

- **Biomasa:** Estudios sostienen que la generación de energía producida por biomasa o Dendroenergía es factible como soluciones localizadas (Villas, estancias, parcelas), producto de la posibilidad de procesamiento de los desechos forestales de la industria maderera, dado que en la actualidad estos desechos no tienen mayores aplicaciones, salvo producciones menores de pellets para uso combustible. En el caso particular de Puerto Natales y según los análisis de la disponibilidad de los desechos de madera, estos permitirían una generación eléctrica entre 5 a 10 MW para la zona de Puerto Natales.

- **Mareomotriz:** Una de las principales características de la energía mareomotriz es su condición de ser una fuente predecible, debido a la disponibilidad de información sobre el comportamiento de mareas y corrientes marinas. Su limitación es más bien tecnológica, producto que su desarrollo se encuentra aún en una etapa muy preliminar, casi a nivel de prototipo y al igual que otras fuentes de energías renovables no convencionales, se espera que sus costos de instalación bajen progresivamente en el tiempo. Esta energía presenta un gran potencial para la región, la cual requiere del desarrollo de CTI (existen experiencias internacionales como el caso Noruego que pueden ser un referente).

- Con relación a otras fuentes de energía renovables no convencionales, tales como la "Turba" o los "Residuos orgánicos", estudios de la Comisión Nacional de Energía para la región, plantean limitaciones técnicas y económicas mayores para su implementación como alternativas en el mediano plazo. (Potencial de Biogás, CNE-GTZ (2007); Proyectos de Biomasa, CNE-GTZ (2007)).

OBJETIVO 2.5 Incentivar el desarrollo integral del sector minero por medio de la generación de información estratégica en materia productiva de la minería no metálica y metálica.

OBJETIVO 2.6 Fortalecer la calificación de la mano de obra en el sector minero energético de la región, mediante el desarrollo de un modelo de integración entre el sistema educacional y las empresas del sector.

En las Tablas 10.1.3 y 10.1.4, se muestran las acciones e indicadores del impacto para un determinado ámbito territorial de la región, para los Objetivos 2.4 y 2.6, enmarcando en color amarillo las acciones a impulsar:

Tabla 10.1.3- Acciones e Indicadores para Objetivo 2.4

TERRITORIO DE IMPACTO	ACCIONES	INDICADOR DE IMPACTO			PLAZO
		INDICADOR	FUENTE	FORMULA	
Regional	A2.4.1. Iniciativas para profundizar los estudios para definir con mejor precisión el costo de producción del gas natural sintético (GNS) a base de carbón	Nº de Iniciativas destinadas a profundizar costos de producción de gas natural sintético.	- SEREMI de Minería - SEREMI de Energía	*Nº iniciativas año(2012) + Nº iniciativas año(2013) + ____ + Nº iniciativas año(2020)*	LARGO
	A2.4.2. Profundizar investigación vinculadas a la factibilidad técnico económica de inversión en unidades de generación eléctrica con turbinas de vapor en base a carbón.	Nº de investigaciones técnico económicas de inversión en turbinas eléctricas a vapor en base a carbón		*Nº de investigaciones año(2012) + ____Nº de investigaciones año(2020)*	
	A2.4.3. Profundizar estudios de factibilidad técnico económica para el uso de energías renovables no convencionales ERNC (eólica, fotovoltaica, biomasa o dendroenergía, mareomotriz, etc.) por provincias de la región de Magallanes y Antártica Chilena.	Nº de provincias con estudios de factibilidad técnico económico del uso de energías renovable son convencionales.		*(Nº Provincias con estudios de factibilidad / Nº Provincias totales)*100%*	
	A2.4.4. Impulsar acciones de transferencia de información sobre potencial regional en energías renovables no convencionales ERNC (seminarios, estudios, acciones de difusión).	Nº de acciones de transferencia y difusión de potencial regional de ERNC		*Nº acciones de transferencia año(2012) + ____+ Nº acciones de transferencia año(2020)*	
	A2.4.5. Impulsar iniciativas de generación de energías renovables no convencionales ERNC en zonas rurales y aisladas.	% del total de matriz energética regional alimentada con ERNC.(Base 2012)		*(% total de matriz con ERNC año(t) - % total de matriz con ERNC año 2012 / % total de matriz con ERNC año 2012)*	
	A2.4.6. Actualización de estudios y proyectos del potencial hidroenergético regional.	Estudios y proyectos actualizados		*1 = estudios y proyectos actualizados; 0= estudios y proyectos desactualizados*	

Fuente: Estrategia de Desarrollo Regional (2011)

Tabla 10.1.4- Acciones e Indicadores para Objetivo 2.6

TERRITORIO DE IMPACTO	ACCIONES	INDICADOR DE IMPACTO			PLAZO
		INDICADOR	FUENTE	FORMULA	
Regional	A2.6.1. Iniciativas para el desarrollo de un programa regional de formación de capital humano calificado para el sector minero energético de la Región.	Aumento N° de RRHH calificado capacitado en materias vinculadas a la actividad Minero Energética (Base año 2012)	- SEREMI EDUCACIÓN - SENCE	*(N° personas capacitadas año(N) - N° personas capacitadas año(2012) / N° personas capacitadas año(2012))*100%*	MEDIANO
	A2.6.2. Iniciativas para el desarrollo de un programa regional de atracción y retención de capital humano calificado para el desarrollo minero energético de la Región.	Aumento de la masa crítica de capital humano calificado trabajando en el sector minero energético, año base 2012.	-SEREMI EDUCACIÓN - Instituciones de educación superior - SENCE	*((N° de capital humano calificado año(N) – N° de capital humano calificado año(2012) / N° de capital humano calificado año(2012))*100*	
	A2.6.3. Iniciativas para el desarrollo de un programa regional de capacitación para la formación de recursos humano semi calificado para el sector minero energético de la Región.	Aumento N° de RRHH semi calificado capacitado asociado a la actividad Minero Energética. Año base 2012.	- SEREMI EDUCACIÓN - SENCE	*(N° personas capacitadas año(N) - N° personas capacitadas año(2012) / N° personas capacitadas año(2012))*100%*	
	A2.6.4. Iniciativas para el desarrollo de un programa regional de becas para formación de post-grado (magister y doctorados) para el sector minero energético de la Región, en conjunto con las Empresas y las Universidades.	Programa de becas creado y financiado. Aumento del N° de Becas de Post-grado asociado a la actividad Minero Energética	- CONICYT - CORPORACION REGIONAL DE CIENCIA Y TECNOLOGÍA	*N° de Estudiantes de programa regional de postgrado especialización minero - energético año(2012) + ……. + N° Estudiantes de programa regional de postgrado especialización minero energético año(2020)*	

Fuente: Estrategia de Desarrollo Regional (2011)

Coherencia: Tal como se puede apreciar en las tablas anteriores, existe concordancia entre las acciones propuestas en la estrategia regional sobre todo al considerar el Objetivo 2.4, donde claramente se anuncia la necesidad de elaborar una matriz energética diversificada que combine las tecnologías tradicionales con la incorporación de energías renovables. En todas las alternativas propuestas se enmarca este enunciado.

Con relación a la preparación de mano de obra calificada, si bien en el presente informe no se indica explícitamente, el sub informe "Aplicación de Criterios de una EAE: Análisis y Lineamientos Estratégicos", indica que éste es un tema recurrente en la mayoría de los talleres realizados con expertos y actores claves de la región.

Conflictos: No existen conflictos aparentes, entre los Objetivos 2.4 y 2.6 y las propuestas de matriz energética regional.

Con relación a los otros sectores productivos indicados como estratégicos, se tienen objetivos específicos relacionados con la energía, para:

- **Sector Agricultura, Ganadería y Forestal**

Fortalecimiento de la ganadería, con incorporación de tecnologías y producción intensiva, productos con denominación de origen, desarrollando una industria asociada a la producción hortícola; desarrollo del sector forestal basado en bosque nativo y aprovechamiento de la biomasa.

Para un potenciamiento de la actividad silvoagropecuaria es central incentivar la innovación y el emprendimiento, siempre con un sentido estratégico de largo plazo que torne a la actividad como sustentable. Sin embargo, para que estos emprendimientos e innovaciones se lleven a cabo es necesario establecer un conjunto de medidas dentro del sector que hagan de la actividad una oportunidad de negocio rentable.

OBJETIVO 4.1. Detener y recuperar el deterioro de la condición de las praderas en la región y mejorar sus rendimientos productivos y comerciales. En el punto **A.4.1.4**, de la Estrategia, se indica como acción "Estrategia para el mejor uso y aprovechamiento de los recursos hídricos, destinados a riego de praderas y cultivos, y bebida del ganado".

Coherencia: Existe total concordancia entre la acción propuesta y la propuesta de matriz energética, en su caso base de incorporación de energías renovables, en zonas aisladas ya que éstas pueden mejorar la competitividad de sectores rurales. Se mantiene la idea de impulsar autogeneración en zonas muy apartadas a través de procesos eólicos y/o fotovoltaicos.

Conflictos: No existen conflictos aparentes, entre el Objetivo 4.1 y las propuestas de matriz energética regional.

OBJETIVO 4.5. Propiciar espacios de habitabilidad de calidad en los sectores rurales, por medio del desarrollo de infraestructura y el mejoramiento de la conectividad. En el punto **A.4.5.1** de la Estrategia, se indica como acción "Iniciativas de mejoramiento de las condiciones de habitabilidad en los sectores rurales de la región".
Dadas las condiciones geográficas de distancias/aislamiento y las demográficas de doblamiento, en el sector ha sido complejo avanzar en temas tales como el acceso a la información y comunicaciones; ***abastecimiento de energía***; mano de obra calificada; disponibilidad de maquinaria agrícola. Actualmente la calidad de vida es los sectores rurales es baja debido a la falta de servicios básicos. Es indispensable avanzar estos aspectos si se quiere fortalecer la actividad.
Coherencia: Existe total concordancia entre la acción propuesta y la propuesta de matriz energética, en su caso base de incorporación de energías renovables en zonas aisladas y en específico en pequeñas localidades identificadas.
Conflictos: No existen conflictos aparentes, entre el Objetivo 4.5 y las propuestas de matriz energética regional.

OBJETIVO 4.6. Propiciar el desarrollo de procesos de industrialización competitiva de los productos primarios ganaderos, tales como lana, cueros y carnes.

OBJETIVO 4.7. Promover el desarrollo de los mercados mediante el potenciamiento de productos con denominación de origen y sistemas de inteligencia de mercado. En su punto **A.4.7.1** de la Estrategia, se indica como acción "Iniciativas de denominación de origen de los productos ganaderos regionales, otorgando un sello de identidad a la producción local".
La región ofrece una serie de recursos que son exclusivos y se requiere el desarrollo de mercados para éstos. Este objetivo surge del trabajo en los talleres de reforzamiento y se sustenta en el Documento de Estrategia Competitiva del Sector Silvoagropecuario elaborado por la SEREMI de Agricultura.

Coherencia: Existe especial interés regional en generar un sello de identidad en los productos de exportación como el "cordero magallánico", por lo cual existen incentivos varios para promover el uso de energías renovables en dicha actividad productiva.

Conflictos: Tanto los Objetivos 4.6 y 4.7, presentan conflicto con las propuestas de matriz energética regional, si se considera explotación de Gas Natural de los yacimientos regionales, explotación de carbón para gasificación y/o uso de la Geotermia, puesto que cada uno de estos recursos presenta la necesidad de intervención del uso del suelo. Existen conflictos ciudadanos ya establecidos para el carbón y la explotación de hidrocarburos y el uso ganadero (Mina Invierno – Alerta Isla Riesco, y Empresas Ganaderas y ENAP –CEOP), sin embargo, si se comparan éstas dos actividades, la primera se suscribe a yacimientos ubicados en áreas donde los propietarios de las concesiones mineras, quienes las explotan, son también propietarios de suelo, a diferencia de los yacimientos de hidrocarburos, donde los pozos se han instalado en diferentes territorios cuyos

suelos son de privados principalmente. Si se considera que la producción no convencional requiere de una mayor cantidad de pozos de exploración y explotación es posible que esta actividad provoque un mayor número de conflictos con la ganadería regional.
Dentro del Lineamiento 5, se tiene "Propiciar la producción sustentable del bosque nativo, mediante el aprovechamiento integral de los productos y subproductos.

OBJETIVO 5.1. Aumentar la extracción sustentable de recursos forestales y diversificar su uso.

Coherencia: Existe especial interés regional en posicionar la madera de "lenga" en los mercados internacionales y nacionales, por lo cual el uso primario del bosque nativo es maderero y no energético. Sin embargo, también existe interés en varias empresas regionales en emplear los residuos madereros (de plantas de procesamiento) y de la explotación forestal, en uso energético, dándole un valor agregado que hoy en día no tienen. De ésta forma, se estaría dando un uso integral al bosque.

Conflictos: Lo anteriormente expuesto se contrapone con la explotación forestal netamente para uso energético (leña), que si bien se debe a las obligaciones impuestas por los planes de manejo, no menos cierto es que en lugares donde existen múltiples interventores (leñadores) y no empresas sujetas a normas de certificación forestal, se hace difícil mantener la sostenibilidad ambiental del sistema, por lo cual debiera existir una planificación estratégica de aquellos predios forestales destinados a leña. De igual forma, se deben establecer reglas claras de comunicación a la ciudadanía con relación al uso de la biomasa con fines energéticos, pues ya existieron en el pasado conflictos importantes con la explotación intensiva del bosque nativo (Forestal Trillium y Magallánica de Bosques con grupos ambientalistas regionales y nacionales).

- **Sector de Ciencia Tecnología e Innovación**

Fundamental aquí el Lineamiento 23, de la estrategia, que indica "Maximizar el potencial científico y económico de las áreas de CTI desde la sustentabilidad y la conservación de la biodiversidad".

OBJETIVO 2.3.1. Promocionar la ciencia y la tecnología regional de excelencia. En su punto A.23.1.2, se indica como acción "Generación de Proyectos de I+D+i, estratégicos en relación a las energías renovables eólica y mareomotriz".

Coherencia: Existe convergencia entre el objetivo estratégico anteriormente planteado y las propuestas de matriz energética, sobre todo considerando el caso base de energías renovables para la matriz eléctrica y la Alternativa 3, que plantea instalar un caso piloto de aprovechamiento de energías marinas en la primera angostura del Estrecho de Magallanes.

Conflictos: Los posibles conflictos relacionados con el Objetivo 2.3.1, pueden ir por el lado del lugar donde se plantea la instalación de dispositivos de energía eólica y mareomotriz que pudieran entrar en discrepancias con otros usos del borde costero o del territorio.

10.2 Fortalezas y Debilidades de la Matrices Energéticas

A continuación se muestran, los principales puntos de un análisis FODA desarrollado sobre las matrices propuestas en Alternativa 1 y Alternativa 2, de forma de contar con un punto de comparación, que permita visualizar las pérdidas y ganancias con relación a la situación actual de las matrices térmica y eléctrica. Para este análisis se considera la metodología FODA (Fortalezas-Oportunidades. Debilidades y Amenazas), la cual fue aplicada por el equipo del proyecto.

En las Tablas 10.2.1, 10.2.2, y 10.2.3, se muestra el análisis FODA para la Alternativa Energética 0, 1 y 2, respectivamente. Sin embargo para las Alternativas 1 y 2, sólo se considera el componente GNL (gas natural licuado), GNS (gas natural sintético de gasificación de carbón), respectivamente, puesto que todos los otros componentes se mantienen. La planta de propano/ aire es parte de estas 2 alternativas.

Tabla 10.2.1 – Análisis FODA Alternativa Energética 0

Energético	Fortalezas y Oportunidades	Desventajas y Amenazas
Diésel	Se mantiene en la matriz energética, como parte del consumo propio del transporte mayor (camiones) y de vehículos y maquinaria pesada. De igual forma sus variedades en diésel marino y diésel antártico, pueden ser una oportunidad para el desarrollo del sector marítimo-portuario, potenciando la ciudad de Punta arenas, como polo logístico antártico. Se debe mantener como parte del soporte de sistemas híbridos, eólico-diésel, dado los factores de planta de la aerogeneración. De igual forma en lugares aislados, donde sólo se acceda vía marítima, sigue siendo una opción viable para generación eléctrica, pero debiera ir desplazándose por otros energéticos.	Su precio es altamente dependiente de factores externos a la región e incluso del país. En zonas aisladas puede llegar a tener los valores más altos del país (Puerto Williams), por lo cual se debiera ir desplazando su uso. Al no producirse en la región (salvo en sus formatos marino y antártico), existe una dependencia externa a la región por este recurso. Las largas distancia entre localidades de la Región de Magallanes, requieren del desplazamiento de camiones con diésel, con el consiguiente riesgo de contaminación de suelos y cuerpos de agua. Riesgo similar se tiene, con la necesidad de trasladar y realizar acciones de carga y descarga en pontones de acuicultura, embarcaciones u otros.
Propano	En la opción térmica ante la falta de gas	Su precio es altamente dependiente de

Energético	Fortalezas y Oportunidades	Desventajas y Amenazas
(GLP)	natural y/o biomasa, dado el formato flexible de su transporte.	factores externos a la región e incluso del país, a pesar que se produce en la región como parte del proceso de producción de gas natural.
Gas natural convencional y no convencional	Sigue siendo la opción más viable mientras se mantengan valores competitivos. Su mantención en la matriz permite utilizar la infraestructura de gasoductos y las redes de distribución, al igual que los artefactos al interior de las casas y edificios.	Existe incertidumbre sobre el éxito de las actuales campañas de exploración, y desconocimiento sobre la productividad de los yacimientos no convencionales. Desconocimiento de la comunidad sobre procesos de fractura, lo que genera posible incertidumbre sobre sus impactos ambientales.
E. Eólica	Dentro de las energías renovables a considerar en la matriz eléctrica, es la que posee mayores ventajas desde el punto de vista de madurez tecnológica, y posibles factores de planta a disponer en la región. De igual forma este recurso posee potencial en varios puntos de la región. Existe una probabilidad interesante de desarrollar, sistemas a pequeña escala prácticamente sin dependencia de fósiles como lo son los híbridos eólico-biomasa. La Región de Magallanes y Antártica Chilena, presenta factores de planta para la energía eólica, en algunas comunas bastante alto superando el 50%, como ocurre en Punta Arenas, valores que pueden validarse con la información histórica del Parque Eólico Cabo Negro.	El costo de inversión de equipos eólicos es mayor que el de equipos térmicos, aún con economías de escala de aerogeneradores de mayor potencia nominal, pero sin considerar subsidios al precio de combustibles fósiles, en particular sobre el gas natural. Los costos directos de generación eléctrica son competitivos, más aún si se valorizan los beneficios indirectos y externalidades positivas. Los sistemas eólicos requieren de respaldo térmico (turbinas) ya que no existen factores de planta del 100%, por lo cual siempre se deben considerar.
Solar Fotovoltaica	Existe un alto potencial del recurso dentro de lo que se podría instalar en edificios públicos, casas e incluso naves industriales, pero su mejor utilización es en sistemas aislados particulares (estancias, lodge de pesca, cabañas, etc.) Existe un potencial de recurso atractivo, cercano al que poseen algunas ciudades de Alemania en igual latitud que la región.	Los altos costos de inversión hacen que los valores de energía sean de los más altos hoy en día, en comparación con la utilización de recursos fósiles como gas natural y diésel, si se piensa en emplear esta tecnología en ciudades, para generación eléctrica. Al igual que los sistemas eólicos, la energía generada es intermitente, y requiere de sistemas de respaldo. Existen posibles problemas de contaminación debido al uso de baterías para acumulación de energía.
Biomasa	Existe potencial del recurso en varios lugares de la región, donde existe	El uso a escalas mayores de 1 MW de potencia de este energético, requiere de

Energético	Fortalezas y Oportunidades	Desventajas y Amenazas
	explotación forestal con fines madereros, dando así valor agregado a lo que hoy es un residuo del proceso maderero o de la explotación forestal misma. Sistemas más eficientes de artefactos al interior de las edificaciones, que empleen astillas y/o densificados dan valor agregado al material residual de la industria forestal regional.	cálculos de ingeniería de detalle de forma de contar con la real disponibilidad de materia prima, considerando que se trata de biomasa forestal nativa. El uso de leña en la matriz es una desventaja por lo cual es necesario proponer sistemas más eficientes de artefactos al interior de las edificaciones, que empleen astillas y/o densificados dando un valor agregado al material residual de la industria forestal regional.
Hidroeléctrica	Existe potencial del recurso, en varios puntos de la región, sin embargo, preferentemente a pequeña escala, y que considera la instalación de centrales de paso. Se plantea como oportunidad más probable su instalación en Puerto Williams, pero también en lugares aislados particulares (estancias, lodge de pesca, cabañas, etc.), que posean el potencial cercano.	La distancia entre la ubicación del recurso con potencial, y el centro de consumo es uno de los factores importantes a considerar como desventaja de estos sistemas. Falta mayor información sobre potenciales e algunas zonas de la región.

Fuente: Elaboración Propia CERE

Tabla 10.2.2 – Análisis FODA Alternativa Energética 1

Energético	Fortalezas y Oportunidades	Desventajas y Amenazas
GNL	El GNL y su regasificación es un energético limpio con relación al carbón y al diésel. Posibilidad de abastecimiento de regiones que no cuentan con Gas Natural y que se ubican a grandes distancias de las zonas de extracción o de gasoductos actuales. Diversificación del abastecimiento, sin la necesidad de depender exclusivamente de un país. Crecimiento del comercio de GNL, lo cual puede colaborar para ganar escala y por ende permitir la disminución de precios por descenso de los costos. Su precio se está volviendo cada vez más competitivo frente a otros energéticos.	Requiere de niveles de inversión importantes de infraestructura. Cadena de abastecimiento extensa y compleja que precisa grandes responsabilidades en todos los eslabones. El tiempo entre que se firma un contrato y el cual se despacha el primer embarque puede llegar a ser de 5 años. Largo periodo de repago (mayor a 15 años). Se dificulta la participación de medianas empresas debiendo quedar en manos de las mayores o del Estado. Continuidad de la tendencia en alza de consumir gas natural, lo que dificulta el uso de energías renovables.
Propano/Aire	No se requiere modificar la instalación de	Dada la posible ubicación de la planta (Barrio

Energético	Fortalezas y Oportunidades	Desventajas y Amenazas
	gas natural para distribución y al interior de las casas. Una vez instalada la planta de Propano/Aire, puede quedar en servicio rápidamente. Corresponde a un reemplazo parcial del gas natural, para momentos de déficit de gas natural, paros por mantención de planta y puesta en marcha de planta de regasificación. Corresponde a un combustible limpio (bajo mantenimiento) Permite el enriquecimiento de otros gases (ej. Biogás). Puede presentar altos caudales y altas presiones (sistemas asistidos). Combustible limpio (bajo mantenimiento)	Industrial de Punta Arenas), será necesario contar con camiones que circulen por Ruta 9 (desde Cabo Negro), única ruta de acceso a la ciudad. Esta ubicación se debe a la necesidad de contar con un lugar lo más cercano posible al punto de distribución dadas las condiciones de presión que requiere esta mezcla.
Otros Combustibles y Energías	Se mantienen las fortalezas y oportunidades para el propano (GLP), diésel, gas de yacimientos, y para las energías eólica, solar y de biomasa.	Se mantienen las desventajas y amenazas para el propano (GLP), diésel, gas de yacimientos, y para las energías eólica, solar y de biomasa.

Fuente: Elaboración Propia CERE

Tabla 10.2.3 – Análisis FODA Alternativa Energética 2 (Gas Natural Sintético de Carbón)

Energético	Fortalezas y Oportunidades	Desventajas y Amenazas
Gas natural sintético (GNS) a partir de gasificación de carbón	El gas natural sintético a partir de la gasificación de carbón es un energético menos contaminante con relación al carbón y al diésel. Posibilidad de abastecimiento de matriz térmica, con reservas probadas importantes que disminuyen grado de incertidumbre. Diversificación del abastecimiento de energéticos, sin la necesidad de depender exclusivamente de un energético principal. Mayor grado de independencia en la matriz comparado con el GNL que viene de fuera de la Región. Crecimiento del comercio de gas de síntesis, lo cual puede colaborar	Es un negocio que implica muchos riesgos para los generadores, por la alta inversión, que para acotarlos se precisa de contratos a largo plazo. Continuidad de seguir dependiendo de un combustible fósil, con los correspondientes riesgos de contaminación. Mayor percepción de impactos ambientales en la explotación del carbón propiamente tal (fase minera), que en la gasificación.

Energético	Fortalezas y Oportunidades	Desventajas y Amenazas
	para ganar escala y por ende permitir la disminución de precios por descenso de los costos, sobre todo si se desarrolla la carboquímica.	
Propano/Aire	Presenta las mismas fortalezas y oportunidades que las indicadas en la Tabla 10.2.2.	Presenta las mismas desventajas y amenazas que las indicadas en la Tabla 10.2.2.
Otros Combustibles y Energías	Se mantienen las fortalezas y oportunidades para el propano (GLP), diésel, gas de yacimientos, y para las energías eólica, solar y de biomasa.	Se mantienen las desventajas y amenazas para el propano (GLP), diésel, gas de yacimientos, y para las energías eólica, solar y de biomasa.

Fuente: Elaboración Propia CERE

A continuación se presenta la Tabla 10.2.4, que permite identificar los riesgos y oportunidades de los proyectos pilotos que se proponen como necesarios de implementar en algunas comunas de la Región.

Tabla 10.2.4 – Análisis FODA Proyectos Pilotos

Energético	Fortalezas y Oportunidades	Desventajas y Amenazas
Calefacción Distrital con Biomasa	Se considera una oportunidad el poder implementar para una población nueva, en la comuna de Puerto Williams (Comuna de Cabo de Hornos), y en Seccional de Pampa Guanaco (Comuna de Timaukel) la generación térmica centralizada de agua caliente o vapor para calefacción preferentemente. Una oportunidad de implementación en condominios rurales o eco lodge, que tengan disponibilidad del recurso. Interés de privados en participar en parte o totalidad de la cadena productiva. Oportunidad de desarrollar sistemas híbridos eólico-biomasa, con generación eléctrica a partir de gasificación de biomasa. Oportunidad de desarrollar y potenciar el negocio de elaboración de productos energéticos alternativos como astillas y densificados (pellets y briquetas) a partir de desechos de la madera.	Se debe determinar el modelo de negocio de este tipo de sistemas, puesto que las inversiones se justifican en la medida de la escala de la planta de generación a considerar (En propuesta de aplicación, se estima suministro para 500 casas, equivalente a casi la totalidad de Puerto Williams). La administración del suministro del recurso debe ser parte del modelo de negocio, ya que no es factible considerando la actual situación de la explotación del bosque para leña. El formato astillas o pellets debe analizarse, en el contexto de la tecnología a emplear, ya que si el pellets no cumple con estándares de calidad puede complicar el funcionamiento de algunos equipos. En el caso de las astillas su tamaño y humedad deben ser medidos para asegurar un buen funcionamiento.
Geotermia de Baja Entalpía	Se reconocen sectores de la Región que presentan gradientes geotérmicos de 5°C/100 (m), los que están por sobre el	Tecnología poco conocida en la región. Falta información sobre potenciales

Energético	Fortalezas y Oportunidades	Desventajas y Amenazas
	promedio mundial (3°C/100 (m)). Los lugares donde existe este gradiente geotérmico son zonas con un potencial muy alto de factibilidad de uso de geotermia de baja entalpia. Oportunidad de desarrollo de proyectos piloto, que permita quitar presión sobre el uso del gas natural en comunas como Primavera y San Gregorio, donde existe información geotérmica de gradientes de temperatura. En la región de Magallanes existen zonas específicas en las que se han detectado características de posibles yacimientos geotérmicos, por lo tanto, es en estas zonas donde se deben realizar estudios detallados de la composición del subsuelo y determinar el potencial real de la geotermia. Experiencia regional en exploración y perforación de pozos. Aprovechamiento de la energía Geotérmica durante el día y la noche durante todas las estaciones del año, al ser este recurso energético uno de los más estables durante los 365 días del año (estabilidad térmica). Oportunidad de utilizar recursos geotérmicos de baja entalpia con y sin de equipos de bombas de calor. Oportunidad de formación de capital humano. El desarrollo oportuno del recurso geotérmico en zonas específicas de la región, puede generar a futuro nuevas actividades económicas sustentables, tales como la piscicultura y el cultivo en invernaderos, considerando todos los beneficios de empleabilidad y disminución de costos en cierto tipo de productos.	geotérmicos de aquellos puntos donde ha sido detectada su presencia. Necesidad permanente para su funcionamiento de energía eléctrica, en los casos de alta entalpía. Altos costos en la fase de perforación y prospección del recurso.
Mareomotriz	Oportunidad de desarrollo de proyecto piloto, que permita quitar presión sobre uso del gas natural en comunas como San Gregorio y Primavera.	Tecnología a nivel de prototipos. Localización del recurso muy alejado de los centros de consumo.

Energético	Fortalezas y Oportunidades	Desventajas y Amenazas
	La geografía de la región favorece la producción de esta energía.	Potenciales impactos en mamíferos marinos debe ser estudiado y validado con equipos reales en el agua. Posibilidades de contaminación de aguas en etapa de construcción.

Fuente: Elaboración Propia CERE

Es importante comparar los resultados de la Tabla 10.2.4, obtenida de análisis bibliográfico y del equipo de asesores externos de la Universidad de Magallanes, con el análisis de riesgos y oportunidades, desarrollado en el Informe de Aplicación de Criterios de una EAE, donde se presenta la opinión levantada en los talleres de expertos temáticos, sobre las ventajas y desventajas que presentan los diferentes energéticos y/o tecnologías analizadas, puesto que existen coincidencias claras con lo presentado aquí.

10.3 Análisis de Riesgos en el Suministro Energético

Los factores asociados mundialmente a riesgo en el suministro energético, son de carácter económico, político, y de seguridad nacional, y por lo general se pueden clasificar en los aspectos de análisis: Infraestructura crítica y recursos claves, y diversificación de fuentes energéticas. Tal como se mencionara en Propuesta Técnica, la metodología a emplear fue la de Técnicas de Multicriterios.

Tradicionalmente, las técnicas de toma de decisiones se orientaban a procesos de optimización con maximización de beneficios y reducción al mínimo de los costos. Actualmente los métodos de toma de decisiones proporcionan una mejor comprensión de las características inherentes del problema de decisión, mediante la promoción de un papel más activo de los participantes en la toma de decisiones, facilitando el compromiso y las decisiones colectivas, a la vez que se ofrece una buena plataforma para la comprensión de la percepción de los modelos en un escenario realista.

Para el análisis de fuentes de riesgos de sistemas energéticos, por lo general se emplea la asignación de probabilidades de riesgo, donde se pueden estimar: i) Amenazas no técnicas, las cuales incluyen los riesgos de entorno, los riesgos estratégicos y los riesgos de asignación de recursos; y ii) Amenazas técnicas, las cuales incluyen los riesgos financieros y los riesgos operacionales.

Finalmente, se desarrolla la valoración y evaluación de las amenazas a través de la aplicación de análisis multicriterio, desarrollado por países de la OCDE, es decir, para realizar el análisis semi

cuantitativo se asignan valores a las escalas cualitativas definidas de la matriz de valoración de riesgos, con el fin de realizar un ordenamiento de prioridades más detallado que se hubiese logrado con el análisis cualitativo. En esta etapa se realiza la identificación de los riesgos de acuerdo con su probabilidad de ocurrencia y con el impacto que pudieran obtener sobre el cumplimiento de los objetivos de aseguramiento energético en la región. En la Figura 10.3.1, se muestra la escala de valoración para la matriz de riesgos al suministro energético.

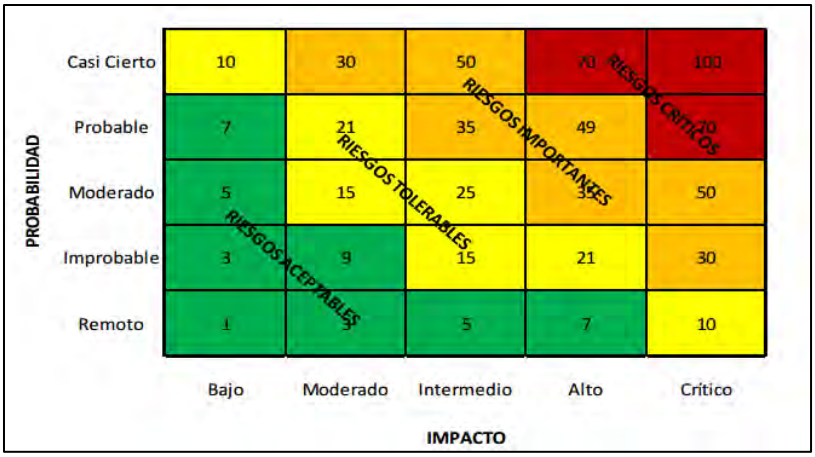


Figura 10.3.1. Matriz de Riesgos para la calificación de las amenazas al suministro energético
Fuente: Correa G.J, (2010)

Para el desarrollo de recomendaciones, orientadas a cubrir los riesgos de suministro, se emplearon criterios internacionales (Correa G.J, 2010), tales como:

- Diversificación de las fuentes primarias en caso de importaciones.
- Diversificación de fuentes de generación eléctrica, buscando tecnologías más eficientes en términos de costo y de impacto ambiental.
- Promoción del ahorro, la eficiencia y las fuentes autóctonas y renovables de energía, sabiendo que existen límites técnicos y económicos.
- Incremento en el almacenamiento y uso eficiente de las reservas "estratégicas" de energía.
- Otras que dependen de la contingencia regional

Según lo anteriormente descrito, la matriz de riesgos, la calificación para la probabilidad y para el impacto del aseguramiento energético, se puede establecer en cinco niveles de acuerdo con la ***probabilidad de ocurrencia:***

- **Remoto:** ocasionalmente puede presentarse una vez cada diez o más años.
- **Improbable:** ocasionalmente puede presentarse una vez entre siete y diez años.
- **Moderado:** puede presentarse una vez entre uno y tres años.

- **Probable:** puede presentarse una vez entre tres y siete años.
- **Casi cierto:** es probable que ocurra entre una o varias veces por año.

En cuanto a la ***magnitud del impacto***, la amenaza al aseguramiento energético recibe la siguiente calificación.

- **Bajo:** el impacto no afecta de manera significativa y puede ser asumido por el giro normal de las operaciones del sistema energético, ya que no afecta la prestación del servicio, viabilidad empresarial o la relación con los consumidores de energía. Las pérdidas financieras son pequeñas.
- **Moderado:** el impacto afecta de manera significativa pero puede ser asumido por el giro normal de las operaciones del sistema, ya que no afecta la prestación del servicio, viabilidad empresarial o la relación con los consumidores de energía. Las pérdidas financieras son medias.
- **Intermedio:** se puede ver afectada la eficiencia del sistema energético, lo cual disminuye la calidad del servicio, y esto genera insatisfacción en los consumidores de energía e impactos en las economías locales. Las pérdidas financieras son altas.
- **Alto:** el impacto afecta de manera importante y se generan pérdidas económicas y deterioro social importantes.
- **Crítico:** Se afectan los estándares de los indicadores, se genera incumplimiento regulatorio, y se pone en riesgo la normal prestación del servicio en el sistema energético nacional. Se impacta la economía regional y se afecta la relación con los consumidores de energía. Las pérdidas financieras son enormes.

En la matriz de riesgos puros, se tiene en cuenta la siguiente clasificación de ***amenazas al suministro energético***:

- **Riesgos Críticos:** Bajo ninguna circunstancia se deberá mantener un riesgo con esa capacidad potencial de afectar el logro de los objetivos del proyecto. Estos riesgos requieren una atención de alta prioridad para buscar disminuir en forma inmediata su calificación.
- **Riesgos Importantes:** Se requiere desarrollar acciones prioritarias a corto plazo para su gestión debido al alto impacto que tendrían sobre el logro de los objetivos del proyecto.
- **Riesgos Tolerables:** Aunque deben desarrollarse actividades para la gestión sobre el riesgo, tienen una prioridad de segundo nivel, pudiendo ejecutarse a mediano plazo.
- **Riesgos Aceptables:** El riesgo no tiene una gravedad significativa, por lo que no amerita la inversión de recursos y no requiere acciones adicionales a las ya aplicadas. Se deben conservar las acciones implementadas para mantener el nivel.

A continuación se desarrollan los aspectos técnicos para la Matriz Energética Regional actual, de forma de contar con la situación base, que además corresponde a la Alternativa 0, pero considerando el énfasis en la exploración y explotación de gas no convencional. Este análisis permitirá comparar los riesgos asociados a las propuestas de matrices de las Alternativas 1 y 2 a las cuales se les suma la incorporación de energías renovables, para no distorsionar lo que ocurre hoy en día.

- **Reservas de Generación de Energía**

La generación de energía térmica en la región de Magallanes es mayoritariamente dependiente de recursos fósiles como gas natural, diésel y propano (GLP) y en muy menor escala de leña. Con relación a las tecnologías de generación para la matriz térmica, esta depende directamente de la producción regional de gas natural y su distribución a aquellas localidades conectadas a la red de gasoductos, y a la distribución en camiones y embarcaciones de propano (GLP) y a la explotación de leña, ésta sólo en aquellos lugares que cuentan con este recurso. La matriz eléctrica en general es térmica con uso intensivo de turbinas y motores de combustión interna a gas natural, diésel o duales. Bajo un escenario de demanda normal, la producción de gas natural, es suficiente para cubrir la demanda regional de este recurso. Sin embargo, en épocas de otoño- invierno o como cuando las condiciones climáticas son extremadamente frías este margen disminuye.

- **Disminución en el margen de reserva en la oferta de gas natural**

El crecimiento de la demanda de gas natural en la región en estos últimos 3 años ha sido del orden de 2,4%, sin considerar a la empresa METHANEX. Para el análisis de este factor, los criterios para la demanda a salvo del gas natural, se clasifican internacionalmente en tres grupos: cobertura de la demanda máxima diaria, participación mínima de reservas de seguridad, y de contingencias en el suministro de gas desde el extranjero. Con relación a la demanda máxima diaria y tal como se mencionó anteriormente, existen problemas de cobertura de la demanda en los días más fríos; según lo indicado en el Taller de Expertos de Hidrocarburos, hace un par de años a lo menos que se están usando las reservas de seguridad; finalmente con relación al suministro desde el extranjero, este no es un factor relevante desde el momento en que Argentina decidió no exportar más gas a nuestro país.

- **Déficit de infraestructura de transporte y distribución de gas**

En la actualidad para la distribución de gas natural, la red de gaseoductos existente hoy en día permite llegar a los principales centros poblados de seis de las diez comunas de la Región para suministro de las matrices térmicas y eléctricas. Sin embargo, en aquellas zonas apartadas de la Región, como la comuna de Puerto Williams, existe una clara dependencia del transporte marítimo tanto de diésel como propano (GLP). Todas las iniciativas privadas ubicadas fuera de la red de distribución tales como la acuicultura, el turismo (dos actividades productivas estratégicas

para el desarrollo regional), requieren autogeneración de energía eléctrica y almacenamiento de energía térmica (propano).

- **Déficit de infraestructura de transporte y distribución de electricidad**

A pesar de existir un programa nacional de electrificación rural, no existe un sistema interconectado de electricidad regional y la generación de la energía eléctrica de parte de la distribuidora se da comuna a comuna extendiéndose solo a las zonas aledañas no más allá de 40 kilómetros del punto de generación. Existen varias localidades con baja población que hoy en día no cuentan con un sistema 24/7, dada la distancia existente a los centros de generación.

- **Vulnerabilidad de los sistemas eléctricos**

Debido a lo mencionado en el punto anterior, este no es un factor relevante para la actual realidad regional, ya que al no existir un sistema interconectado regional no hay probabilidad de un black-out regional. Por otro lado, las empresas distribuidoras están obligadas por normativa, a disponer de sistemas de respaldo y es así que disponen de unidades generadora duales, que pueden usar gas natural y/o diésel como combustible de generación o bien unidades de respaldo que funcionan a diésel. Disponen de una determinada cantidad de almacenamiento que permitiría enfrentar este tipo de contingencia.

- **Crítica dependencia Gas Natural – Electricidad**

Existe un creciente grado de interdependencia entre el gas y los sistemas eléctricos, lo que hace necesaria la coordinación de estos sistemas. La interacción de ambos sistemas se produce debido al uso de gas natural para la generación de energía eléctrica.

- **Dificultad en el control de despacho de electricidad con Energías Renovables**

Actualmente, no es un factor relevante para el sistema energético Regional. El único sistema de mayor envergadura, que utiliza energías renovables, corresponde al parque eólico Cabo Negro (2,5 MW) y es solo utilizado para abastecer parte de la energía eléctrica requerida por la empresa METHANEX.

Una futura introducción de parques eólicos en la región deberá considerar que esta tecnología no garantiza el suministro continuo de energía al sistema, por lo cual siempre se deberá contar con un robusto sistema de respaldo.

- **Ataques informáticos a centro de control de sistemas térmicos o de electricidad**

Este factor actualmente no es relevante para la región, puesto que no existen sistemas de gestión de energía (EMS), sistemas de supervisión y adquisición de datos (SCADA), sistema de control y transmisión de energía (DCS) que estén interconectados mediante redes o sean accesibles de

forma remota. Sin embargo, a futuro ante posibles instalaciones de este tipo, se debe tener en cuenta la vulnerabilidad que poseen antes ataques informáticos.

- **Desajuste de oferta y demanda de productos derivados del petróleo (Gasolina, Diésel, GLP)**

Tanto la gasolina como el diésel en la Región de Magallanes son importados desde afuera de la región. La capacidad de refinería en la actualidad es usada principalmente para producción de derivados del petróleo que son netamente usados en la Región como son el diésel marino y/o diésel antártico y kerosene de aviación. La refinería de San Gregorio no posee las características técnicas para producir Diésel B1 que es el principal combustible para termogeneración y transporte terrestre. De igual forma en la planta de Cabo Negro existe mayor capacidad instalada para producción de GLP de la que se usa hoy en día.

En la Tabla 10.3.1, se muestran los resultados de la valoración de riesgos Técnicos, para la matriz energética actual.

Tabla 10.3.1. Aplicación de la Matriz de Riesgos Puros para la Valoración de Amenazas Técnicas Matriz Energética Regional, actual

N°	Amenazas de Tipo Técnico	Probabilidad de Ocurrencia	Magnitud de Impacto	Totalización del Riego
1	Disminución en el margen de reserva de generación de energía	Probable (7)	Moderado(3)	Tolerable (21)
2	Disminución en el margen de reserva de la oferta de gas	Casi Cierto (10)	Alto (7)	Critico (70)
3	Déficit de infraestructuras de transporte y distribución de gas y petróleo	Moderado(5)	Intermedio(5)	Tolerable (25)
4	Déficit de infraestructuras de transporte de electricidad	Moderado(5)	Bajo (1)	Aceptable(5)
5	Vulnerabilidad de los sistemas eléctricos	Remoto(1)	Bajo(1)	Aceptable (1)
6	Crítica dependencia gas natural-electricidad	Moderado (5)	Alto(7)	Importante (35)
7	Dificultades en el control de despacho de electricidad con energías renovables	Remoto(1)	Bajo(1)	Aceptable(1)
8	Ataques informáticos en centros de control de los sistemas de gas, petróleo y electricidad	Remoto(1)	Bajo(1)	Aceptable(1)
9	Desajustes de oferta y demanda de productos petrolíferos	Remoto (1)	Alto (7)	Aceptable (7)

Fuente: Elaboración Propia CERE

A continuación, se desarrollan los aspectos No Técnicos para la Matriz Energética Regional actual (Alternativa 0), de forma de completar la situación base que permitirá comparar los riesgos asociados a las propuestas de matrices.

- **Crecimiento de las Demandas Futuras**

Si se revisan los antecedentes de la demanda histórica de los diferentes energéticos utilizados en la región, existe a lo menos un crecimiento vegetativo (1,2%) en la demanda de ellos, en especial del gas natural que alcanza alrededor del 2,4%. Existen sectores productivos regionales que han visto limitado su crecimiento productivo o han tenido que invertir en generación propia, ya que, no existe la capacidad de potencia instalada que pueda cubrir dichas demandas.

Por ejemplo, los sectores acuícolas (Planta Procesadora y Planta de Ovas y Alevines) de las comunas de Puerto Natales, Punta Arenas y Porvenir. Con relación a las proyecciones futuras de crecimiento de la demanda, la información entregada por las empresas distribuidoras de Gas y Electricidad considera sólo un aumento vegetativo, debido a la incertidumbre con el aseguramiento de los recursos futuros, principalmente gas natural. Información validada en entrevistas personales con la gerencia de GASCO Magallanes y ejecutivos superiores de EDELMAG

- **Inestabilidad política de los países productores de gas y petróleo y agotamiento de los recursos**

Los problemas de inestabilidad política de los países productores de hidrocarburos tienen repercusiones directas e indirectas en los intereses energéticos de un país, pudiendo afectar la seguridad del suministro. Sin embargo, en la actualidad la región de Magallanes solo tiene dependencia externa debido al petróleo crudo importado por Chile. Por otro lado las reservas mundiales de petróleo y de gas natural son estimadas periódicamente en función de los yacimientos conocidos donde se pueda extraer combustible con costos aceptables.

- **Reservas Estratégicas de Gas y Petróleo**

Los estados miembros de la Agencia Internacional de Energía tienen la obligación de construir y mantener constantemente un nivel de reservas de productos petrolíferos. Chile al ser miembro de la OCDE debería integrar esta Agencia.

- **Insuficiencia de inversiones para nuevos yacimientos e infraestructuras**

En un sistema energético global, es necesario que tanto productores como consumidores lleven a cabo las inversiones necesarias en infraestructura para poder garantizar la seguridad del suministro energético. En un modelo donde la responsabilidad de la exploración y explotación de recursos petrolíferos está centrada en el Estado, quedando la distribución y comercialización de estos recursos en manos de privados, no existe una clara simetría entre las responsabilidades de inversión en ambas partes del sistema energético. Puede pasar que el privado siga invirtiendo en

redes de distribución local del recurso, pero el Estado deje de invertir en exploración y explotación de él, significando que a la larga el recurso pueda escasear a pesar que uno de los integrantes del sistema energético haya realizado sus tareas. De igual forma los sistemas de respaldo, ante aumentos de demanda peak, debieran ser responsabilidad de las empresas distribuidoras, tal como ocurre en otras parte del país. Ahora bien, ENAP[106] tiene aprobado un plan de inversiones para los próximos 5 años, que permite respaldar por ese periodo las inversiones en exploración y producción.

- **Deficiente diversificación de los recursos energéticos**

En la región de Magallanes, históricamente ha existido una nula diversificación de la matriz energética y en la actualidad la potencia instalada de energías renovables no supera el 3%. Las principales razones de esta situación radican en el subsidio al gas natural, y al bajo valor que presenta este recurso, que no ha permitido la competitividad de energéticos renovables, sumado a la falta de regulaciones que promuevan, faciliten u obliguen la incorporación de renovables en la matriz energética.

- **Amenazas a las infraestructuras e instalaciones de petróleo, gas y electricidad**

Esta situación es bastante ajena a la realidad regional dado que Chile y en específico la Región de Magallanes no constituyen una potencia energética mundial que haga vulnerable sus instalaciones energéticas por terrorismo u otras amenazas externas.

- **Amenazas en las rutas marítimas de aprovisionamiento**

Este factor de carácter mundial no solo se relaciona con conflictos de tipo piratería o exceso de tráfico marítimo, sino también con la probabilidad de accidente o siniestro en la rutas marítimas. En este último punto, la Región de Magallanes, dadas sus condiciones geográficas con un amplio desmembramiento del borde costero y presencia de fiordo y canales no se encuentra ajena a los siniestros marítimos, de los cuales se ha tenido la ocurrencia de uno a dos importantes en el año. (Gobernación Marítima).

- **Conflictos políticos entre países suministradores, consumidores y de tránsito**

Este factor tampoco ha sido ajeno a la Región de Magallanes, y al país en especial, con los países limítrofes que podrían haber sido grandes proveedores de gas natural. Existe infraestructura de gaseoducto instalada entre Chile y Argentina que permitiría el intercambio de gas entre los dos países, como ocurrió en otros tiempos, sin embargo por decisiones políticas del gobierno argentino esto se vió interrumpido, pero en el año 2014 los gobiernos de Argentina y Chile firmaron un Memorandum de Entendimiento que permite los intercambios de gas. Por otro lado, las posibilidades de suministro de este energético vía terrestre a través de camiones desde otros

[106] *Presentación Gerencia de ENAP Magallanes, 6 de Mayo 2015.*

lugares del territorio chileno a la región de Magallanes puede verse afectado por decisiones políticas nacionales, o conflictos políticos o sociales en la ruta (toma de camino).

- **Regulación económica ineficiente de los nuevos mercados energéticos**

A nivel mundial este factor opera en países como España en donde se han liberado los mercados energéticos, sobre todo en el rubro de la generación eléctrica pasando de un sistema monopólico a un sistema que permite la competencia en la generación y la libertad de elección del suministrador por parte de los consumidores de electricidad y gas. Sin embargo, la heterogeneidad de los sistemas eléctricos y de distribución de gas, y la asimetría entre los distintos modelos de liberación, la concentración empresarial entre otros, han producido notables ineficiencias de los mercados energéticos. Para la Región de Magallanes este factor actualmente no ha sido relevante, pero a futuro debería tenerse en cuenta si se modifican las regulaciones para los sistemas medianos de generación eléctrica.

- **Falta de coordinación de políticas energéticas nacionales**

Este factor, importante en otros países para asegurar el suministro energético, debe tenerse en cuenta en el momento de la elaboración de la Política Energética Nacional y la elaboración de la Política Energética de la Región de Magallanes las cuales deben estar en coherencia.

- **Seguridad física de las infraestructuras**

Un primer paso para el desarrollo de este factor es la identificación y designación de infraestructura crítica cuya perturbación o destrucción tendría repercusiones importantes en la Región. Dadas las normativas chilenas de seguridad los terminales de entrada y salida de energéticos, y los respectivos sistemas de almacenamiento de combustibles son parte de esta infraestructura crítica que debe tener un plan especial de protección. Otras infraestructuras críticas son las plantas de producción de energéticos.

- **Emisiones contaminantes, impacto ambiental y cambio climático**

Es evidente la contribución del sector energético en la emisión de gases efecto invernadero, según trabajo, investigación y conclusiones del IPCC Panel Intergubernamental para el Cambio Climático, quienes han indicado que más de la mitad de las emisiones de CO_2 mundial están relacionadas con el sector de energía. De igual forma, el informe de las Naciones Unidas ha señalado “los estados deben prestar especial atención a la explotación de fuentes de energía de bajo contenido de carbono como el gas natural y las energías renovables y nuclear“. La nueva Reforma Tributaria del país hará, que este factor relacionado con las emisiones, cobre más importancia en el desarrollo de futuras matrices energéticas.

- **Conflictos armados por la explotación de recursos energéticos**

Este factor puede afectar indirectamente el suministro de energía si se dispone de una matriz altamente dependiente de recursos energéticos proveniente de países con posibles conflictos armados.

- **Catástrofes naturales**

Luego de los últimos desastres naturales acontecidos en el país, existe un mapa de riesgo país, sobre todo para el riesgo sísmico. Se elaboraron informes de amenazas naturales en todas las regiones y en particular en la Región de Magallanes. Entre los resultados de dicho trabajo, se menciona que las zonas de explotación y distribución de hidrocarburos presentan riesgo sísmico y/o volcánico.

- **Incomprensión y oposición de la población frente a la implantación de nuevas Infraestructuras y tecnologías necesarias para asegurar el suministro energético**

Corresponde al grado de oposición social de las organizaciones ecologistas hacia nuevas infraestructuras energéticas que pueden retrasar la ejecución de proyectos planificados, comprometiendo al mismo tiempo la cobertura de la demanda futura. En "Mapa de Conflictos Socio Ambientales en Chile", elaborado por el Consejo Instituto Nacional Derechos Humanos (2012), se identifica el proyecto Mina Invierno (Isla Riesco) por conflicto de uso del suelo por exploración y/o explotación de carbón. De igual forma, en talleres de expertos de hidrocarburos se identificaron recurrentes conflictos entre empresas de exploración y producción de hidrocarburos y sector ganadero por ocupación del suelo.

En la Tabla 10.3.2, se muestran los resultados de la valoración de riesgos No Técnicos, para la matriz energética actual.

Tabla 10.3.2- Aplicación de la Matriz de Riesgos Puros para la Valoración de Amenazas No Técnicas Matriz Energética Regional, actual

N°	Amenazas de Tipo no Técnico	Probabilidad de Ocurrencia	Magnitud de Impacto	Totalización del Riesgo
1	Crecimiento de las demandas futuras	Casi cierto (10)	Moderado (3)	Importante (30)
2	Inestabilidad política de los países productores de gas y petróleo y agotamiento de los recursos	Remoto (1)	Bajo (1)	Aceptable (1)
3	Reservas estratégicas de gas y petróleo	Remoto (1)	Critico (10)	Tolerable (10)
4	Insuficiencia de inversiones para nuevos yacimientos e infraestructuras	Probable (7)	Alto (7)	Importante (49)
5	Deficiente diversificación de los recursos energéticos	Moderado (5)	Intermedio (5)	Tolerable (25)
6	Amenazas a las infraestructuras e instalaciones de petróleo, gas y electricidad	Remoto(1)	Critico (10)	Tolerable (10)
7	Amenazas en las rutas marítimas de aprovisionamiento	Casi Cierto (10)	Bajo (1)	Aceptable (10)
8	Conflictos políticos entre países suministradores, consumidores y de tránsito	Remoto (1)	Bajo (1)	Aceptable (1)
9	Regulación económica ineficiente de los nuevos mercados energéticos	Remoto (1)	Bajo(1)	Aceptable(1)
10	Falta de coordinación de políticas nacionales energéticas infraestructuras	Remoto (1)	Bajo (1)	Aceptable (1)
11	Seguridad física de las infraestructuras	Remoto (1)	Bajo (1)	Aceptable (1)
12	Emisiones contaminantes, impacto ambiental y cambio climático	Casi Cierto (10)	Bajo (1)	Tolerable (10)
13	Conflictos armados por la explotación de recursos energéticos	Remoto (1)	Bajo (1)	Aceptable (1)
14	Catástrofes naturales	Remoto (1)	Critico (10)	Tolerable (10)
15	Incomprensión y oposición de la población frente a la implantación de nuevas infraestructuras y tecnologías necesarias para asegurar el suministro energético	Casi Cierto (10)	Moderado (3)	Importante (30)

Fuente: Elaboración Propia CERE

De las matrices de riesgos puros y considerando la clasificación de amenazas al suministro energético, en la categoría de riesgo técnico (de los cuales uno es riesgo crítico y uno importante), dichas amenazas se encuentran por encima de la tolerancia al riesgo. Adicionalmente dos riesgos son considerados como tolerables y cinco como aceptables.

La administración de riesgo busca reducir la volatilidad e incertidumbre asociada a una amenaza, y con ello disminuir el grado de exposición de la región a situaciones adversas.

De acuerdo con la valorización realizada de estas amenazas técnicas se obtuvo que los riesgos más críticos, corresponden a: disminución en el margen de reserva de la oferta de gas.

Por otro lado, el riesgo identificado como importante corresponde a: crítica dependencia de gas natural-electricidad.

Todos estos riesgos ubicados por encima del nivel de tolerancia corresponden a los cuales se deben enfocar las políticas y recursos estatales con el fin de revisar seguimiento y tratamiento estricto, para minimizar el impacto de los mismos en el aseguramiento energético, en caso de su ocurrencia.

En la clasificación de amenazas de tipo no técnico no se encontraron riesgos críticos. Sin embargo se evidenciaron 3 riesgos importantes: crecimiento de la demanda futura, deficiente diversificación de los recursos energéticos e incomprensión y oposición de la población frente a la implantación de nuevas infraestructuras y tecnologías necesarias para asegurar el suministro energético. De igual forma se encontraron 5 riesgos tolerables y 7 riesgos aceptables.

Si al valorar un riesgo la calificación es aceptable, se considera que no representa peligro y solo debe ser monitoreado, si por el contrario, no lo es, se deben tomar acciones para llevarlo a un nivel en el que no exista inquietud.

Los riesgos de importancia media y baja deben ser considerados entre las políticas estatales, pero su grado de importancia es en el largo plazo y para esta clasificación el mayor esfuerzo debe estar enfocado a los cuatros riesgos importantes.

Siguiendo con el razonamiento anterior, se procede a analizar las amenazas en el riesgo de suministro que podrían tener las alternativas de matrices propuestas. Recordando que la Alternativa 1 corresponde a planta de GNL en Punta Arenas, y Energías Renovables en Matriz Eléctrica; Alternativa 2 corresponde a planta de Gasificación de Carbón en Punta Arenas, y Energías Renovables en Matriz Eléctrica; considerando en ambas, aplicación de medidas de Eficiencia Energética.

- **Alternativa 1: CASO GNL en Punta Arenas**

Tabla 10.3.3 - Aplicación de la Matriz de Riesgos Puros para la Valoración de Amenazas Técnicas Matriz Energética Regional, Alternativa 1

N°	Amenazas de Tipo Técnico	Probabilidad de Ocurrencia	Magnitud de Impacto	Totalización del Riesgo
1	Disminución en el margen de reserva de generación de energía	Improbable (3)	Alto (7)	Tolerable (21)
2	Disminución en el margen de reserva de la oferta de gas	Remoto (1)	Alto (7)	Aceptable (7)
3	Déficit de infraestructuras de transporte y distribución de gas y petróleo	Casi Cierto (10)	Alto (7)	Critico (70)
4	Déficit de infraestructuras de transporte de electricidad	Casi Cierto (10)	Alto (7)	Critico (70)
5	Vulnerabilidad de los sistemas eléctricos	Remoto (1)	Alto (7)	Aceptable (7)
6	Crítica dependencia gas natural-electricidad	Moderado (5)	Moderado (3)	Tolerable(15)
7	Dificultades en el control de despacho de electricidad con energías renovables	Moderado (5)	Intermedio (5)	tolerable (25)
8	Ataques informáticos en centros de control de los sistemas de gas, petróleo y electricidad	Improbable (3)	Moderado (3)	Aceptable (9)
9	Desajustes de oferta y demanda de productos petrolíferos	Moderado (5)	Alto (7)	Importante (35)

Fuente: Elaboración Propia CERE

Tabla 10.3.4 - Aplicación de la Matriz de Riesgos Puros para la Valoración de Amenazas No Técnicas Matriz Energética Regional, Alternativa 1.

N°	Amenazas de Tipo no Técnico	Probabilidad de Ocurrencia	Magnitud de Impacto	Totalización del Riesgo
1	Crecimiento de las demandas futuras	Casi Cierto (10)	Bajo (1)	Aceptable(10)
2	Inestabilidad política de los países productores de gas y petróleo y agotamiento de los recursos	Remoto (1)	Alto(7)	Aceptable (7)
3	Reservas estratégicas de gas y petróleo	Remoto (1)	Critico (10)	Aceptable(10)
4	Insuficiencia de inversiones para nuevos yacimientos e infraestructuras	Moderado (3)	Moderado (5)	Tolerable (15)
5	Deficiente diversificación de los recursos energéticos	Improbable (3)	Bajo (1)	Aceptable (3)
6	Amenazas a las infraestructuras e instalaciones de petróleo, gas y electricidad	Remoto (1)	Crítico (10)	Aceptable(10)
7	Amenazas en las rutas marítimas de aprovisionamiento	Improbable (3)	Critico (10)	Importante (30)
8	Conflictos políticos entre países suministradores, consumidores y de tránsito	Remoto (1)	Critico (10)	Aceptable(10)
9	Regulación económica ineficiente de los nuevos mercados energéticos	Remoto (1)	Bajo (1)	Aceptable (1)
10	Falta de coordinación de políticas nacionales energéticas infraestructuras	Remoto (1)	Bajo (1)	Aceptable (1)
11	Seguridad física de las infraestructuras	Remoto (1)	Bajo (1)	Aceptable (1)
12	Emisiones contaminantes, impacto ambiental y cambio climático	Casi Cierto (10)	Bajo (1)	Aceptable(10)
13	Conflictos armados por la explotación de recursos energéticos	Remoto (1)	Critico (10)	Aceptable(10)
14	Catástrofes naturales	Remoto (1)	Critico (10)	Aceptable(10)
15	Incomprensión y oposición de la población frente a la implantación de nuevas infraestructuras y tecnologías necesarias para asegurar el suministro energético	Remoto (1)	Bajo (1)	Aceptable (1)

Fuente: Elaboración Propia CERE

- **Alternativa 2: CASO GNS a partir de Gasificación de Carbón.**

Tabla 10.3.5 - Aplicación de la Matriz de Riesgos Puros para la Valoración de Amenazas Técnicas Matriz Energética Regional, Alternativa 2

N°	Amenazas de Tipo Técnico	Probabilidad de Ocurrencia	Magnitud de Impacto	Totalización del Riesgo
1	Disminución en el margen reserva de generación de energía	Casi cierto (10)	Bajo (1)	Aceptable (10)
2	Disminución en el margen reserva de la oferta de gas	Remoto (1)	Alto (7)	Aceptable (10)
3	Déficit de infraestructuras de transporte y distribución de gas y petróleo	Casi cierto (10)	Alto (7)	Critico (70)
4	Déficit de infraestructuras de transporte de electricidad	Casi cierto (10)	Alto (7)	Critico (70)
5	Vulnerabilidad de los sistemas eléctrico	Remoto (1)	Alto (7)	Aceptable (7)
6	Crítica dependencia gas natural-electricidad	Improbable (3)	Moderado(3)	Aceptable (9)
7	Dificultades en el control de despacho de electricidad con energías renovables	Moderado (5)	Intermedio (5)	Tolerable (25)
8	Ataques informáticos en centros de control de los sistemas de gas, petróleo y electricidad	Improbable (3)	Moderado (3)	Aceptable (9)
9	Desajustes de oferta y demanda de productos petrolíferos	Remoto (1)	Bajo (1)	Aceptable (1)

Fuente: Elaboración Propia CERE

Tabla 10.3.6 - Aplicación de la Matriz de Riesgos Puros para la Valoración de Amenazas No Técnicas Matriz Energética Regional, Alternativa 2.

N°	Amenazas de Tipo no Técnico	Probabilidad de Ocurrencia	Magnitud de Impacto	Totalización del Riego
1	Crecimiento de las demandas futuras	Casi cierto (10)	Bajo (1)	Aceptable (10)
2	Inestabilidad política de los países productores de gas y petróleo y agotamiento de los recursos	Remoto (1)	Bajo (1)	Aceptable (1)
3	Reservas estratégicas de gas y petróleo	Remoto (1)	Critico (10)	Aceptable(10)
4	Insuficiencia de inversiones para nuevos yacimientos e infraestructuras	Moderado (3)	Moderado (5)	Tolerable (15)
5	Deficiente diversificación de los recursos energéticos	Remoto (1)	Bajo (1)	Aceptable (1)
6	Amenazas a las infraestructuras e instalaciones de petróleo, gas y electricidad	Remoto (1)	Crítico (10)	Aceptable (10)
7	Amenazas en las rutas marítimas de aprovisionamiento	Remoto (1)	Bajo (1)	Aceptable (1)
8	Conflictos políticos entre países suministradores, consumidores y de tránsito	Remoto (1)	Bajo (1)	Aceptable(1)
9	Regulación económica ineficiente de los nuevos mercados energéticos	Remoto (1)	Bajo (1)	Aceptable (1)
10	Falta de coordinación de políticas nacionales energéticas infraestructuras	Remoto (1)	Bajo (1)	Aceptable (1)
11	Seguridad física de las infraestructuras	Remoto (1)	Bajo (1)	Aceptable (1)
12	Emisiones contaminantes, impacto ambiental y cambio climático	Casi cierto (10)	Bajo (1)	Aceptable (10)
13	Conflictos armados por la explotación de recursos energéticos	Remoto (1)	Critico (10)	Aceptable(10)
14	Catástrofes naturales	Remoto (1)	Critico (10)	Aceptable (10)
15	Incomprensión y oposición de la población frente a la implantación de nuevas infraestructuras y tecnologías necesarias para asegurar el suministro energético	Moderado (3)	Intermedio(5)	Tolerable (15)

Fuente: Elaboración Propia CERE

Para la Alternativa 1, de las matrices de riesgos puros y considerando la clasificación de amenazas al suministro energético, en la categoría de riesgo técnico (de los cuales dos son riesgo crítico y uno importante), dichas amenazas se encuentran por encima de la tolerancia al riesgo. Adicionalmente un riesgo es considerado como tolerable y cinco como aceptables.

La administración de riesgo busca reducir la volatilidad e incertidumbre asociada a una amenaza, y con ello disminuir el grado de exposición de la región a situaciones adversas.

De acuerdo con la valorización realizada de estas amenazas técnicas se obtuvo que los riesgos más críticos corresponden a: Déficit de infraestructura de transporte y distribución de gas y petróleo; y Déficit de infraestructura de transporte de electricidad, esto debido a que para la instalación de GNL es necesario construir infraestructura crítica, y por otro lado para la incorporación de renovables, en la matriz eléctrica, se deben instalar los parques o sistemas híbridos, además de los sistemas de distribución de energía eléctrica.

Por otro lado, el riesgo identificado como importante corresponde a: Desajuste de oferta y demanda de productos petrolíferos. Esto debido a que el GNL viene de mercados externos, la planta está diseñada para operar con capacidad de almacenamiento de 76 días, por lo tanto la gestión de flota de barcos es relevante a objeto de no perturbar el suministro energético.

Todos estos riesgos ubicados por encima del nivel de tolerancia, corresponden a los cuales se deben enfocar las políticas y recursos estatales con el fin de revisar seguimiento y tratamiento estricto, para minimizar el impacto de los mismos en el aseguramiento energético, en caso de su ocurrencia.

En la clasificación de amenazas de tipo no técnico no se encontraron riesgos críticos. Sin embargo se evidenció 1 riesgo importante, correspondiente a Amenazas en las flotas marítimas de aprovisionamiento, debido a que el GNL es traído en barcos, y las condiciones geográficas de la región tienen una cuota de peligro en la navegación.

Si al valorar un riesgo, la calificación es aceptable, se considera que no representa peligro y solo debe ser monitoreado, si por el contrario, no lo es, se deben tomar acciones para llevarlo a un nivel que no exista inquietud.

El riesgo de importancia media y baja deben ser considerados entre las políticas estatales, pero su grado de importancia es en el largo plazo. El mayor esfuerzo debiera estar enfocado al riesgo de carácter importante.

Para la Alternativa 2, de las matrices de riesgos puros y considerando la clasificación de amenazas al suministro energético, en la categoría de riesgo técnico de los cuales dos son riesgo crítico, corresponden a déficit de infraestructura de transporte y distribución de gas y petróleo; y déficit de infraestructura de transporte de electricidad. Esto debido a que para la instalación de Gasificación de Carbón es necesario construir infraestructura crítica, y por otro lado para la incorporación de renovables, en la matriz eléctrica, se deben instalar los parques o sistemas híbridos, además de los sistemas de distribución de energía eléctrica. Dichas amenazas se encuentran por encima de la tolerancia al riesgo. No se encontraron riesgos de carácter importante.

En la clasificación de amenazas de tipo no técnico no se encontraron riesgos críticos, y tampoco se evidenciaron riesgos importantes. Adicionalmente se encontraron 2 tolerables y 13 aceptables. Estos últimos no representan peligro y solo deben ser monitoreados, si por el contrario, esto no ocurre, se deben tomar acciones para llevarlo a un nivel en que no exista inquietud.

Finalmente en la Tabla 10.3.7, se muestra una comparación de las posibles amenazas al sistema energético, entre la matriz actual y las Alternativas 1 y 2.

Tabla 10.3.7 - Resumen de Matriz de Riesgos Puros para la Valoración de Amenazas Técnicas y No Técnicas Matriz Energética Regional

Valoración de Riesgo	Matriz Actual – Alternativa 0*		Alternativa 1		Alternativa 2	
	Técnico	No técnico	Técnico	No técnico	Técnico	No técnico
Crítico	1	0	2	0	2	0
Importante	1	3	1	1	0	0
Tolerable	2	5	3	1	1	2
Aceptable	5	7	3	13	6	13

Fuente: Elaboración Propia CERE

(*) Sin considerar la incorporación de renovables.

De los resultados de la Tabla 10.3.7, se puede indicar que la magnitud de los riesgos críticos e importantes, van disminuyendo desde la matriz actual con mayor incorporación ahora de gas natural no convencional, a la alternativa que considera Gasificación de Carbón para obtención de Gas Natural Sintético, incorporación de renovables en matriz eléctrica y aplicación de medidas de eficiencia energética.

A modo de ejercicio, también se evalúan los proyectos pilotos que se recomienda implementar en algunas comunas de la Región. En las Tablas 10.3.8 y 10.3.9, se muestran los resultados de la valoración, de las amenazas técnicas y no técnicas, respectivamente. Se deja la salvedad que hay varios proyectos a los cuales no aplican las amenazas consideradas, a los cuales se les valora con la menor ponderación.

Tabla 10.3.8 - Aplicación de la Matriz de Riesgos Puros para la Valoración de Amenazas Técnicas Matriz Energética Regional, Proyectos Pilotos

N°	Amenazas de Tipo Técnico	Probabilidad de Ocurrencia	Magnitud de Impacto	Totalización del Riesgo
1	Disminución en el margen de reserva de generación de energía	Remoto (1)	Bajo (1)	Aceptable (1)
2	Disminución en el margen de reserva de la oferta de gas	Remoto (1)	Bajo (1)	Aceptable (1)
3	Déficit de infraestructuras de transporte y distribución de gas y petróleo	Remoto (1)	Bajo (1)	Aceptable (1)
4	Déficit de infraestructuras de transporte de electricidad	Casi cierto (10)	Alto (7)	Critico (70)
5	Vulnerabilidad de los sistemas eléctricos	Remoto (1)	Alto (7)	Aceptable (7)
6	Crítica dependencia gas natural-electricidad	Remoto (1)	Bajo (1)	Aceptable (1)
7	Dificultades en el control de despacho de electricidad con energías renovables	Moderado (5)	Intermedio (5)	Tolerable (25)
8	Ataques informáticos en centros de control de los sistemas de gas, petróleo y electricidad	Remoto (1)	Bajo (1)	Aceptable (1)
9	Desajustes de oferta y demanda de productos petrolíferos	Remoto (1)	Bajo (1)	Aceptable (1)

Fuente: Elaboración Propia CERE

Tabla 10.3.9 - Aplicación de la Matriz de Riesgos Puros para la Valoración de Amenazas No Técnicas Matriz Energética Regional, Proyectos Pilotos

N°	Amenazas de Tipo no Técnico	Probabilidad de Ocurrencia	Magnitud de Impacto	Totalización del Riego
1	Crecimiento de la demanda de las futuras	Casi Cierto (10)	Bajo (1)	Aceptable(10)
2	Inestabilidad política de los países productores de gas y petróleo y agotamiento de los recursos	Remoto (1)	Bajo (1)	Aceptable (1)
3	Reservas estratégicas de gas y petróleo	Remoto (1)	Bajo (1)	Aceptable(1)
4	Insuficiencia de inversiones para nuevos yacimientos e infraestructuras	Moderado (3)	Moderado (5)	Tolerable (15)
5	Deficiente diversificación de los recursos energéticos	Remoto (1)	Bajo (1)	Aceptable (1)
6	Amenazas a las infraestructuras e instalaciones de petróleo, gas y electricidad	Remoto (1)	Bajo (1)	Aceptable (1)
7	Amenazas en las rutas marítimas de aprovisionamiento	Remoto (1)	Bajo (1)	Aceptable (1)
8	Conflictos políticos entre países suministradores, consumidores y de tránsito	Remoto (1)	Bajo (1)	Aceptable(1)
9	Regulación económica ineficiente de los nuevos mercados energéticos	Remoto (1)	Bajo (1)	Aceptable (1)
10	Falta de coordinación de políticas nacionales energéticas infraestructuras	Remoto (1)	Bajo (1)	Aceptable (1)
11	Seguridad física de las infraestructuras	Remoto (1)	Bajo (1)	Aceptable (1)
12	Emisiones contaminantes, impacto ambiental y cambio climático	Moderado (5)	Bajo (1)	Aceptable (5)
13	Conflictos armados por la explotación de recursos energéticos	Remoto (1)	Bajo (1)	Aceptable(1)
14	Catástrofes naturales	Remoto (1)	Improbable (3)	Aceptable (3)
15	Incomprensión y oposición de la población frente a la implantación de nuevas infraestructuras y tecnologías necesarias para asegurar el suministro energético	Remoto (1)	Moderado(5)	Aceptable (5)

Fuente: Elaboración Propia CERE

Al aplicar las matrices de riesgos puros a los proyectos piloto de sistema distrital con biomasa, geotermia de baja entalpía (bombas de calor), y proyecto piloto mareomotriz, considerando la clasificación de amenazas al suministro energético, en la categoría de riesgo técnico se tiene uno como crítico, correspondientes al déficit de infraestructura de transporte de electricidad, sobre todo para los proyectos con energías marinas. No se encontraron riesgos de carácter importante, y la mayoría de los riesgos que pudieran tener alguna implicancia en este tipo de proyectos tienen una valoración de aceptables.

10.4 Comentarios y Recomendaciones

- Las alternativas propuestas para las matrices energéticas, como también los proyectos pilotos con energías renovables, se encuentran en total concordancia con los principales objetivos del sector minero energético de la actual Estrategia de Desarrollo Regional. Sin embargo, se hace necesario abordar de forma planificada la discusión de posibles instalaciones energéticas en las inmediaciones de proyectos ganaderos, de turismo, pesca artesanal u otros sectores productivos, donde se vislumbren posibles conflictos de interés por uso del territorio.

- A futuro, en la discusión de la Política Energética Regional, se recomienda analizar las posibles amenazas técnicas y no técnicas del suministro energético, con amplia participación, pues es probable que sean propuestos factores no considerados en el presente trabajo, que sean de aplicación sólo en la Región de Magallanes.

11. Conclusiones

Al final de cada capítulo del Informe Final, se han indicado una serie de comentarios y recomendaciones que tienen relación con los diferentes temas tratados en este trabajo tales como demanda energética regional, la disponibilidad de recursos, la necesidad de profundizar en el conocimiento del potencial de algunos recursos renovables, la madurez de algunas tecnologías, la influencia de aspectos del territorio regional que influyen en las alternativas energéticas comunales, entre otros. En el presente capítulo, se comparan las 3 alternativas propuestas, en función de aspectos técnicos, costos y factibilidad de inversiones, ventajas, desventajas y riesgos (FODA), aspectos ambientales, para finalmente ver los resultados de los criterios aplicados en la Evaluación Ambiental Estratégica.

Con relación a la Matriz Térmica:

- Para la matriz térmica se debe favorecer el uso de un combustible fósil gaseoso, y que cumpla con las mismas características para efectos de los usos que hoy tiene el gas natural. Este combustible debe disponer de la posibilidad de crecer en función de la situación de oferta y demanda futura, a un valor de inversión razonable. Conforme al presente estudio, las alternativas con las características antes mencionadas, son las siguientes: producción de gas natural no convencional – Alternativa 0; introducción de gas natural licuado (GNL) – Alternativa 1; o bién, gas natural sintético a partir de la gasificación del carbón (GNS) – Alternativa 2. Lo anterior, sería una solución válida para las comunas que hoy cuentan con gas natural, y son parte de la red de gasoductos.

- Se aprecia, que dada la actual disponibilidad de gas natural convencional y la proyección para exploración y producción de gas no convencional, ENAP espera poder certificar durante el presente año (junio 2015), las reservas necesarias para suplir la demanda y la declinación natural de las reservas no convencionales. Con relación al GNL, siempre será necesario depender de la disponibilidad externa y del funcionamiento mundial del mercado de este energético. Finalmente, las reservas probadas de carbón, aseguran disponibilidad para utilizar gas natural sintético para los próximos 40 años.

- Con relación a los costos de los energéticos a boca de planta, se ha podido establecer que, el gas natural licuado costaría **16,47 – 18,5 US$/MMBTU**, y el gas natural sintético de la gasificación de carbón costaría **11,3 – 15,6 US$/MMBTU**. Con relación al gas natural no convencional, no existen otros nuevos valores entregados por ENAP que permitan determinar el costo real de exploración y producción con los niveles esperados de producción de los nuevos pozos, y sólo se ha entregado el valor de venta sin subsidio para el año 2015, correspondiente a **8,34 US$/MMBTU.**

- Con relación al posible aporte al PIB regional de cada una de las alternativas, se tiene lo siguiente: Alternativa 0: EL GN no convencional aportaría 77,84 MMUS$/año, es decir 4,3% del PIB[107]; Alternativa 1: El GNL aportaría entre 48 y 66 MMUS$/año, es decir de 2,7 a 3,8 % del PIB); Alternativa 2: El GNS aportaría entre 101 y 140 MMUS$/año, es decir de 5,8 a 8,0% del PIB. Esto significa que la alternativa de GNL es la que menos aportaría al PIB regional.

- Con relación a las alternativas complementarias, se debe potenciar el desarrollo de proyectos piloto de calefacción distrital, en base a biomasa o geotermia de baja entalpía, de tal manera de introducir en la región tecnologías más eficientes y amigables con el medio ambiente. Para lograr un máximo provecho de estas experiencias, se requiere de la participación y coordinación de diversos ministerios y servicios del Estado de tal manera de regular y facilitar aspectos técnicos, económicos, comerciales, procedimientos de implementación, etc., dado que para comunidades aisladas con baja población, en la mayoría de los casos no son rentables para un privado.

Con relación a la Matriz Eléctrica:

- La Incorporación de energías renovables en el máximo aceptable técnica y económicamente, se debe dividir en 2 fases:

  a) Implementación inmediata, o en el corto plazo, de lo que hoy, tecnológicamente, es factible. Esto es: energía eólica, solar fotovoltaica, biomasa e hidroeléctrica.

  b) Investigación y desarrollo de tecnologías con potencial. Esto implica la realización de pilotos regionales, y en la medida que superen las exigencias tecnológicas y económicas incorporarlos a la matriz eléctrica. Un ejemplo de ello es la energía mareomotriz, en la cual además de su aprovechamiento en producción de energía eléctrica, se podría generar H2, un combustible limpio y que de acuerdo al potencial mareomotriz del Estrecho de Magallanes, podría incluso exportarse en el futuro.

- Respecto de la energía eólica, se recomienda realizar un fuerte desarrollo para la matriz eléctrica, comparándola económicamente con el gas natural sin subsidio.

- Para lograr este objetivo, se requiere que el Estado defina uno o más mecanismos tales que entreguen las señales adecuadas a los inversionistas para que estos perciban los costos y precios adecuados de modo que se tomen las decisiones que más convienen a la región.

[107] PIB regional año 2013: 853.366 millones de pesos, publicado por Banco Central de Chile.

- Se requiere que el Ministerio de Energía, estudie la actual normativa y prácticas en materia de tarificación de la energía eléctrica, buscando desarrollar innovaciones en la misma que le permitan dar las señales adecuadas para que se logre un máximo de eficiencia técnica y económica en el sistema eléctrico de la Región de Magallanes.

Con relación a los Aspectos Técnicos:

- Si bien no existe experiencia en Chile con gasificación de carbones a escala industrial, la gasificación de carbón en reactores, es una tecnología madura de amplio desarrollo internacional, y la Región de Magallanes y Antártica Chilena, posee capital humano con conocimiento en plantas químicas de clase mundial, lo cual es una ventaja ante la posibilidad de implementar esta tecnología energética.
- En Chile se tiene ya conocimiento de varios años sobre regasificación y manejo de GNL, tecnología cuya aplicación va en aumento en el resto del país. La Región de Magallanes y Antártica Chilena posee amplia experiencia en el manejo de hidrocarburos, por lo cual la implementación de una planta de este tipo podría llevarse a cabo sin mayores dificultades.

Con relación a la Factibilidad de las Inversiones:

- Con relación a la Alternativa 1, no se vislumbra otra empresa además de ENAP que pueda realizar las inversiones requeridas y administre el sistema de producción de GNL. Con relación a la Alternativa 2 existe el interés de privados en invertir en planta degasificación de carbón, y finalmente con relación a la Alternativa 0, de exploración y explotación de gas natural no convencional, existe un Plan de Inversiones para ENAP aprobado para los próximos 5 años.

- Para los proyectos con energías renovables, en localidades pequeñas, a incorporar en la matriz eléctrica y para la aplicación de medidas de eficiencia energética, y tal como se mencionara en capítulos anteriores, a los precios actuales, bajo las condiciones y limitaciones del mercado, el Estado debería intervenir para la implementación de dichas iniciativas.

Con relación a Aspectos Ambientales y de Riesgo de Suministro:

- Del análisis ambiental realizado a las alternativas 0, 1 y 2, se observa que los valores de las cargas ambientales, corresponden a 55, 68 y 73, respectivamente. Estas 2 últimas difieren en 5 unidades, simplemente por la incorporación del carbón, y en específico por la explotación del mismo, más que por los impactos del proceso de gasificación propiamente tal.

- Con relación a la carga ambiental de los proyectos pilotos de energías renovables complementarios a las alternativas de matrices energéticas, éstas son bastante similares, siendo levemente mayor en la aplicación de energías marinas, pero con posibilidades de disminuir su ponderación en la medida que se tengas claras las características técnicas del prototipo. Un factor importante a considerar será el lugar de emplazamiento, puesto que en este análisis no se ha considerado la implementación de ninguna de las tecnologías cerca de un área protegida.

- Es necesario recordar que para proyectos específicos, los impactos pueden variar, ya que dependerá no sólo del tipo de recurso y tecnología, sino del emplazamiento final de dichas iniciativas.

- Con relación al análisis de riesgos de suministro de los recursos energéticos para cada alternativa analizada, se obtiene como resultado que la magnitud de los riesgos críticos e importantes, van disminuyendo desde la matriz actual con mayor incorporación ahora de gas natural no convencional, hacia la alternativa que considera gasificación de carbón para obtención de gas natural sintético, la cual presenta menores riesgos de esta categoría y mayores riesgos de carácter aceptable.

Con relación a la incorporación de Energías Renovables:

- En las Figuras 11.1.1 y 11.1.2, se muestra la proyección de la incorporación de energías renovables en la matriz regional en Tera Calorías y en porcentaje de aporte al 2050, respectivamente, teniendo presente que parte del “gas térmico” y del “gas eléctrico”, será abastecido por alguna de las alternativas consideradas, gas natural no convencional, GNL o GNS. Los otros energéticos como propano y biomasa, son marginales en esta matriz.

- Para una mejor compresión de la incorporación de energías renovables, se muestra la gráfica de la Figura 11.1.3, donde se ve el ingreso de los diferentes energéticos en la matriz eléctrica, cada 10 años, hasta el año 2050. Del total regional para generación eléctrica, finalmente se podría tener al 2050 un 2% de hidroeléctrica, un 52% de eólica, y un 21% de fotovoltaica, considerando eso sí para este recurso y el eólico los máximos porcentajes de penetración. El resto de la matriz se conforma de un 25% de gas para electricidad, y se puede desplazar en su totalidad al combustible diésel.

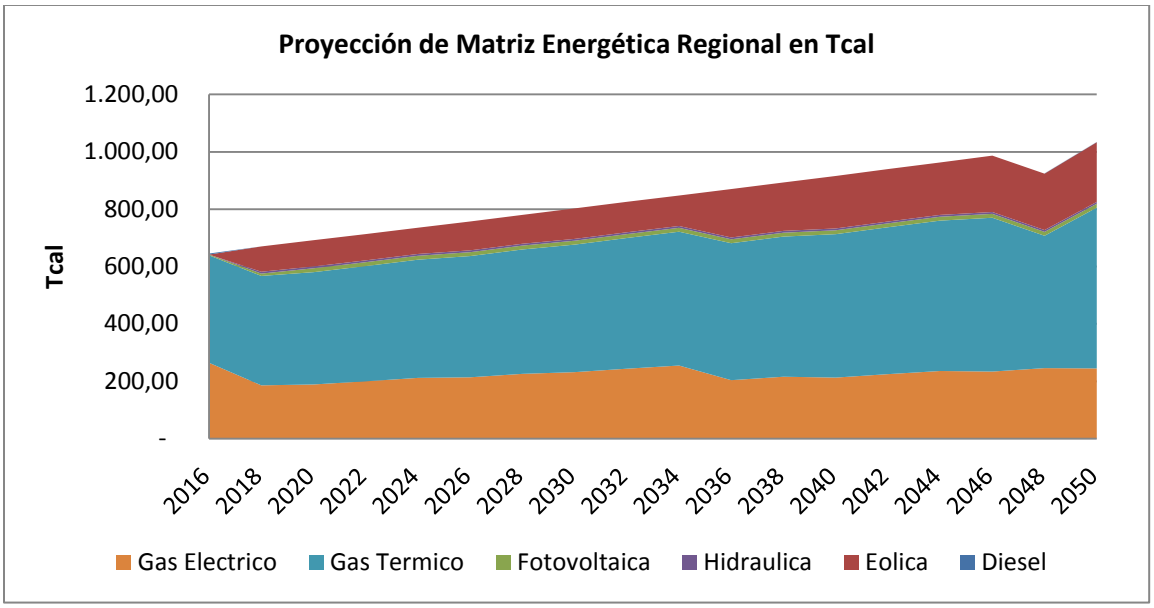


Figura 11.1.1 – Proyección Matriz Energética Regional en Tera Calorías

Fuente: Elaboración Propia CERE

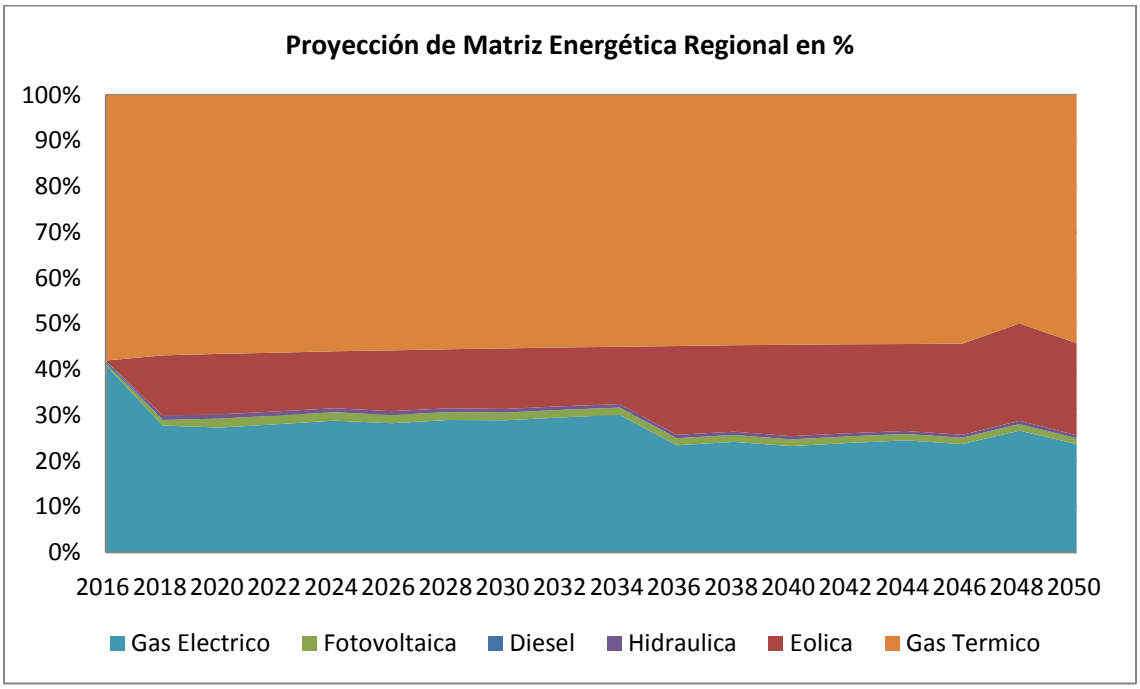


Figura 11.1.2 – Proyección Matriz Energética Regional en (%)

Fuente: Elaboración Propia CERE

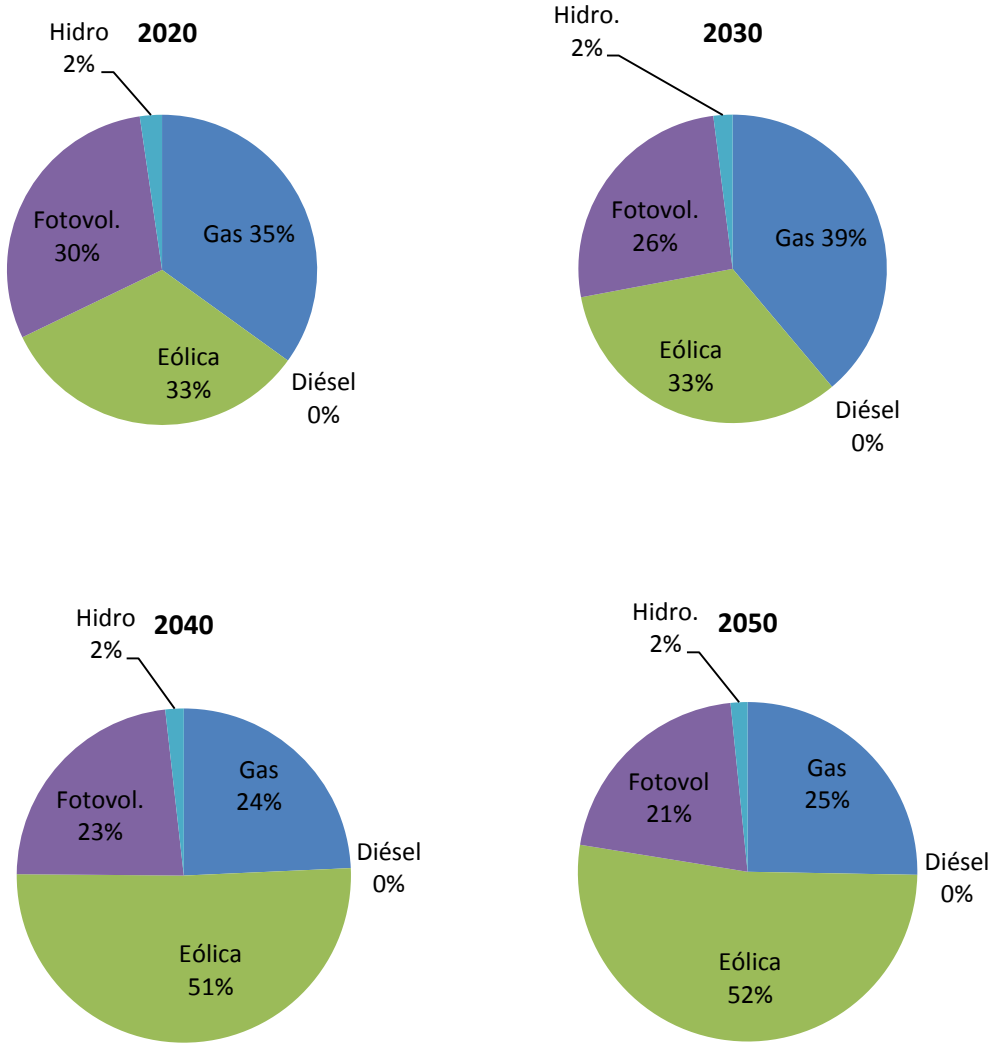


Figura 11.1.3 - Proyección Incorporación Energías Renovables Matriz Eléctrica al 2050
Fuente: Elaboración Propia CERE

Finalmente a modo de Recomendaciones Generales:

- Se reitera que a la hora de discutir la Política Energética Regional, se deberán revisar en una mesa territorial, las posibles ubicaciones de nuevos emplazamientos energéticos, de forma que se analice en forma previa las variables ambientales que se pueden ver alteradas.

- En la implementación de la matriz energética, se recomienda incorporar estudios que permitan obtener un máximo provecho para el desarrollo de la Región a partir de las fuentes que se definan, de tal manera que la matriz energética sea un motor efectivo del desarrollo Regional.

- Se recomienda establecer medidas que impulsen la eficiencia energética y el uso racional de la energía, en todas las comunas de la Región.

- En las comunas turísticas, como Torres del Payne, Timaukel, Cabo de Hornos, se recomienda dar un fuerte impulso a las fuentes renovables, con un especial cuidado del manejo de bosques para que la biomasa que se emplee mantenga o mejore la calidad de los mismos, además de mejorar las condiciones tecnológicas del uso de la biomasa, con sistemas más eficientes, mejorando el formato de la biomasa (astillas, pellets, etc.).

- Para los casos de zonas rurales aisladas, a partir de este análisis, se recomienda profundizar los estudios en cada caso particular, a fin de llegar a la solución que más se le adecúe, en términos técnicos y económicos

- Todos los futuros proyectos sociales regionales que emprenda el Estado, se sugiere que consideren una fase de estudio que contemple las opciones de mejora de confort y eficiencia en el uso de la energía.

- La mayoría de los factores e impactos considerados, tienen una estrecha afinidad con los resultados de la aplicación de criterios de una evaluación ambiental estratégica, dado que existen consideraciones ambientales que son percibidas por la comunidad, y en mayor grado por los expertos que participaron de la discusión de las alternativas energéticas consideradas durante el presente trabajo, lo que valida en gran medida el análisis.

- A la luz de los antecedentes recogidos, se considera que mientras no estén certificadas las reservas de gas natural no convencional, se debería seguir afinando la información de la Alternativa 0, con el fin de definir de mejor forma el precio en boca de pozo. Con relación al gas natural sintético de gasificación de carbón, se debería avanzar en mejorar la información de las inversiones, además de definir el precio de compra del carbón. Dado que existen recursos energéticos en la Región, certificados como las reservas de carbón y por certificar como las reservas de gas natural no convencional, se recomienda dar prioridad a estas 2 alternativas que ofrecen garantías de suministro a mediano y largo plazo, y postergar el estudio de la alternativa de GNL, que considera la traída de un recurso externo de la región.